2019

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА ГЕОЛОГІЇ ТА НАДР УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНА КОМІСІЯ УКРАЇНИ ПО ЗАПАСАХ КОРИСНИХ КОПАЛИН

VI міжнародна науково-практична конференція

«НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ. ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ»

МАТЕРІАЛИ КОНФЕРЕНЦІЇ

ТОМ 1



«SUBSOIL USE IN UKRAINE. PROSPECTS FOR INVESTMENT»

conf.dkz.gov.ua

Україна, м. Трускавець,
7 - 11 жовтня 2019 р.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ

**"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"**

Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

МАТЕРІАЛИ КОНФЕРЕНЦІЇ

Том 1

SIXTH SCIENTIFIC-PRACTICAL CONFERENCE

**"SUBSOIL USE IN UKRAINE.
PROSPECTS FOR INVESTMENT"**

Ukraine, Truskavets, 7–11 October 2019



ДЕРЖАВНА СЛУЖБА ГЕОЛОГІЇ ТА НАДР УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНА КОМІСІЯ УКРАЇНИ ПО ЗАПАСАХ КОРИСНИХ КОПАЛИН



Національна академія наук України
Український державний геологорозвідувальний інститут
ПрАТ «НАК «Надра України»
АТ «Укргазвидобування»
Державна установа «Український науково-дослідний інститут медичної реабілітації та курортології МОЗ України»
Навчально-науковий інститут «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка
Івано-Франківський національний технічний університет нафти та газу
Геолого-екологічний факультет Криворізького національного університету
Львівський національний університет імені Івана Франка
Львівський національний медичний університет імені Данила Галицького

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ

"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ. ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"

Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

SIXTH SCIENTIFIC-PRACTICAL CONFERENCE

"SUBSOIL USE IN UKRAINE. PROSPECTS FOR INVESTMENT"

Ukraine, Truskavets, 7–11 October 2019

КИЇВ – 2019

ШАНОВНІ УЧАСНИКИ, ГОСТІ ТА ОРГАНІЗАТОРИ ШОСТОЇ МІЖНАРОДНОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ «НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ. ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ»!



Радий вітати усіх з відкриттям Міжнародної науково-практичної конференції «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування». Цей захід щороку збирає фахівців, відданих справі розвитку мінерально-сировинної бази та охорони навколишнього середовища України, представників компаній-інвесторів.

Вважаю, що це чудова нагода для спеціалістів і науковців з різних країн не тільки обмінятися досвідом, новими напрацюваннями, досягненнями, відкриттями, а й ознайомитися із сучасними тенденціями розвитку галузі.

Україна – держава, багата на мінеральні ресурси. Вона володіє великою кількістю важливої мінеральної сировини, ефективне використання якої є важливим для підтримки розвитку і впровадження сталого розвитку нашої держави.

ДКЗ цілеспрямовано й послідовно здійснює відтворення сировинно-ресурсної бази України. Внесено зміни в національну Класифікацію запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр для її узгодження з останньою версією РКООН. Ці поправки роблять Класифікацію України такою, що повністю відповідає міжнародним стандартам та співставляється на глобальному рівні. Це гарантує те, що Україна повністю затвердить модель зрілості проектів в сфері управління мінеральними ресурсами, а також проекти, здатні залучити інвестиції

Послідовна методична і наукова діяльність Державної комісії України по запасах корисних копалин забезпечила їй належне визнання серед міжнародних та вітчизняних державних і комерційних організацій, які здійснюють геолого-економічну експертизу родовищ корисних копалин вуглеводнів, рудних, нерудних, твердих горючих корисних копалин і підземних вод.

Першочерговим завданням геологічної галузі є відкриття нових родовищ України з підтвердженим промисловим потенціалом (вуглеводнів, благородних, кольорових і рідкісних металів, будівельної сировини та ін.), розробка яких активізує економіку України, привнесе свіжий струмінь у геологічну галузь.

Окремо слід звернути увагу на дотримання національного природоохоронного законодавства, вимог і стандартів екологічної безпеки господарської діяльності як важливого інструменту сталого розвитку нашої держави.

Бажаю всім плідної роботи, конструктивного діалогу, нових вагомих здобутків та маю надію, що ця конференція стане вагомим внеском у розвиток такої важливої для України сфери як надрокористування.

Сподіваюсь, що Ви отримаєте професійне задоволення від результатів роботи Конференції, від перебування у місті Трускавець.

З повагою,

голова
Державної комісії
України по запасах
корисних копалин **Г. Рудько**

УДК 504+550+553+556

Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали Шостої міжнародної науково-практичної конференції (7–11 жовтня 2019 р., м. Трускавець). Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). – К.: ДКЗ, 2019. – Т. 1. – 467 с.

© Державна комісія України по запасах корисних копалин, 2019

ЗМІСТ

РЕФОРМУВАННЯ СФЕРИ ВИКОРИСТАННЯ НАДР: ПРОЗОРІСТЬ, ВІДКРИТІСТЬ, ДОСТУПНІСТЬ 10

Кирилюк О.В., Рудько Г.І. **Надрокористування в Україні** 11

Рудько Г.І., Нецький О.В. **Виклики державній експертизі та оцінці запасів корисних копалин, перспективи її існування і розвитку** 17

Гейченко М.В., Козар М.А., Мєнасова А.Ш. **Деякі проблеми законодавства стосовно видобутку рудних корисних копалин** 20

Лушпієнко Ю.О. **Актуальні проблеми надрокористування в Україні та шляхи їх вирішення** 25

Комлєв О.О. **Природно-логістична сітка геоморфолітосфери (цивільний та військовий аспекти)** 29

УПРАВЛІННЯ РЕСУРСАМИ КОРИСНИХ КОПАЛИН ДЛЯ СТАЛОГО РОЗВИТКУ 32

Рудько Г.І., Григіль В.Г., Ловинюков В.І., Литвинюк С.Ф. **Аналіз геолого-економічних оцінок запасів і ресурсів за міжнародними Класифікаційними системами** 33

Вдовиченко А.И., Ермаков П.П., Ермаков Н.П. **Новое научное мировоззрение, основанное на учении о восполняемости глубинных углеводородных ресурсов** 37

Богдасаров М.А., Шешко Н.Н., Кожанов Ю.Д., Маевская А.Н. **Геологическое строение и полезные ископаемые палеоген-неогеновых отложений территории Подлясско-Брестской впадины** 43

Рудько Г.І., Григіль В.Г., Ловинюков В.І., Литвинюк С.Ф., Нецький О.В. **Керівні принципи управління ресурсами державного фонду надр України** 50

Харченко М.В., Маслюк О.О. **Зони тектонічних порушень як фронтальні екрани покладів вуглеводнів** 55

Яценко В.Г., Земсков Г.О. **«Стратегічні» і «критичні» мінеральні ресурси: концептуальний підхід** 61

Грибик Я.Г. **Основные перспективные геологические структуры трансграничной территории Беларусь–Украина** 67

Бодюк А.В. **Принципи прогнозування фіскального розвитку нафто-газо-ресурсного господарства** 70

Мяновська Я.В, Пройдак Ю.С., Камкіна Л.В., Анкудінов Р.В. **Розвиток залізорудної сировинної бази та залучення руди родовища «Суха Балка» до використання в агломераційному виробництві** 76

Постовий В.І. **Економічна складова у сталому розвитку територій на прикладі діяльності Кам'янець-Подільського ПАТ «Гіпсовик»** 83

Безверхнюк Т.М., Бабова І.К. **Дорожня карта розвитку курорту державного значення «Куяльник»** 88

Семерак М.М., Михайлишин М.Р. **Пожежна безпека складів нафти і газу, як невід'ємна складова сталого розвитку** 94

Харченко М.В., Вакарчук С.Г., Чепіль П.М., Коваль А.М. **Пошуки родовищ вуглеводнів і етапність геологорозвідувальних робіт** 99

Вижва С.А., Балега А.В. **Науковий та освітній супровід надрокористування в Україні** 103

Балега А.В., Курило М.М. **Регіональні аспекти розвитку мінерально-сировинної бази України: напрями організації та фінансування** 109

Нікіпелова О.М., Насібуллін Б.А., Захарченко Є.А., Ярошенко Н.О., Гуща С.Г. **Характеристика та перспективи використання донних відкладів групи Шацьких озер** 115

Віршило І.В., Пап І.В., Ігнатьєва М.-В.Г. **Алгоритм прогнозу родовищ урану Кіровоградського рудного району в ГІС на основі нечіткої логіки** 120

Жикаляк М.В. **Проблемні аспекти амортизації активів і витрат, повязаних із надрокористуванням** 125

Бабов К.Д., Нікіпелова О.М., Гуща С.Г.,Ніколенко С.І., Арабаджи М.В. **Результати моніторингу якості, безпечності та біологічної активності пелоїдів Куяльницького лиману (2016–2017)** 135

МЕТОДИКА І ПРАКТИКА ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ РОДОВИЩ КОРИСНИХ КОПАЛИН 139

Шапран А.Б., Зур'ян О.В., Качалова О.І. **Особливості дослідження техніко-економічних показників роботи гірничодобувних підприємств методами операційного аналізу** 140

Чепіжко О.В., Кадурін В.М. **Вимоги раціонального надрокористування за умов зниження впливу на довкілля** 146

Матюха В.В., Сухіна О.М. **Щодо питання методології здійснення вартісної оцінки мінерально-сировинних ресурсів** 150

Ляху М.В., Ляху Р.М. **Прогнозна оцінка ресурсів нафти і газу за кривими освоєння** 154

Черемісська О.М., Черемісський Ю.В., Петруняк М.Д., Петруняк Г.М. **Літогеохімічні особливості відкладів верхньостебницької підствіти в зоні переходу до соленосних відкладів** 159

Татарин Г.В. **Закономірності поширення газоносності за фізико-хімічними властивостями газу і води** 165

Петраш Ю.І., Чорний Е.О. **Графо-аналітичний спосіб визначення вмісту і коефіцієнта вилучення конденсату за промисловими даними** 168

Ляху М.В., Ляху Р.М. **Визначення ймовірних характеристик оцінки початкових сумарних видобувних ресурсів нафти і газу** 174

Баряцька Н.В., Сафронова Н.Г. **Підрахунок запасів рудних родовищ методами блокового моделювання як сучасна альтернатива традиційним методам** 181

Ванчак О.О., Микитюк В.В., Малик Р.М., Васьків В.І. **Основні концептуальні підходи при створенні 3D геологічної моделі Анастасівського родовища** 186

Бодюк А.В. **Ресурсний аспект понять економічної геології** 193

Кебал Я.В. **Оптимізація кінцевих контурів кар'єрів для виконання геолого-економічної оцінки** 198

Назаренко М.В., Нестеренко Т.П. **Формування стратегії управління бортовим вмістом корисних компонентів на основі блокових моделей в K-MINE** 204

Семерак М.М., Лянце Г.Т. **Математичне моделювання та дослідження аномалій температурного поля земної кори над нафтогазовими родовищами** 208

Владика В. М., Шуфлат Л.Я., Федоришин Ю.І., Балацький Р.С. **Колекторські властивості порід центральної частини Бориславсько-Покутської зони (Західний регіон)** 211

Куровець І.М., Шира А.І., Куровець В.В., Шпот Ю.А., Кучер З.І. **Моделювання порової мережі для прогнозування проникності порід-колекторів вуглеводнів з використанням методу мультиточкової статистики** 217

Рудько Г.І., Курило М.М., Бала В.В., Маковський Ю.С. **Залежності між кількісними і якісними параметрами вугільних родовищ з незначними запасами** 221

Михайлів І.Р. **Чинники впливу на вартість запасів нафти і газу у надрах** 230

Прокопенко О.С., Курило М.М. **Методика вибору оптимальних значень бортового вмісту за допомогою 3D моделювання для залізорудних об'єктів України** 234

Вовк М.О. **Граничні значення параметрів пористості і проникності Сахалінського родовища** 240

Комлєв О.О., Бортник С.Ю., Ремезова О.О., Жилкін С.В. **Геоморфосистемна основа для прогнозно-пошукової системи бурштину** 246

Федів І.Я., Трач Т.Л., Махамбетова М.С. **Диференційована оцінка причин зміни підрахункових параметрів при повторній геолого-економічній оцінці запасів вуглеводнів** 252

Imre Szilágyi. **Harmonization of western and eastern oil and gas resources classification systems: a mission impossible** 256

Плотніков О.В., Курило М.М., Стапай В.С. **Оптимізація ступеня геологічного вивчення та вірогідності оцінки залізорудних родовищ на стадії експлуатаційної розвідки** 263

Костенко Д., Сєров О. **Можливості сучасних інформаційних технологій при геолого-економічній оцінці нафтогазових активів** 268

ЕНЕРГЕТИЧНА НЕЗАЛЕЖНІСТЬ УКРАЇНИ. НАРОЩУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ ДЕРЖАВИ 272

Гарасимчук В.Ю., Колодій І.В., Кость М.В. **Гідродинамічні закономірності формування та збереження газових покладів на прикладі Волино-Подільської нафтогазоносної області** 273

Скакальська Л.В. **Комплексна теоретико-емпірична методика прогнозування нафтогазоводоносності розрізів свердловин з залученням даних радіаційного- та електричного каротажів** 276

Лозинський О.Є., Лозинський В.О., Боднарчук О.Р. **Експертна система для вибору першочергових об'єктів до нафтогазопошукового буріння** 282

Павлюк М.І., Шлапінський В.Є., Савчак О.З. **Особливості формування нафтогазопроявів Карпатського нафтогазоносного регіону** 287

Дубей Н.В. **Геологічні особливості роботи Богородчанського підземного газосховища** 292

Колодій І.В., Петраш Ю.І. **Термобаричні умови формування вуглеводневих систем внутрішньої зони Передкарпатського прогину** 295

Лазарук Я.Г. **Перспективи відкриття родовищ зі значними запасами вуглеводнів на території України** 302

Павлюк М.І., Брик Д.В., ***Хоха Ю.В.***, ***Яковенко М.Б.*** **Сапропелітове вугілля заходу України як потенційне джерело енергетичної та хімічної сировини** 307

Гавришків Г.Я., Радковець Н.Я. **Нові перспективи нафтогазовидобування в палеоценових відкладах Скибової зони Українських Карпат** 312

Матрофайло М.М. **Особливості морфології вугільного пласта n_9 Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну** 315

Манюк М., Манюк О., Манюк В. **Оцінка впливу катагенетичних перетворень на фізичні властивості порід-колекторів Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину** 322

Гаєвська Ю.П., Григорчук К.Г. **До перспектив нафтогазоносності відкладів еоцену Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину** 324

Павлюк В.І. **Перспективи нарощування ресурсної бази рідких та газоподібних вуглеводнів України** 328

Бакаржієв Ю.А., Лисенко О.А. **Перші кроки з відродження української уранової геології** 332

Медвідь Г.Б., Побережський А.В., Телегуз О.В. **Застосування палеогідрогеологічних методів досліджень для обґрунтування нових критеріїв пошуків на прикладі Заходу України** 338

Пілка М.С. **Економічний потенціал розробки родовищ вуглеводнів з важковидобувними запасами** 343

Чорний О.М., Кузів І.М., Левицька Г.М. **Дослідження характеру обводнення газоносних горизонтів на родовищах Передкарпаття** 347

Гнилко С.Р., Кулянда М.Й., Лазарук Я.Г., Лемішко О.Д., Марченко Р.П., Братусь Л.П. **Уточнення моделі Південноборинславської структури за даними стратиграфічних досліджень** 352

Назаревич А.В., Назаревич Л.Є. **Про терейнові особливості геодинаміки Українських Карпат та їх зв'язок з нафтогазоносністю** 355

Бучинська І.В. **Закономірності поширення вуглеводневих газів вугленосної товщі Львівсько-Волинського басейну** 360

Гривняк Г.Б. **Особливості тектоніки і перспективні нафтогазоносні комплекси Волино-Поділля** 365

Федоришин Д.Д., Трубенко О.М., Федоришин С.Д., Трубенко А.О. **Перспективи приросту вуглеводнів за рахунок виділення пропущених газоконденсатнонасичених порід у складнопобудованих неогенових відкладах** 370

Галамай А.Р., Сидор Д.В., Максимук С.В. **Геохімічні дослідження осадових відкладів евапоритових басейнів у контексті локального прогнозу нафтогазових покладів** 376

Хомин В., Манюк М., Манюк О., Медвідь М., Приймак А. **Наукові основи вибору пріорітетних напрямків нарощення ресурсної бази вуглеводнів Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину** 382

Локтєв А.В., Локтєв А.А., Іваніна Т.П., Мороз М.О. **Резерви видобутку газу на родовищах Львівщини** 386

Фірман М.А., Дорохов М.В., Бодлак В.П., Багнюк М.М., Дмишко О.О., Козак Л.М. **Пластова будова верхньоюрських відкладів Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину та перспективи збільшення ресурсної бази вуглеводнів** 391

Фик І.М., Фик І.М. **Відновлення запасів газу Шебелинського газоконденсатного родовища – запорука довгострокової розробки** 395

Семчук Я.М., Василів Н.Ю. **Деякі аспекти енергетичної незалежності України у газовій сфері** 401

Шеремета П.М., Левкович Ю.М., Пилип'юк М.М., Хавензон І.В., Слоницька С.Г., Ладиженський Ю.М. **Рекомендації на повторне випробування пробурених свердловин в південно-східній частині Покутсько-Буковинських Карпат** 404

Петровський О.П., Трачук А.Ю., Петровська Т.О., Шимко Р.Я., Вечерік Р.Л. **Оптимізація управління експлуатацією підземних сховищ газу на основі гравітаційного моніторингу на прикладі Дашавського ПСГ/створення динамічної геогустинної 4D моделі** 410

Наумко І.М. **Мінералофлюїдологія і прогнозування вуглеводненасиченості надр** 416

Винник М.М. **Перспективи нафтогазоносності і напрями подальших робіт у межах північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини** 422

Фірман М.А., Кашуба Г.О., Гоцинець О.С. **Відкриття Нурівського родовища в умовах отримання негативних результатів геологорозвідувальних робіт** 428

Рудько Г.І. **Перспективи Українського кристалічного щита для нарощування вуглеводневого потенціалу України** 432

Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. **Новые сведения о глубинном строении и перспективах нефтегазоносности Украинского щита** 438

Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. **Участки обнаружения и добычи янтаря – перспективные площади для поисков залежей углеводородов** 445

Аронський Д.І., Ярема А.В., Здерка Т.В., Лозинський О.Є., Куровець С.С., Куровець І.М. **Методологія системної оцінки та газогеохімічний прогноз перспектив нафтогазоносності для підвищення ефективності пошуково-розвідувального процесу** 454

Бікман Є.С. **Проблемні питання розробки газоконденсатних родовищ з високим вмістом конденсату в пластовому газі** 458

Зезекало І.Г., Зімін О.Л. **Перспективи розробки ущільнених карбонатних колекторів Дніпрово-Донецької западини** 463

РЕФОРМУВАННЯ СФЕРИ ВИКОРИСТАННЯ НАДР: ПРОЗОРІСТЬ, ВІДКРИТІСТЬ, ДОСТУПНІСТЬ



ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.04:349

НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ

***Кирилюк О.В.*[1]**, *Голова Державної служби геології та надр України, geonadra@geomail.kiev.ua,*
***Рудько Г.І.*[2]**, *д. геол.-мін. н., д. геол. н., д. т. н., проф., ORCID-0000-0001-7752-4310, office@dkz.gov.ua*
1 – Державна служба геології та надр України, м. Київ, Україна,
2 – Державна комісія України по запасах корисних копалин, м. Київ, Україна

Проаналізовано мінерально-сировинний комплекс України, який є міцним фундаментом економіки нашої держави і важливим потенціалом для її процвітання, що забезпечує вагому частку валового національного продукту. Сьогодні система надрокористування в Україні потребує внесення необхідних змін у нормативну правову базу і відтворення мінерально-сировинної бази. Надзвичайно важливими завданнями також є реформування геологічної галузі, вдосконалення фінансування геологорозвідувальних робіт для відновлення мінерально-сировинної бази України, вдосконалення законодавства в галузі надрокористування, розробка уніфікованої класифікації корисних копалин для звітності на різних стадіях використання ділянки надр. Міжнародна економічна інтеграція України є об'єктивною необхідністю для забезпечення розвитку країни та визначення її конкурентних позицій. Інтеграція до світового геологічного ринку створить можливості для розширення надходження іноземних інвестицій у країну, пришвидшить її розвиток.

SUBSOIL USE IN UKRAINE

***Kyryliuk O.*[1]**, *Head of the State Service of Geology and Subsoil of Ukraine, geonadra@geomail.kiev.ua,*
***Rudko H.*[2]**, *Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Dr. Sci. (Geogr.), Dr. Sci. (Eng.), Prof., ORCID-0000-0001-7752-4310, office@dkz.gov.ua,*
1 – State Service of Geology and Mineral Resources of Ukraine, Kyiv, Ukraine,
2 – State Commission of Ukraine on Mineral Resources, Kyiv, Ukraine

The mineral-raw material complex of Ukraine, which is a solid foundation of economy of the state and an important potential for its prosperity that provides a significant share of the gross national product, has been analyzed. Today, the system of subsoil use in Ukraine requires an introduction of necessary changes into the regulatory legal framework and a reproduction of mineral-raw material base. Reformation of geological sphere, improvement of financing of exploration works for the restoration of mineral-raw material base of Ukraine, improvement of legislation in the field of subsoil use, development of a unified classification of mineral resources for the reporting at different stages of the use of subsoil are also extremely important tasks. International economic integration of Ukraine is an objective necessity for development of the state and determination of its competitive position. Integration into the global geological market will create opportunities for expansion of the influx of foreign investments into the state, and accelerate its development.

Розвиток світової економіки характеризується прогресованим збільшенням споживання мінерально-сировинних ресурсів. Україна була й залишається потужною видобувною державою і потенційно може стати серйозним гравцем на ринку сировинних ресурсів. Мінерально-сировинний комплекс України є міцним фундаментом економіки нашої держави і важливим потенціалом для її процвітання, що забезпечує вагому частку валового національного продукту. З видобутком і використанням корисних копалин пов'язано 48 % промислового потенціалу країни і до 20 % її трудових ресурсів. Ці показники наближаються до показників розвинених країн з потужною гірничодобувною промисловістю, де зосереджено від 20 до 40 % загальних інвестицій та до 20 % трудових ресурсів.

Нині особливо актуальним є питання розвитку системи надрокористування в Україні, її імплементації до законодавства Європейського Союзу, розвитку мінерально-сировинного комплексу, який ще на початку 1990-х років забезпечував значну частку валового національного продукту [1].

Право на користування надрами має свої особливості, включає в себе сукупність правових норм, що регулюють підстави і порядок виникнення та припинення права надрокористування, права́ та обов'язки надрокористувачів [3].

У ст. 4 Кодексу України про надра передбачено, що надра є виключною власністю народу України і надаються тільки у користування.

Надрокористування можна розглядати у двох значеннях: суб'єктивному та об'єктивному. Об'єктивне надрокористування – це система правових норм, що регулюють суспільні відносини, які виникають з приводу належності, раціонального використання та охорони надр. Суб'єктивне надрокористування – це набір передбачених законодавством правових можливостей суб'єкта використовувати надану йому ділянку надр для задоволення власних інтересів.

В Україні центральним органом виконавчої влади, діяльність якого забезпечує реалізацію державної політики у сфері геологічного вивчення та раціонального використання надр, є Державна служба геології та надр України (Держгеонадра). Держгеонадра узагальнює практику застосування законодавства з питань, що належать до її компетенції, розробляє пропозиції щодо вдосконалення законодавчих актів, нормативно-правових актів міністерств, здійснює функції замовника державного контракту з приросту запасів корисних копалин, веде державний облік, баланс і кадастр родовищ, запасів і проявів корисних копалин, формує державний фонд родовищ корисних копалин, резерв цього фонду, здійснює державний контроль за геологічним вивченням надр, раціональним та ефективним їх використанням.

Складне становище економіки держави спричинило практичну відсутність фінансування проведення геологознімальних, пошукових робіт, комплексного геологічного вивчення території України, природних та антропогенних змін геологічного середовища в режимі його постійного моніторингу; темпи та обсяги відтворення власної мінерально-сировинної бази не відповідають потребам країни. Проблеми державного бюджету позначаються на матеріально-технічному і фінансовому стані державних геологорозвідувальних підприємств.

Зважаючи на постійне недофінансування потреб галузі, сьогодні геологорозвідувальні роботи та обмежені ресурси державного бюджету концентруються на найважливіших і пріоритетних напрямах розвитку мінерально-сировинної бази.

Анексія Кримського півострова, проведення Операції об’єднаних сил у Донецькій і Луганській областях України також є причинами зниження енергетичної безпеки нашої держави, руйнування вугледобувної галузі, заміщення вітчизняного вугілля імпортним.

Проблеми сталого розвитку та забезпечення мінеральною сировиною можуть бути вирішені на основі реалізації широкого комплексу заходів, спрямованих на підвищення інвестиційної привабливості геолого-розвідувальних проектів, удосконалення нормативно-правової бази, підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт і надання адміністративних послуг.

Першочерговим завданням геологічної галузі є відкриття нових родовищ України з підтвердженим промисловим потенціалом (вуглеводнів, благородних, кольорових і рідкісних металів, будівельної сировини та ін.), розробка яких активізує економіку України, привнесе свіжий струмінь у геологічну галузь. Для цього слід розглянути можливості залучення вітчизняних та іноземних інвесторів до розробки українських надр, впровадити прозорі і зрозумілі правила гри з урахуванням інтересів держави, місцевих громад, інвесторів.

Динамічний розвиток геологічної галузі багато в чому залежить від створення сприятливого правового клімату, адже несвоєчасне внесення необхідних змін у нормативну правову базу може стати серйозним бар’єром на шляху ефективного розвитку галузі.

Вдосконалення нормативно-правового забезпечення спрямовуватиметься на зняття адміністративних перепон при регулюванні геологічного вивчення надр і відтворення мінерально-сировинної бази [3]. Встановлення чітких законодавчих правил у сфері надрокористування, доступність геологічної інформації та забезпечення надання якісних адміністративних послуг із видачі спеціальних дозволів на користування надрами сприятиме залученню фінансових ресурсів до Державного бюджету України.

Надзвичайно важливими завданнями також є реформування геологічної галузі для забезпечення ефективного функціонування інституцій у сфері, пов'язаній із надрокористуванням та охороною довкілля; вдосконалення законодавства з метою поліпшення інвестиційного клімату в галузі надрокористування; удосконалення фінансування геологорозвідувальних робіт для відновлення мінерально-сировинної бази України; належне забезпечення державного контролю за процесами надрокористування, оптимальне використання питних і мінеральних підземних вод.

Планування і проведення регіональних геологічних досліджень є головною функцією всіх геологічних служб світу. Разом із моніторинговими дослідженнями змін геологічного середовища і науковим супроводом геологорозвідувальних робіт вони є основою діяльності державних геологічних служб, а ось пошукові та розвідувальні роботи на підземні води, вуглеводні, тверді корисні копалини (рудні й нерудні) можуть виконувати приватні компанії за власні кошти, щоб задовольнити насамперед власні потреби.

Загальнодержавною програмою розвитку мінерально-сировинної бази пріоритетним напрямом геологічного картування визначено геологічне довивчення площ у масштабі 1 : 200 000 (ГДП-200) з метою складання, підготовки та видання Державної геологічної карти України масштабу 1 : 200 000, яка є базовою багатоцільовою комплексною геологічною основою для планування освоєння природних ресурсів, розвитку мінерально-сировинної бази, розробки науково обґрунтованих програм геологорозвідувальних робіт, будівництва, меліорації, охорони надр і навколишнього середовища, а також вирішення інших актуальних питань розвитку галузей народного господарства держави. Проте давно вже існує нагальна потреба переходу до наступного етапу – створення Геологічної карти України масштабу 1:50 000.

Сьогодні система надрокористування в Україні потребує вдосконалення з урахуванням досвіду іноземних країн. Дуже важливо впровадити прозорі і зрозумілі правила користування надрами з урахуванням інтересів держави, місцевих громад, інвесторів. Усі надрокористувачі мають працювати в рівних умовах, відсутність вибіркових привілеїв та преференцій є важливим індикатором прозорості ринку.

Для повноцінного розвитку гірничодобувної галузі та створення мінерально-сировинної бази необхідні:

– об'єктивна оцінка мінерально-сировинної бази країни на основі єдиних науково-методичних критеріїв;

– забезпечення достовірності оцінених запасів корисних копалин і відповідності їхніх якісних показників запланованим напрямам використання;

– створення умов для найповнішого, економічно раціонального й комплексного використання запасів родовищ корисних копалин із дотриманням вимог щодо охорони надр і навколишнього природного середовища;

– проведення порівняльної оцінки кількісних та якісних показників запасів корисних копалин, їх географо-економічних, гірничо-геологічних, гідрогеологічних та інших умов залягання для визначення реальної промислової цінності;

– убезпечення інвестицій, що надходять у видобувну галузь;

– забезпечення належної плати за користування надрами відповідно до якості, кількості та умов залягання покладів корисних копалин;

– розробка уніфікованої класифікації корисних копалин для звітності на різних стадіях використання ділянки надр.

На сьогодні вже є перші досягнення на цьому шляху. Державна служба геології та надр України почала впроваджувати спрощену систему надання спецдозволів на користування надрами. Основна увага акцентується на прозорості процесу проведення аукціонів для залучення приватних інвестицій у видобуток вуглеводнів. Корисні копалини мають могутній інвестиційний потенціал [2,

4–6 та ін.]. Держгеонадра, у свою чергу, прагнуть створити зручні умови для тих, хто бажає вкладати гроші в геологію, розвідку та видобування. Спеціалісти постійно аналізують проблеми, пов'язані з практичною реалізацією механізму надання спецдозволів. Одним із результатів є те, що потенційним інвесторам вже не потрібно самотужки збирати погодження – цим займається виключно Держгеонадра.

У зв'язку із глобалізацією ринків мінерально-сировинних та енергетичних ресурсів у світі визначилась тенденція до зменшення кількості класифікацій та розроблення єдиної Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин для опрацювання Глобального кодексу звітності щодо користування надрами Землі. Державна комісія України по запасах корисних копалин понад 20 років плідно співпрацює з Комітетом усталеної енергетики Європейської економічної Комісії Організації Об'єднаних Націй над створенням глобальної нормативно-методичної бази з виконання геолого-економічної оцінки та звітності про запаси родовищ корисних копалин.

Процедура затвердження запасів родовищ корисних копалин за міжнародними стандартами звітності запасів і ресурсів корисних копалин є обов'язковою для компаній, чиї акції котуються на міжнародних біржових ринках, або для компаній, що планують IPO (Initial Public Offering, первинна прилюдна пропозиція – розміщення цінних паперів). Отже, перерахунок запасів родовищ корисних копалин, затверджених за національними системами класифікацій (в Україні – відповідно до Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр), згідно з міжнародними стандартами, є необхідним.

Нещодавно були внесені зміни до Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр, а саме: запаси і ресурси корисних копалин, що характеризуються певними рівнями промислового значення і ступеня техніко-економічного та геологічного вивчення, розподілено на класи, які ідентифікуються міжнародним трипорядковим цифровим кодом.

Отже, до двох напрямів, за якими розподіляли запаси і ресурси корисних копалин у класифікаціях колишнього СРСР, додано третій – рівень техніко-економічного вивчення родовища корисних копалин. Доцільність і необхідність введення цього напряму диференціації запасів корисних копалин обумовлені переходом до ринкових умов надрокористування, за яких потенційного інвестора насамперед цікавить рівень ефективності інвестицій у розробку родовища і надійність техніко-економічного обґрунтування або рівень інвестиційного ризику.

Геологічне вивчення корисних копалин, згідно з Класифікацією, передбачає визначення зі зростаючою детальністю речовинного складу, кількісних і якісних характеристик, технологічних властивостей корисних копалин, геологічної будови, гідрогеологічних, гірничо-геологічних та інших умов залягання покладів з метою обґрунтування проектних рішень щодо способу і системи видобутку та схеми комплексної переробки мінеральної сировини.

Техніко-економічне вивчення корисних копалин передбачає визначення гірничотехнічних, географо-економічних, соціально-екологічних та інших умов розробки родовищ корисних копалин і переробки мінеральної сировини, а також умов реалізації товарної продукції гірничого виробництва з метою геолого-економічної оцінки промислового значення виявленого скупчення корисних копалин.

Техніко-економічне вивчення корисних копалин завжди супроводжує і завершує геологічне вивчення. В умовах директивного планування і бюджетного фінансування геологорозвідувальних робіт геологічне та техніко-економічне вивчення корисних копалин «гармонізувались» забороною на перехід до наступної стадії геологічного вивчення об'єкта дослідження, якщо не проведені техніко-економічне вивчення й геолого-економічна оцінка результатів попередньої стадії та не отримано позитивного висновку. В ринкових умовах така «гармонізація» неможлива і непотрібна. Інвестор геологорозвідувальних робіт може на свій розсуд визначати стадійність і співвідношення між ступенями геологічного і техніко-економічного вивчення корисних копалин. Так може бути

прийнято рішення детально розвідати щойно відкрите скупчення корисних копалин і навіть тимчасово на умовах ризику залучити його до експлуатації без проведення постадійних геолого-економічних оцінок. Геолого-економічна оцінка є обов'язковою (ст. 45 Кодексу України про надра) тільки при переході до постійної експлуатації для визначення промислової цінності родовища, умов його розробки та оподаткування.

Отже, в ринкових умовах можливі запаси корисних копалин, що розвідані детально, але не оцінені економічно. Нова Класифікація передбачає можливість обліку корисних копалин відповідно до реально досягнутих ступенів окремо геологічного і техніко-економічного вивчення.

Затвердження цих змін, розроблених ДКЗ і Держгеонадрами, є важливим кроком для ефективного функціонування класифікаційної системи України у світлі інтеграції в світову економічну модель з метою поліпшення інвестиційного клімату у сфері надрокористування, розкриває перспективи залучення закордонних інвесторів до участі в проектах розробки українських родовищ корисних копалин, створює можливість виходу цих проектів на міжнародні біржі. Важливо зазначити, що Україна першою серед країн Європи і світу на державному рівні впровадила РКООН, згідно з якою запаси ділянки надр оцінюють за економічною доцільністю, економіко-технологічною (екологічною) і геологічною вивченістю запасів та їх вірогідністю.

Уряд рішуче відкриває видобувну галузь країни для сотень нових інвесторів з України і всього світу. Наша країна реально стає тим куточком світу, на який почали звертати увагу найпотужніші інвестори.

Україна ставить перед собою досить амбітні, але цілком реальні цілі – це енергетична незалежність і зростання інвестицій у геологічну галузь. Для їх досягнення потрібен справжній симбіоз науки та бізнесу.

Метою розвитку геологічної галузі є перехід на принципи сталого розвитку, впровадження найвищих наукових досягнень у геологічне вивчення та раціональне використання надр, забезпечення економіки країни мінеральною сировиною і збереження здорового довкілля. Діяльність геологічних підприємств має відповідати пріоритетам державної політики й базуватися на найсучасніших наукових доробках. Геологічна галузь має перейти на європейські принципи управління. Необхідно створити привабливий інвестиційний клімат, забезпечити прозорість та відкритість ринку надрокористування.

Міжнародна економічна інтеграція України є об'єктивною необхідністю для забезпечення розвитку країни та визначення її конкурентних позицій. Інтеграція до світового геологічного ринку створить можливості для розширення надходження іноземних інвестицій у країну, пришвидшить її розвиток.

Ми сподіваємось, що в наш складний час вітчизняні геологічна наука та виробничі підприємства сприятимуть максимальному забезпеченню України власною мінеральною сировиною на основі дотримання принципу сталого розвитку держави.

Тільки об'єднавшись, ми доб'ємось державотворчого успіху – побудуємо вільну і незалежну країну. Сподіваємось, ми зможемо зміцнити силу і славу України. Адже це велика честь і відповідальність перед власним сумлінням і майбутніми поколіннями.

Література

1. Надрокористування в Україні. Кирилюка О.В., Рудька Г.І. (ред.). Київ–Чернівці: Букрек, 2019. 688 с.
2. Рудько Г., Литвинюк С. Родовища бурштину України та їх геолого-економічна оцінка. Рудько Г.І. (ред.). Київ–Чернівці: Букрек, 2017. 240 с.
3. Рудько Г., Миргородський О., Курило М., Лагода О. Нормативно-правове регулювання надрокористування. Київ: Гіперіон, 2012. 256 с.
4. Рудько Г.І., Курило М.М., Радованов С.В. Геолого-економічна оцінка родовищ корисних копалин. Київ: АДЕФ-Україна, 2011. 384 с.
5. Рудько Г.І., Озерко В.М., Шепель І.В. Геологія і геолого-економічна оцінка родовищ каоліну України. Рудько Г.І. (ред.). Київ–Чернівці: Букрек, 2015. 336 с.
6. Рудько Г.І., Петришин В.Ю. Соляні ресурси Передкарпаття та перспективи їх використання. Рудько Г.І. (ред.). Київ–Чернівці: Букрек, 2017. 472 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.6

ВИКЛИКИ ДЕРЖАВНІЙ ЕКСПЕРТИЗІ ТА ОЦІНЦІ ЗАПАСІВ КОРИСНИХ КОПАЛИН, ПЕРСПЕКТИВИ ЇЇ ІСНУВАННЯ І РОЗВИТКУ

Рудько Г.І., *д. геол.-мін. н., д. геол. н., д. т. н., проф., ORCID-0000-0001-7752-4310, office@dkz.gov.ua,* ***Нецький О.В.,***
Державна комісія України по запасах корисних копалин, м. Київ, Україна

Розглянуто особливості проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин як інституту, що забезпечує об'єктивну оцінку мінерально-сировинної бази України з урахуванням сучасних вимог, визначено перспективи її існування і розвитку. Особливу увагу приділено викликам, що існують перед інститутом державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин, а також аспектам, що визначають розвиток інституту державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин.

Ключові слова: державна експертиза, оцінка запасів корисних копалин, геолого-економічна оцінка, Класифікація, РКООН.

CHALLENGES IN FRONT OF STATE EXPERTISE AND EVALUATION OF MINERAL RESOURCES, PERSPECTIVES OF ITS EXISTENCE AND DEVELOPMENT

Rudko H., *Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Dr. Sci. (Geogr.), Dr. Sci. (Eng.), Prof., ORCID-0000-0001-7752-4310, office@dkz.gov.ua,* ***Netsky O.,***
State Commission of Ukraine on Mineral Resources, Kyiv, Ukraine

Peculiarities of conducting the state expertise and evaluation of mineral resources as an institution that provides an objective assessment of the mineral-raw material base of Ukraine taking into account modern requirements have been considered, perspectives of its existence and development have been determined. Particular attention has been paid to challenges in front of the institution of state expertise and evaluation of mineral resources, as well as to aspects that determine the development of the institution of state expertise and evaluation of mineral resources.

Keywords: state expertise, evaluation of mineral resources, geological-economic evaluation, Classification, UNFC.

У зв'язку із значною кількістю природно-техногенних об'єктів, до яких відносяться родовища корисних копалин, важливим є питання оцінки таких об'єктів з точки зору визначення їх потенціалу для забезпечення національних інтересів, інтересів місцевих громад, а також бізнес-інтересів суб'єктів господарювання, що отримали (планують отримати) право на користування надрами з метою видобування корисних копалин.

Мінерально-сировинна база України налічує близько 20 тис. родовищ і проявів 117 видів корисних копалин, з яких 8290 родовищ і 1110 об'єктів обліку за 98 видами мінеральної сировини мають промислове значення і обліковуються в державному балансі запасів корисних копалин, 3349 родовищ розробляється. З видобутком і використанням корисних копалин пов'язано 48 % промислового потенціалу країни і до 20 % її трудових ресурсів [1]. Значна частина родовищ (тверді горючі корисні копалини) перебуває в межах тимчасово окупованої території.

У загальній структурі родовищ, що обліковуються в державному балансі запасів корисних копалин 57 % (переважна більшість) – родовища неметалічних корисних копалин, 20 % (соціальне значення) – родовища підземних вод, 4,5 % (енергетична безпека) – родовища вуглеводнів, 2 % (промисловий потенціал) – родовища металічних корисних копалин. Значна частина родовищ (тверді горючі корисні копалини) перебуває в межах тимчасово окупованої території.

Об'єктивна оцінка мінерально-сировинної бази України базується на результатах державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин (далі – Експертиза) – законодавчо визначеної процедури, яку проводить Державна комісія України по запасах корисних копалин (далі – ДКЗ). Так, державна експертиза та оцінка запасів корисних копалин для більшості родовищ корисних копалин,

що обліковуються в державному балансі, вперше проведена УкрТКЗ чи ДКЗ СРСР за часів Радянського союзу. Ревізія запасів корисних копалин проведена ДКЗ тільки для 15 % облікованих родовищ (з них, для окремих родовищ, неодноразово).

Мета Експертизи визначена постановою Кабінету Міністрів України від 22.12.1994 № 865 «Про затвердження Положення про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин», ураховує інтереси народу України та узгоджуються з загальносвітовими вимогами щодо оцінки мінеральних ресурсів і запасів корисних копалин.

Протягом 25 років існування інституту Експертизи в Україні, ДКЗ постійно проводить науково-технічну роботу спрямовану на приведення у відповідність підходів Експертизи до вимог сучасності. Ця робота характеризується як вагомими здобутками так і має проблемні аспекти, зумовлені різними причинами. Прийнята в Україні Класифікація [2], що застосовується для оцінки запасів і ресурсів корисних копалин, відповідає таксонам Рамкової класифікації Організації Об'єднаних Націй викопних енергетичних і мінеральних запасів и ресурсів 2009 року [3]. ДКЗ проведені тематичні дослідження щодо приведення у відповідність (співставлення) Класифікації України до класифікацій (вимог), що застосовуються під час формування звітності про запаси і ресурси корисних копалин, зокрема CRIRSCO, PRMS.

Забезпечення достовірності оцінених запасів корисних копалин, що досліджується під час проведення Експертизи, є одним з головних критеріїв оцінки мінеральних (енергетичних для вуглеводневої сировини) ресурсів і запасів корисних копалин, що застосовується міжнародними компаніями і компетентними особами під час оцінки корисних копалин з використанням міжнародних стандартів звітності.

Під час Експертизи ураховується створення умов для найповнішого, економічно раціонального й комплексного використання запасів родовищ корисних копалин з дотриманням вимог щодо охорони надр та навколишнього природного середовища. Треба відзначити вагомість соціального аспекту, що під час вибору об'єкту інвестування набуває першочергового значення. Це зумовлено як різними аспектами землекористування так і екологічними вимогами (дотримання законодавства щодо оцінки впливу на довкілля).

Виклики, що існують перед інститутом державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин, полягають в наступному.

1. Низка достовірність інформації, що надходить у складі матеріалів звітів з геолого-економічної оцінки родовищ корисних копалин, що формує похибки різного роду рішень (інвестиційних, технічних і т. п.):

– ігнорування методів оцінки достовірності геологічних матеріалів, що впливають на оцінку інвестиційної привабливості об'єктів надрокористування;

– відсутність результатів співставлення даних розвідки і експлуатації, експлуатаційної розвідки;

– відсутність результатів внутрішнього і зовнішнього контролю результатів лабораторних досліджень;

– низька якість результатів лабораторних досліджень, проведених акредитованими лабораторіями (невідповідність методикам, аномальні результати, неправильні висновки);

– невідповідність економічних показників, що розглядаються під час обґрунтування доцільності подальшої розробки родовища (ціна, види товарної продукції, собівартість видобутку тощо), фактичним показникам економічної діяльності такого підприємства, а для підприємств, що проектуються – невідповідність прогнозних показників економічної діяльності в матеріалах ТЕО – середнім фактичним показникам розробки таких родовищ.

2. Законодавчо обумовлена відсутність можливості оцінки ділянок надр із застосуванням всієї наявної геологічної інформації по таких ділянках, через неможливість застосування такої геологічної інформації, без погодження з її власником [4].

3. Питання існування державної експертизи як інституту оцінки запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України:

– стаття 45 Кодексу України про надра: залучення інших уповноважених підприємств, установ чи організацій для експертизи кондицій на мінеральну сировину, експертизи і оцінки запасів корисних копалин розвіданих родовищ, а також запасів корисних копалин, додатково розвіданих у процесі розробки родовищ, як наслідок – незабезпечення міжнародних принципів, покладених в основу державної експертизи, таких як: наукова обґрунтованість, незалежність, об'єктивність і комплексність; узгодження екологічних, економічних і соціальних інтересів суспільства; узгодження довгострокових державних перспектив у збереженні запасів корисних копалин з інтересами користувачів надр.

Розвиток інституту Експертизи пов'язаний з реалізацією таких аспектів.

1. Розробка системи управління запасів і ресурсів корисних копалин національного рівня на базі інституту державної оцінки запасів і ресурсів корисних копалин. Першочергово полягає в аналізі стану, ревізії родовищ корисних копалин, що обліковуються в державному балансі з метою визначення перспектив їх промислового освоєння.

2. Визнання ДКЗ як компетентної організації, а результатів її робіт основою банківського ТЕО для виставлення інформації про родовища корисних копалин на відповідні фондові біржі.

Література

1. Закон України « Про затвердження Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року». Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2011, № 44, ст. 457.

2. Постанова Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 № 432 «Про затвердження Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр».

3. https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/publ/UNFC2009_Spec_ES42_rus.pdf.

4. Постанова Кабінету Міністрів України від 07.11.2018 № 939 «Питання розпорядження геологічною інформацією».

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.04:340.130

ДЕЯКІ ПРОБЛЕМИ ЗАКОНОДАВСТВА СТОСОВНО ВИДОБУТКУ РУДНИХ КОРИСНИХ КОПАЛИН

***Гейченко М.В.*[1]**, *к. геол. н., geich@ukr.net,*
***Козар М.А.*[2]**, *к. геол. н., geolog46@ukr.net,*
***Мєнасова А.Ш.*[3]**, *к. геол. н., mangelina@ukr.net,*
1 – Підприємство «Експертна рада Спілки геологів України», м. Київ, Україна,
2 – Інститут геохімії, мінералогії та рудоутворення ім. М.П. Семененка України, м. Київ, Україна,
3 – ННІ «Інститут геології», КНУ ім. Т. Шевченка, м. Київ, Україна

Україна має великий потенціал для розвитку гірничого бізнесу, зокрема з видобутку рудних видів корисних копалин. Розглядаються деякі питання законодавства, які стримують цей розвиток і не сприяють притоку інвестицій у гірничо-геологічну галузь. Зміни до чинного законодавства носитимуть «точковий» характер і не потребуватимуть великих зусиль.

SOME LEGISLATIVE ISSUES CONCERNING ORE MINERAL EXTRACTION

***Heichenko M.*[1]**, *PhD (Geol.), geich@ukr.net,*
***Kozar M.*[2]**, *PhD (Geol.), geolog46@ukr.net,*
***Mienasova A.*[3]**, *PhD (Geol.), Assoc. Prof., mangelina@ukr.net,*
1 – Expert Council of Geologists Union of Ukraine, Kyiv, Ukraine,
2 – M.P. Semenenko Institute of geochemistry, mineralogy and ore formation of the National Academy of sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine,
3 – Institute of Geology Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

Ukraine has a great potential for the development of mining business, in particular for the extraction of ore minerals. Some issues of legislation that restrain this development as well as do not contribute to the inflow of investments in the mining and geological industry are considered. Amendments to current legislation should be of a “point” nature and would not require much effort.

На території України виділяється 4 металогенічні провінції, найбагатшою з яких є Український Щит (УЩ) [5]. Вони поділяються на металогенічні області, серед яких виділені структурно-металогенічні зони (СМЗ), які, в свою чергу, поділяються на металогенічні зони (МЗ) [6]. Зони визначені за виявленими в їх межах родовищами та рудопроявами та характеризуються властивою їм рудною спеціалізацією. Тільки в межах УЩ виділено 12 СМЗ і 31 МЗ. Це свідчить про великий потенціал для розвитку гірничого бізнесу і залучення інвестицій. Всі родовища і рудопрояви відкривались та вивчались за кошти державного бюджету державними геологічними підприємствами із суворим дотриманням стадійності геологорозвідувальних робіт (ГРР) [4]. На деяких об’єктах ГРР «проводяться» і нині (за умов існуючого фінансування «проводяться» можна писати лише в лапках; практично всі роботи на об’єктах завершуються з формулюванням «за станом виконаних робіт», тобто у зв’язку з припиненням фінансування).

В межах УЩ та на його схилах, меншою мірою на Закарпатті та Волино-Поділлі виявлені родовища та рудопрояви чорних (Fe, Mn, Cr), кольорових (Ti, Ni, Pb, Sn, Zn, Cu, Co та ін.), благородних, радіоактивних, рідкісних (Be, Li, Ta, Nb, Zr, Mo, V, Sr, Sc) металів та рідкісноземельних елементів (ітрій та ітрієві лантаноїди). Серед неметалічних рудних корисних копалин, які мають стратегічно-важливе значення, слід відзначити апатит, графіт, барит і бурштин. Більшість з них обліковується Державним балансом запасів корисних копалин України (держбаланс). Але згідно довідника «Мінеральні ресурси України» [9] розробляються з цього списку лише родовища заліза, марганцю, титану-циркону (розсипного), урану, графіту і бурштину. Щодо двох останніх, то їх видобуток в останні роки майже не ведеться (згідно держбалансу). Давно вже не розробляються родовища силікатного нікелю. В той же час на родовища більшості

переліченних корисних копалин приватними компаніями отримані спеціальні дозволи на користування надрами (а деякі вже й анульовані). До цього переліку можна додати також розсіяні метали: Ge (в Україні, починаючи з 1992 року не здійснюється промислове вилучення германію внаслідок застарілості обладнання, яке демонтоване), Hf (запаси погашаються у зв'язку з видобуванням циркону, з яким він пов'язаний, з комплексних розсипних родовищ; останніми роками гафнієвий концентрат та двоокис гафнію не вироблялися), Cd (через припинення експлуатаційних робіт на Мужієвському золото-поліметалічному родовищі, по якому, крім інших, підраховані та враховуються держбалансом запаси кадмію, руди цього металу також не видобуваються) [9].

В чому ж причина такого гнітючого стану речей? Таких причин багато. Іноді вони пов'язані між собою.

Всі родовища і переважна більшість рудопроявів зазначених корисних копалин виявлені і вивчались під час проведення регіональних геологічних та пошукових робіт в останню третину XX-го століття. Після чого на багатьох з них проводилась розвідка – приблизно до 2005 р., як вже відзначалось, – за рахунок державного бюджету державними геологічними підприємствами. Виключенням з цього є окремі розсипні родовища, де виконувались ГРР за приватні кошти (за часів незалежності).

Спецдозволи на користування надрами з метою видобування корисних копалин видаються або через аукціони, або через апробацію запасів. Обидві процедури мають негативні і позитивні сторони, але їх аналіз потребує окремого розгляду. Зазначимо тільки, що в обох випадках претенденти на спецдозвіл конкретної ділянки надр не мають можливості детально вивчити стан справ на об'єкті, бо опрацьовують лише звітні матеріали з фондів, тобто вторинну (узагальнену) геологічну інформацію. Метою геолого-економічної оцінки (ГЕО) в цілому є виявлення інвестиційно привабливих геологічних об'єктів для освоєння, встановлення їх промислового значення й економічної ефективності експлуатації. ГЕО виконують імітаційним моделюванням усього періоду освоєння ділянки надр, починаючи з пошуків родовища, його розвідки, проектування гірничодобувного підприємства, видобутку корисної копалини і ліквідаційних робіт об'єктів [7]. У випадку апробації запасів потенційний надрокористувач проводить попередню геолого-економічну оцінку (ГЕО-2) запасів, яка виконується у переважній більшості випадків без додаткових бурових робіт.

Коштують дозволи не дешево, процес їх отримання не дуже простий і займає певний час. Але головні проблеми починаються після того, як їх власник приступає до роботи згідно програми робіт, яка є невід'ємною частиною угоди про умови користування надрами (далі – угода).

Згідно ст. 26 «Кодексу України про надра» [2] користувач протягом двох років після отримання спецдозволу повинен приступити до користування надрами. У випадку, коли спецдозвіл видається з метою видобування корисних копалин, Держгеонадрами ця норма трактується так, що власник спецдозволу повинен протягом двох років приступити до розробки родовища, навіть у тому випадку, коли особливими умовами (за рекомендаціями ДКЗ України) передбачається певний час для проведення детальної геолого-економічної оцінки – ГЕО-1 (розвідки). І тому вимагають, щоб в програмі робіт вихід на проектну потужність видобувного підприємства був визначений не пізніше 2-х років. За цей період потрібно виконати великий обсяг робіт, серед яких серед іншого – проектування і будівництво гірничих виробок. Виходячи з реальних природно-ландшафтних і гірничо-геологічних умов України, видобуток переважної більшості перелічених вище видів корисних копалин можливий лише підземним способом. Світовий досвід свідчить, що проектування і будівництво шахт займає у кращому випадку 4–5 років. Тобто, у відведений програмою робіт термін вкластись неможливо навіть теоретично. Але згідно ст. 22 Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами, затвердженого Постановою Кабінету Міністрів України № 615

[3], дія дозволу зупиняється у разі порушення надрокористувачем умов, передбачених угодою. Тобто, законодавством закладаються умови, за яких надрокористувач через рік-півтора (або одразу) після укладання угоди повинен розпочинати процедуру внесення змін у програму робіт.

Технологічні випробування зі збагачення руд, напрямків використання корисних копалин виконувались під час розвідки за часів СРСР або у перші роки незалежності, тобто десятки років назад. З того часу по багатьох видах мінеральної сировини суттєво змінились вимоги до якісних показників концентратів і корисних компонентів, з'явились нові області їх використання, вдосконалені методи технологічних випробувань. На жаль, в Україні в даний час практично відсутня лабораторно-технологічна база для досліджень властивостей руд. Це призводить до додаткових витрат на технологічні випробування і визначення сучасної цінності (і вартості) мінеральної сировини родовища у зарубіжних лабораторіях.

Видобуток стратегічно важливих видів корисних копалин вимагає великих інвестицій – сотень тисяч і навіть мільйонів (десятків мільйонів) доларів США. Зрозуміло, що власники спецдозволів намагаються залучати кошти закордонних інвесторів. Але існуюча нормативна база України спрямована переважно на «інвентаризацію» запасів корисних копалин і постановку їх на державний баланс, а для фондових бірж та інвесторів важлива інвестиційна прозорість і економічне обґрунтування доцільності розробки родовища за стандартами звітності сімейства CRIRSCO. Тому, для того, щоб довести економічну привабливість об'єкту, необхідно виконати великий обсяг додаткових робіт, які не передбачені «примірними угодами про умови користування надрами» [8]. Потрібно опрацювати всю первинну геологічну документацію для того, щоб побудувати тривимірну модель родовища і скласти звіт за міжнародними стандартами, наприклад згідно з найбільш поширеним – Кодексом Австралії і Азії для складання звітів про результати геологорозвідувальних робіт, мінеральних ресурсах і рудних запасах – Кодекс JORC. Після цього можна буде доручити одній з міжнародно визнаних компаній (наприклад, SRK Consulting, IMC Montan, HATCH, Wardell Armstrong та інші) роботу з виконання техніко-економічного обґрунтування (Feasibility Study, або скорочено – FS) доцільності будівництва гірничо-збагачувального комбінату на базі розвіданого родовища. Ця робота займає щонайменше півроку і також не передбачена «примірними угодами…» (до речі, коштує вона дорого – багато сотень тис. доларів США). Без виконання FS жоден поважний закордонний інвестор вкладати кошти у розробку родовищ не буде. Першим етапом таких робіт є геологічний аудит, сутність якого полягає в підтвердженні чотирьох основних компонентів, пов'язаних з мінеральними ресурсами [11]:

- достовірність і представництво випробування;
- адекватність опробування (частота і щільність розміщення проб, бурових свердловин, розвідувальних виробок);
- достовірність аналізів;
- якість геологічної моделі і методу підрахунку запасів.

І тут починаються неприємні сюрпризи. Виявляється, що далеко не вся первинна геологічна документація збереглася, керн свердловин знищений, лабораторії, в яких виконувались аналізи, не мають відповідних міжнародних сертифікатів тощо. Тобто, оцінка якості геологічних даних буде невисокою. У такому випадку реальні запаси і вартість родовища у звіті з FS будуть занижені. Щоб запобігти цьому, до підготовки матеріалів до FS потрібно провести додаткові ГРР, які включатимуть не тільки рекомендовану ДКЗ і вписану в якості особливих умов у спеціальний дозвіл детальну ГЕО, а й повторну розвідку (частково). Зрозуміло, що такі ГРР потребують додаткових часу і коштів.

З 2018 р. у повній мірі діє Закон України «Про оцінку впливу на довкілля» (ОВД) [1]. Наразі згідно переліку документів, що подаються разом із заявою про надання спеціального дозволу на користування надрами без проведення аукціону (Додаток 1 до Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами [3]) з метою видобування корисних копалин, крім інших

документів треба подавати також результати оцінки впливу на довкілля (звіт з оцінки впливу на довкілля, звіт про громадське обговорення та висновок з оцінки впливу на довкілля) відповідно до Закону України «Про оцінку впливу на довкілля». Отже, потенційний інвестор, до початку розгляду відповідними органами питання про надання йому дозволу на користування надрами, повинен виконати великий (як за часом, так і матеріально-фінансовий) обсяг робіт з ОВД. Треба зазначити, що скласти повноцінний звіт з ОВД, пройти громадські слухання і отримати відповідний висновок неможливо без наявного проекту на розробку родовища. При підземному способі видобування (вище вже говорилось, що це стосується більшості випадків рудних корисних копалин) проектування гірничих виробок і гірничо-збагачувального комплексу займе багато місяців. Отже, потенційний інвестор повинен понести великі фінансові (і часові) витрати без жодної гарантії отримання права розробки родовища. Дещо краща ситуація, якщо спецдозвіл отримується через аукціон. У цьому випадку, переможцю на отримання висновку з ОВД відводиться 6 місяців. Але цього терміну все одно явно недостатньо, особливо якщо доведеться проводити додаткові ГРР для проектування будівництва підземних і наземних споруд, уточнення гідрогеологічних умов, вирішення геологічних питань, про які мова велась вище, тощо.

Отже, можемо зробити наступні висновки:

– рудний напрямок гірничої галузі в Україні не розвивається. Не введено в експлуатацію жодного родовища рудних видів корисних копалин, окрім тих, що були традиційними для нашої країни ще за часів СРСР (залізо, уран, марганець, розсипи титанових мінералів). Виключенням може бути лише бурштин, але й він зараз офіційно не видобувається (ці причини потребують окремого розгляду);

– нормативно-правова база, яка стосується видобування рудних корисних копалин, враховує інтереси фіскальної служби, центральних і місцевих органів влади, місцевих громад, забезпечує роботою багатьох людей, але не сприяє розвитку цього напрямку гірничої галузі.

В даній роботі ми не торкаємось загальновідомих факторів, що негативно впливають на розвиток гірничого бізнесу, а саме спротив місцевого населення, корупційні «апетити» (тобто вимагання коштів на різних рівнях різноманітних погоджень), політична нестабільність, а у районах, наближених до ОРДЛО, ще й військово-політичні ризики. Деякою мірою згладити вплив цих факторів можна було б за допомогою виявлення унікальних для планети Земля родовищ, або покращенням законодавством умов для потенційних надрокористувачів.

Ми пропонуємо не докорінно змінювати нормативно-правові акти, а лише внести до них точкові зміни і доповнення, які, на нашу думку, суттєво спростять ведення гірничого бізнесу і сприятимуть покращенню інвестиційного клімату у конкретний його напрямок. Такі зміни у відповідних нормативно-правових документах повинні бути узгоджені між собою, щоб в подальшому не виникало проблем з їх неоднозначним тлумаченням. Ця робота не займе багато часу, і вже з 2020 р. умови ведення гірничого бізнесу можуть бути значно полегшені.

Література

1. Закон України Про оцінку впливу на довкілля: Відомості Верховної Ради. 2017. № 29. С. 315.
2. Кодекс України про надра: документ 132/94-ВР, редакція від 04.04.2018.
3. Порядок надання спеціальних дозволів на користування надрами: постанова Кабінету Міністрів України від 30 травня 2011 р. № 615 (редакція від 08.06.2019).
4. Положення про стадії геологорозвідувальних робіт на тверді корисні копалини: наказ Геолкому України від 15.02.2000 р. № 19.
5. Бобров О.Б., Гейченко М.В. Геологія та металогенія докембрію: сучасний рівень. *Мінеральні ресурси України*. 2003. № 1. С. 8–9.

6. Колосовська В.А., Веліканов В.Я., Войновський А.С. та ін. Металогенічна карта України (комплект карт «Геологія та корисні копалини України» під ред. Д.С. Гурського). Державна геологічна служба України. 2006.

7. Рудько Г.І., Григіль В.Г., Ловинюков В.І., Литвинюк С.Ф. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр / Основні напрямки використання і розвитку. Матеріали п'ятої міжнародної науково-практичної конференції «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування». Трускавець. 2018. С. 15–23.

8. Примірні угоди про умови користування. [Електронний ресурс]: Режим доступу: http://www.geo.gov.ua/primirni-ugodi-pro-umovi-koristuvannya-nadrami/.

9. Мінеральні ресурси України: довідник. Київ: ДНВП «Геоінформ України». 2018. 270 с.

10. Перевод Кодекса JORC издания 2012 г. Режим доступу: http://www.imcmontan.ru/files/jorc.pdf

11. Соболев А.О. Геологический аудит по международным стандартам и проблемы горно-геологической отрасли в России. *Золотодобыча*, № 178, Сентябрь, 2013. С. 24–31.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 342.9

АКТУАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ ТА ШЛЯХИ ЇХ ВИРІШЕННЯ

Лушпієнко Ю.О., *lushpienko@ukr.net,*
Навчально-науковий інститут права Сумського державного університету, м. Суми, Україна

Українське законодавство потребує термінових змін, з метою приведення його до європейських стандартів та можливості подальшого виходу України на міжнародну арену у галузі використання надр. Для ефективного проведення реформи галузі надрокористування та запровадження дієвого механізму її функціонування, необхідно чітко виділити найсуттєвіші проблеми даної галузі та можливі шляхи їх вирішення.

ACTUAL PROBLEMS OF SUBSOIL USE IN UKRAINE AND WAYS OF SOLVING THEM

Lushpiienko Yu., *lushpienko@ukr.net,*
Commercial Law and Financial and Economic Security, Sumy State University

The Ukrainian legislation needs urgent changes in order to bring it to European standards and to allow Ukraine to enter the international arena in the field of subsoil use. For the effective reform of the subsoil use industry and the introduction of an effective mechanism for its operation, it is necessary to clearly identify the most significant problems of the industry and possible ways of solving them.

Однією з найсуттєвіших проблем законодавчого регулювання правовідносин надрокористування є, по-перше, його застарілість, невідповідність сучасним реаліям та потреба у нових реформах, по-друге, динамічність та, по-третє, наявність великої кількості підзаконних нормативно-правових актів, які регулюють найважливіші питання використання надр. Так, здавалося б, що застарілість законодавства та динамічність його зміни це взаємовиключні поняття, проте, на практиці ми бачимо, що внесення надзвичайно великої кількості змін до нормативних актів та відсутність дієвого механізму їх реалізації призводить до негативних наслідків та слугує негативним моментом для залучення інвестицій у дану галузь, в тому числі іноземних.

Практичний досвід та теоретичний аналіз чинного законодавства України дозволяє виділити наступні, одній з найбільш глобальних, на нашу думку, проблем у даній сфері:

1. **Оформлення прав на землю на території ліцензійної площі.** Дане питання є, мабуть, одним із «найболючіших» для надрокористувачів, адже, наявність спеціального дозволу на користування надрами жодним чином не дає прав та гарантій на земельні ділянки, що знаходяться в межах ліцензійної площі. Таким чином, ставши переможцем аукціону з продажу спеціального дозволу на користування надрами, сплативши кошти до державного бюджету за спеціальний дозвіл та право користування геологічною інформацією, отримавши в Державній службі геології та надр України сам спеціальний дозвіл на користування надрами, а разом з ним угоду про умови користування надрами та програму робіт, надрокористувач отримує таку проблему як неможливість здійснювати геологічне вивчення, дослідно-промислову розробку або видобування корисної копалини, оскільки в нього відсутні будь-які права на землю в межах ліцензійної площі і, відповідно, відсутній будь-який спрощений порядок її оформлення.

Тут постає наступна проблема, суб'єкт надрокористування повинен дотримуватися програми робіт, яка є невід'ємною частиною угоди про умови користування надрами, в угоді чітко прописані строк виконання того чи іншого виду робіт, звісно ж, достатній для оформлення прав на землю строк не передбачено, а, отже, виконати програму робіт надрокористувач не може. Особливо проблемним це питання стає в тому випадку, якщо видобуток корисної копалини відбувається відкритим (кар'єрним) способом, адже площа земельної ділянки, яка підлягає розробці досить велика, і, як правило, земельні ділянки на необхідну площу знаходяться у декількох власників землі. Розуміючи

таку «невигідну» для надрокористувача ситуацію, землевласники починають завищувати вартість земельної ділянки в кілька разів або взагалі відмовляються від її продажу або надання у користування.

Дедалі проблемнішим це питання постає перед тими надрокоритсувачами, ліцензійна площа яких знаходиться на «мораторних» землях. Відповідно до підпункту «б» пункту 15 розділу X Земельного кодексу України (далі – ЗК України): «*До набрання чинності законом про обіг земель сільськогосподарського призначення, але не раніше 1 січня 2020 року, не допускається: купівля-продаж або іншим способом відчуження земельних ділянок і зміна цільового призначення (використання) земельних ділянок, які перебувають у власності громадян та юридичних осіб для ведення товарного сільськогосподарського виробництва, земельних ділянок, виділених в натурі (на місцевості) власникам земельних часток (паїв) для ведення особистого селянського господарства, а також земельних часток (паїв), крім передачі їх у спадщину, обміну (міни) відповідно до частини другої статті 37-1 цього Кодексу…*» [1]. В такому випадку власник спеціального дозволу на користування надрами взагалі має ризики не виконати програму робіт, адже діє заборона на продаж та будь-яким способом відчуження земель сільськогосподарського призначення, а отже, відсутній правовий механізм відведення такої землі надрокористувачеві.

Є декілька шляхів вирішення даного питання:

– скасування мораторію на продаж на продаж земель сільськогосподарського призначення та запуск ринку землі. Скасування мораторію надасть можливість надрокористувачеві, ліцензійна площа якого знаходиться в межах такої категорії земель право на викуп земельних ділянок, у разі наявності такої необхідності та можливість провадити на них діяльність після зміни цільового призначення;

– спрощена процедура оформлення прав на земельні ділянки в межах ліцензійної площі, з повним відшкодуванням землевласникам усіх потенційних збитків, яких такий власник може зазнати внаслідок «вимушеного» відчуження/передачі в оренду/користування тощо земельної ділянки;

– можливість міни земель без наявності законодавчих обмежень: надрокористувач має право придбати в межах адміністративно-правової одиниці землі та зробити міну з власниками земельних ділянок, які необхідні для розробки родовища корисних копалин.

2. **<u>Відсутність дієвого механізму придбання первинної геологічної інформації</u>**. Відповідно до підпункту 2 пункту 2 Порядку розпорядження геологічною інформацією, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 7 листопада 2018 р. № 939 (далі – Порядок) *«Первинна геологічна інформація – відомості та/або дані, отримані під час користування надрами у результаті проведення досліджень геологічних об'єктів в їх природному заляганні, зразках, пробах, а також моніторингу стану, користування та охорони надр…»*[2]. Первинна геологічна інформація створюється в процесі геологічного вивчення ділянки надр. До первинної геологічної інформації відносяться: польова документація, у тому числі описи геологічних відслонень і керну свердловин, геодезичні координати пунктів спостережень, місць відбору проб і свердловин; журнали лабораторних досліджень зразків кам'яного матеріалу, проб ґрунту, природних рідин і газів; протоколи технологічних випробувань мінеральної сировини; інструментальні записи аналітичних і геофізичних досліджень тощо [3].

Відповідно до пункту 8 Порядку, первинна геологічна інформація, яка є власністю держави, надається у користування на договірній основі. Також пунктом 8 Порядку, далі зазначено, що безоплатно первинна геологічна інформація надається органам державної влади та органам місцевого самоврядування, державним і комунальним підприємствам, установам і організаціям, державним органам у сфері геологічного вивчення та раціонального використання надр іноземних держав для виконання договорів про геологічне вивчення надр, проведення пошукових,

геологознімальних і науково-дослідних робіт, розвідки, експлуатації родовищ корисних копалин, спрямованих на розвиток мінерально-сировинної бази України. Для всіх інших юридичних або фізичних осіб первинна геологічна інформація надається на платній основі. Процедура викупу первинної геологічної інформації передбачена Порядком, а саме, пунктом 13.

Здавалося б, на перший погляд, що процедура викупу первинної геологічної інформації для юридичних осіб та фізичних осіб досить проста та відсутні будь-які перешкоди в її реалізації, проте, труднощі виникають одразу після звернення особи, яка бажає придбати право на користування первинною геологічною інформацією до Державної служби геології та надр України. Усі труднощі полягають у тому, що для продажу права на користування первинною геологічною інформацією, необхідно визначити її розмір, проте чинним законодавством не затверджено методику визначення вартості первинної геологічної інформації. Так, постановою Кабінету Міністрів України від 10 грудня 2008 р. №1075 затверджено Методику визначення вартості геологічної інформації, отриманої за рахунок коштів державного бюджету (далі – Методика) [4], проте дана Методика, по своїй суті, передбачає розрахунок вартості вторинної (обробленої) геологічної інформації.

Таким чином, фактично, процедура викупу права на користування первинною геологічною інформацією передбачена чинним законодавством, проте, реалізація її на практиці неможлива через відсутність методики розрахунку.

Дану проблему можливо вирішити шляхом внесення змін до діючої Методики визначення вартості геологічної інформації, отриманої за рахунок коштів державного бюджету, якою буде чітко передбачено порядок визначення вартості права на користування первинною геологічною інформацією та права на користування вторинною (обробленою) геологічною інформацією.

3. Наявність прямої заборони відчуження спеціального дозволу на користування надрами власником такого спецдозволу. Відповідно до ч. 6 ст. 16 Кодексу України про надра *власник спеціального дозволу на користування надрами не може дарувати, продавати або в інший спосіб відчужувати права, надані йому спеціальним дозволом на користування надрами, іншій юридичній чи фізичній особі, в тому числі передавати їх до статутних капіталів створюваних за його участю суб'єктів господарювання, а також вноситись як вклад у спільну діяльність* [5].

У розвинених країнах Європи, зокрема, Норвегії, відчуження спеціальних дозволів на користування надрами дозволено. Це зумовлено тим, що більшість компаній, які стають власниками спеціальних дозволів на користування надрами, з часом, приходять до висновку що розробка родовища або видобування корисної копалини не є для них економічно доцільним або такі компанії не мають достатньо коштів для забезпечення раціонального видобутку корисної копалини, закупівлі необхідної техніки, оплати праці тощо. В такому випадку компанія має можливість продати спеціальний дозвіл, тим самим компенсувати свої витрати на його придбання та надати можливість іншій компанії, яка має економічний потенціал, розробляти родовище та здійснювати видобуток корисних копалин. Така норма права позитивно вплине на економічний розвиток країни в цілому, адже власники ліцензій, які роками володіють спеціальними дозволами (так званими «сплячими ліцензіями»), але не добувають корисні копалини, матимуть змогу їх реалізувати. Ті ж компанії, які насправді зацікавленні в інвестуванні коштів у надрокористування, зможуть придбати такі ліцензії та розпочати діяльність з видобування корисних копалин, тим самим наповнюючи бюджет країни.

Література

1. Земельний кодекс України: Закон від 25 жовтня 2001 р. № 2768-III/ Верховна Рада України. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2768-14

2. Про порядок розпорядження геологічною інформацією: Постанова від 7 листопада 2018 р. № 939/ Кабінет Міністрів України. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/939-2018-%D0%BF

3. Електронний ресурс. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B5%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D1%96%D1%87%D0%BD%D0%B0_%D1%96%D0%BD%D1%84%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B0%D1%86%D1%96%D1%8F

4. Методика визначення вартості геологічної інформації, отриманої за рахунок коштів державного бюджету: Постанова від 10 грудня 2008 р. № 1075/ Кабінет Міністрів України. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1075-2008-%D0%BF

5. Кодекс України про надра: Закон від 27 липня 1994 р. №132/94-ВР/ Верховна Рада України. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/132/94-%D0%B2%D1%80.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.04-551.4/477/

ПРИРОДНО-ЛОГІСТИЧНА СІТКА ГЕОМОРФОЛІТОСФЕРИ (ЦИВІЛЬНИЙ ТА ВІЙСЬКОВИЙ АСПЕКТИ)

Комлєв О.О., *доктор наук, професор, morpha2007@ukr.net,*
КНУ імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

Підземний простір (земна кора, літосфера) на нашій планеті люди освоюють здавна. Нині під земною поверхнею в багатьох місцях створена нова (неприродна) інфраструктура. Тенденція її розширення зберігатиметься і далі. За цих умов, важливе значення мають набуті наукові і практичні знання внутрішньої будови твердокам'яної Землі, створені її геологічні і геофізичні моделі, які дають важливу, але не повну інформацію. Земна кора складена осадочними (і іншими) геологічними формаціями у формуванні яких важливу роль відігравав рельєф (морфогенез). В ній зберігаються залишки похованих «рельєфів» різних морфоциклів розвитку морфосистеми Землі. Вони системно досліджуються в рамках *морфохронодинамічної* концепції геоморфології, яка розвиває уявлення про *історико-динамічну* морфосистему Землі і *геоморфолітосферу* – її матеріалізований простір-час. Геоморфолітосфера – це «геоморфологічний» аспект осадової і гранітно-метаморфічної оболонок земної кори. Геоморфолітосфера надає принципову можливість створювати, відмінні від геологічних і геофізичних, моделі організації підземного простору Землі, використовуючи такі елементи геоморфолітосфери як «долинні формації», «історико-динамічні басейнові геоморфосистеми». Вони дають можливість створювати моделі підземної природно-логістичної сітки і використовувати її для цивільних і військових цілей. Природно-логістична сітка геоморфолітосфери повинна розглядатись з економічної, стратегічної, екологічної, соціальної, футуристичної сторін.

NATURAL AND LOGISTICAL NETWORK OF THE GEOMORPHOLITHOSPHERE (CIVIL AND MILITARY ASPECTS)

Komliev A., *Dr.Sci.(Geogr.), Prof., morpha2007@ukr.net,*
KNU by Taras Schevchenko, Kyiv, Ukraine,

Underground space (Earth's crust, lithosphere) on our planet has been explored by humans for a long time. Nowadays a new (unnatural) infrastructure has been created in many places under the earth's surface. The trend of its extension will continue. Under these conditions, the acquired scientific and practical knowledge of the internal structure of the hard-rock Earth, its geological and geophysical models, which provide important but not complete information, are important. The Earth's crust is composed of sedimentary (and others) geological formations in the formation of which relief (morphogenesis) played an important role. It contains the remains of buried «reliefs» of different morphocycles of the development of the Earth's morphosystem. They are systematically investigated within the framework of the *morphochronodynamic* concept of geomorphology, which develops an idea of the Earth's *historical-dynamic* morphosystem and the *geomorpholithosphere* – its materialized space-time. The geomorpholithosphere is a «geomorphological» aspect of the sedimentary and granite-metamorphic shells of the earth's crust. Geomorpholithosphere provides a fundamental opportunity to create, other than geological and geophysical, models of the organization of the Earth's underground space, using such elements of the geomorpholithosphere as «valley formations», «historically-dynamic basin geomorphosystems». They make it possible to create models of the underground natural-logistic grid and to use it for civilian and military purposes. The natural-logistical network of the geomorpholithosphere should be considered from the economic, strategic, environmental, social, futuristic aspects.

Підземний простір (земна кора, літосфера) на нашій планеті люди освоюють здавна. В порожнинах природного походження первісна людина ховалася від негоди, диких звірів, ворогів, влаштовувала житло, різні господарські прибудови (підвали, склади, схованки), при можливості використовувала їх для пересування. З часом, спираючись на набутий досвід, люди навчились враховувати природні особливості підземного простору при закладці поселень, фортець, об'єктів інфраструктури частково змінюючи їх до своїх потреб. В останні століття ці зміни стали більш глибинними. Їх викликають: розробка корисних копалин, стрімкі темпи урбанізації (поява багато великих міст), розвитку транспортної мережі з численними переходами(тунелями в горах, під дном морів ін.). Під земною поверхнею постійно розвивається нова (неприродна) інфраструктура. Без сумніву, ця тенденція буде зберігатися і надалі. За таких умов, важливе значення мають набуті наукові і практичні знання геологічної будови твердокам'яної Землі, створені на їх основі геологічні і геофізичні моделі. Але, вони дають важливу, але не повну інформацію при її освоєнні. Разом з тим,

земна кора складена осадочними (і не тільки) геологічними формаціями, чинниками формування яких був морфогенез (рельєф). Проведеними геолого-геофізичними, палеогеографічними, палеогеоморфологічними дослідженнями в земній корі виявлено фрагменти похованих «рельєфів», які мають різний геологічний вік. Нині, вони системно досліджуються геоморфологією в рамках її *морфохронодинамічної* концепції, яку розвиває автор [3, 5–7].

Морфохронодинамічна концепція спирається на основні фундаментальні положення геоморфології, які розвиває і доповнює новими, зокрема:

1) сучасна системно-методологічна парадигма розвиває в геоморфології уявлення про «рельєф» як «геоморфосистему», а «рельєф Землі» - «морфосистему Землі». Морфосистема Землі є *історико-динамічна*. Вона розвивається з архею циклічно. Від кожного морфоциклу в земній корі зберігаються залишки «рельєфів» (інколи на поверхні – поверхні вирівнювання);

2) матеріалізованим простором-часом історико-динамічної морфосистеми Землі є *геоморфолітосфера*, яку складають циклові *морфолітогоризонти*. Геоморфолітосфера в часі співпадає з осадовим і гранітно-метаморфічними шарами земної кори. Геоморфолітосфера – це геоморфологічний аспект твердокам'яної Землі.

3) в структурі геоморфолітосфери виявляються внутрішньосистемні «коаліції» і тренди, зокрема «долинні формації» і «історико-динамічні басейнові геоморфосистеми» [1–7].

Так, нашими дослідженнями встановлено ознаки системної організації мезозойських і кайнозойських долинних форм, які мають різні розміри і генезис, відносяться до різних морфоциклів розвитку геоморфосистеми. Всі вони – експоновані і поховані, разом утворюють цілісні морфологічні комплекси і розглядаються нами як окрема *мезозой-кайнозойська долинна формація* (МКДФ) [1, 2, 4]. МКДФ входить до структури *історико-динамічних басейнових геоморфосистем* території. В останніх всі долинні форми утворюють розгалужену мережу та найбільше групуються в *історико-еволюційній* зоні *успадкованих негативних форм*, де утворюють своєрідне «тіло» [4]. Воно має порівняно складну внутрішню будову і розкладається на складові. В ньому чітко помітні ознаки системної організації (ієрархія, горизонтальна й вертикальна структура), що дало нам підстави виділяти його як особливу «долинну формацію». Основним елементом МКДФ є найпростіші долинні форми (фація), утворені в висхідну і низхідну стадії морфоциклу. Це долини першої категорії – древні річкові долини висхідної і низхідної стадій розвитку, іншого генезису долинні форми – субаеральні і неглибокого моря. Впродовж морфоциклу долини першої категорії існують поруч або змінюють одна одну, утворюючи «фаціальні ряди» долин. В межах дослідженої частини платформної України нами були вивчені фаціальні ряди долин 9 завершених морфоциклів мезозою-кайнозою. Сукцесійний та порівняльний аналіз виявили ідентичність їх будови, що свідчить про самоорганізацію МКДФ. Впродовж морфоциклів виникають фаціальні ряди, де форми висхідної стадії змінюються формами низхідної стадії. Водночас відзначимо, що впродовж морфоциклів локально виникали умови для виникнення фаціальних рядів із зворотним розташуванням елементів (долин першої категорії). МКДФ властива ієрархія: наступні її рівні заповнюють долини другої (усі долини першої категорії морфоциклу) і третьої – долини другої категорії всіх морфоциклів мезозой-кайнозойського мегациклу. Ієрархія, як ефективна форма організації дисипативних систем, підтримання їх гомеостазису, властива і геоморфосистемі Землі. Розвинута ієрархія МКДФ, як однієї з підсистем (коаліцій) геоморфосистеми Землі, свідчить про її прогресивну еволюцію упродовж мегациклу, вказує на різні режими її функціонування. В горизонтальній будові МКДФ виділяються зони: 1) високої щільності долин і добре розвинутої ієрархії (долини всіх 3 категорій); 2) різної щільності і неповної ієрархії (долини тільки нижчих категорій) долин, які зв'язані з долинами попередньої зони системними відношеннями; 3) поодиноких долин, рідких випадків розвинутої ієрархії, нечіткого зв'язку з долинами перших зон, хоч і розташування їх у гравітаційному полі допускає між ними сучасні динамічні зв'язки. Автором

створені різні за змістом карти МКДФ і розроблені методики нових. Вони містять важливу інформацію склад, будову і структуру геоморфолітосфери твердокам'яної Землі, які відсутні на більшості геологічних карт. Вони можуть бути плідно використані при здійсненні проектів цивільного (транспортні коридори для Ілона Маска) і військового (підземні шляхи переміщення військової техніки і особового складу) цілей. Таким чином, в самій природі закладений потенціал для створення «готової» логістичної сітки.

Вочевидь, значення підземного простору літосфери для життя людей буде зростати. Об'єктивні дані свідчать, що природна система географічної оболонки, ймовірно і всієї Землі, перебуває нині у напруженому динамічному стані. Це відображується в порушенні її структури (флуктуації, деформації, розриви). Нині, вважається, що найбільшу небезпеку для людства створює сучасний клімат. Глобальне потепління збільшує частоту, потужність небезпечних явищ, сприяє їх появі в неочікуваних місцях. Відкрита земна поверхня стає небезпечною. Тому, людство повинно освоювати і інші середовища нашого нинішнього «дому». Підземний простір (земна кора, літосфера, геоморфолітосфера) для цього підходить найбільше. Він має розглядатись з позицій стратегічних як потенційну альтернативу для нашого майбутнього існування. Попри скепсис по відношенню до відомостей, які містять езотеричні джерела, що попередні раси «землян» (лемурійці, атланти) знайшли свій останній притулок під землею є і висновки сучасної теоретичної науки, а також дані, отримані емпіричним шляхом космічними технічними засобами, зокрема про те, що під поверхнею Місяця, Марса існує життя (міста, дороги, тощо).

Література

1. Комлев А.А. Мезокайнозойский долинный морфолитогенез северо-западной части Украинского щита и его влияние на образование россыпей. Автореф. дисс. канд. геогр. наук. К., 1988. 24 с.

2. Комлєв О.О. Мезозой-кайнозойський долинний морфолітогенез і «долинні формації» Українського щита: теоретичний, гносеологічний і прикладний аспекти. *Вісник КНУ.* Географія. Вип.41. 1995. С. 75–84.

3. Комлєв О.О. Про основні поняття і проблеми палеогеоморфології. *Укр. геогр. журн.* 1997. №3. С. 59–63.

4. Комлєв О.О. Деякі результати досліджень мезозой-кайнозойської долинної формації рівнинно-платформеної частини України. *Вісник КНУ.* Географія. Вип.44. 1999. С. 28–31.

5. Комлєв О.О. Про зміст сучасної концепції геоморфології. *Укр. географ. журн.* 2002. № 2. С. 10–16.

6. Комлєв О.О. Рельєф Землі і геоморфологічна форма руху матерії. *Фіз. географія та геоморфологія.* 2003. № 44. С. 5–9.

7. Комлєв О.О. Історико-динамічні басейнові геоморфосистеми геоморфологічних формацій Українського щита. Автореф. дис. д-ра географ. наук. К. 2005. 37 с.

УПРАВЛІННЯ РЕСУРСАМИ КОРИСНИХ КОПАЛИН ДЛЯ СТАЛОГО РОЗВИТКУ



ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7-11 жовтня 2019

УДК 553.04

АНАЛІЗ ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНИХ ОЦІНОК ЗАПАСІВ І РЕСУРСІВ ЗА МІЖНАРОДНИМИ КЛАСИФІКАЦІЙНИМИ СИСТЕМАМИ

Рудько Г.І., *д. геол.-мін. н., д. геол. н., д. тех. н., проф., office@dkz.gov.ua,*
Григіль В.Г., Ловинюков В.І., Литвинюк С.Ф., *к. геол. н.,*
Державна комісія України по запасах корисних копалин, м. Київ, Україна

В роботі наводиться аналіз геолого-економічних оцінок за класифікаційними системами.
Ключові слова: Класифікація, оцінка ресурсів, геолого-економічна оцінка.

ANALYSIS OF GEOLOGICAL-ECONOMIC EVALUATION OF RESERVES AND RESOURCES ACCORDING TO INTERNATIONAL CLASSIFICATION SYSTEMS

Rudko H., *Dr. Sci. (Geol.-Mineral.),Dr. Sci. (Geogr.), Dr. Sci. (Eng.), Prof., office@dkz.gov.ua,*
Grygil V., Lovynyukov V., , Lytvynyuk S., *Cand. Sci. (Geol.),*
StateCommissionofUkraineonMineralResources, Kyiv, Ukraine

The analysis of geological-economic evaluation according to classification systems has been presented in the paper.
Key words: Classification, resource evaluation, geological-economic evaluation.

В Україні діє Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин, що базується на міжнародній Класифікаційній системі РКООН–2009.

Класифікація України, наряду з іншими Класифікаційними системами, є міжнародною і оцінює всі корисні копалини за єдиними класами, що передбачені у Державному балансі України, на відміну від тих Класифікаційних систем, які спеціалізовані тільки на рудні та тверді корисні копалини (Класифікаційна система CRIRSCO), на вуглеводневі корисні копалини (Класифікаційна система PRMS), уранові руди (Класифікаційна система МАГАТЕ) та інші.

Наразі перехід до оцінки запасів за іншими Класифікаційними системами дещо завчасний, так як оцінка за чотирма Класифікаційними системами CRIRSCO, PRMS, МАГАТЕ, РКООН–2009 ускладнить ситуацію з обліку запасів. Крім того така ситуація буде протирічити чинному законодавству про надра. Є ще вагома кількість застережень щодо введення інших класифікацій і основна з них - це можлива втрата вітчизняної школи з підрахунку запасів корисних копалин.

З врахуванням зазначеного вище, на поточному початковому етапі прийнятним варіантом може бути уведення до практики геолого-економічної оцінки (ГЕО) родовищ корисних копалин додаткового розділу з оцінки за визначеною надрокористувачем Класифікаційною системою.

ДКЗ на професійному рівні вивчає всі Класифікаційні системи і на сьогодні міжнародна Класифікаційна система РКООН-2009 визнається найбільш вдалою для обліку запасів всіх корисних копалин.

Доцільність додаткової оцінки запасів корисних копалин за іншими класифікаційними системами є зрозумілою і ми спробуємо головні з них розглянути.

1. Залежність інвестицій в Україні від Класифікаційної системи:

- Оцінку запасів за Класифікаційною системою PRMS здійснюють багато приватних нафтогазових підприємств, але про надходження значних інвестицій інформації немає. Для прикладу: ПАТ «Укрнафта» здійснює оцінку за системою PRMS з 2005 року, АТ «Укргазвидобування» здійснює оцінку за системою PRMS з 2015 року, але про значні надходження інвестицій інформації немає. Очевидно, що інвестиції не залежать від вибору Класифікаційних систем, але залежать від інших вагомих чинників: порядку отримання спецдозволів, податкового навантаження, доступності геологічної інформації, доступності ринку, захисту інвестицій та ін.

- З іншого боку виставлена на конкурс ділянка надр і пакет інформації до неї піддається провідними компаніями додатковій власній оцінці запасів корисних копалин, що виконується згідно з вибраною компанією Класифікаційною системою.
- З наведеного витікає, що Класифікація запасів корисних копалин не впливає в значній мірі на надходження інвестицій.

2. Класифікаційна система сімейства CRIRSCO об'єднує національні Класифікації: Канади (CIM), США (SME), Колумбії (CCRR), Чілі (CM), Бразилії (CBRR), Куби (CBRR), Піденної Африки (SAMREK), Турції (UMREK), Індонезії (KCMI), Австралії (JORC), Росії (OERN), Казахстану (KAZRC), Монголії (MPIGM), Європи (PERC), Індії (NACRI). Шаблон CRIRSCO використовують 15 національних Класифікацій. Тому недостатньо заявити про перехід на Класифікаційну систему CRIRSCO. Необхідно розробити свою національну Класифікацію, основану на шаблоні CRIRSCO, і вступити до цієї спільноти.

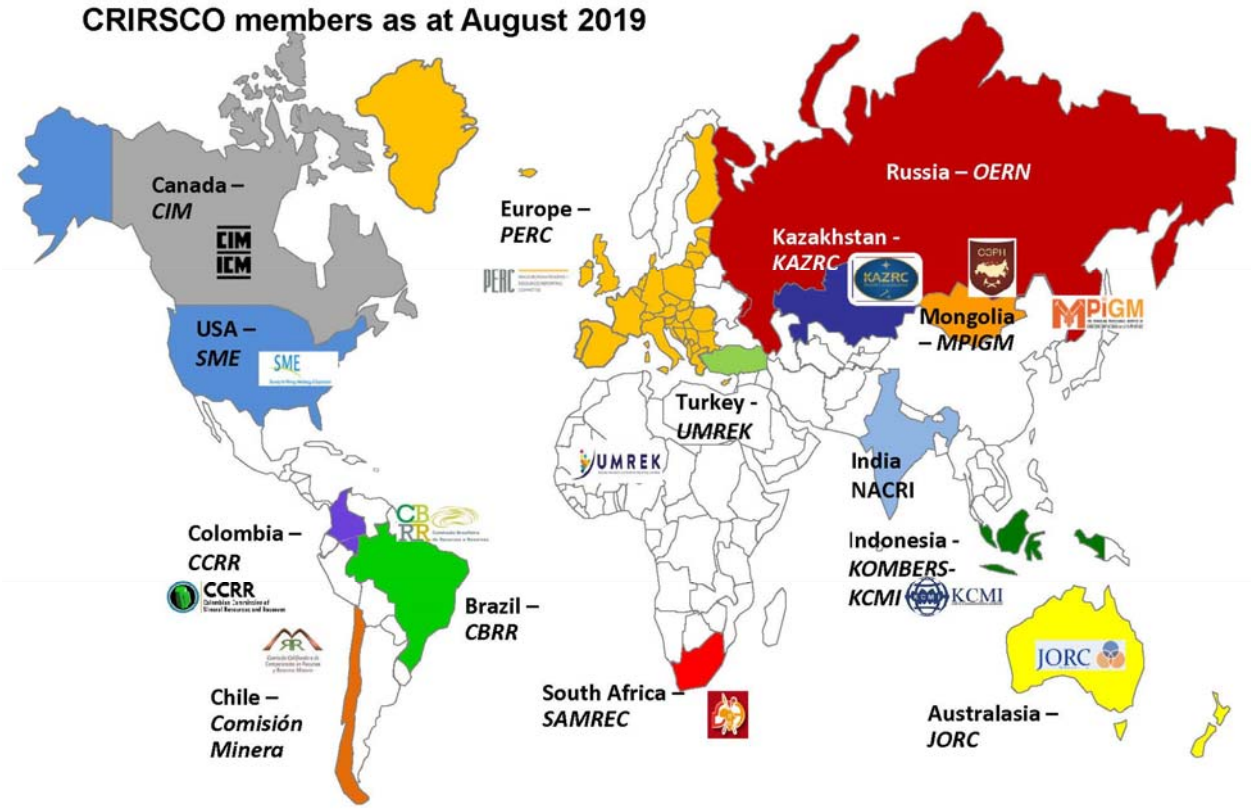


Рис. 1. Країни національні Класифікації яких розроблені на основі CRIRSCO

3. Класифікаційні системи вуглеводнів на базі PRMS: Класифікаційна система PRMS застосовується у національних Класифікаціях: Комісії з цінних паперів та фондових бірж США (SEC), Служби геології, геодезії та картографії США (USGS), Збірка рекомендованих методів Великобританії (SORP), Керівництво з оцінки запасів і ресурсів нафти і газу Канади (COGEH), Нафтовий директорат Норвегії (NPD), Система управління запасами та ресурсами вуглеводнів (PRMS).

Системи класифікації запасів і ресурсів вуглеводнів		
Комісії з цінних паперів та фондових бірж США (SEC)	Керівництво з оцінки запасів і ресурсів нафти і газу Канади (COGEH)	Збірка рекомендованих методів Великобританії (SORP)
Нафтовий директорат Норвегії (NPD)	Система управління запасами та ресурсами вуглеводнів (PRMS)	Служби геології, геодезії та картографії США (USGS)

Вищенаведені національні Класифікації базуються на Класифікаційній системі PRMS, але в той же час мають деякі свої особливості. Основна з них - щорічна геолого-економічна переоцінка запасів вуглеводнів і подання звіту до відповідної біржі.

4. Класифікаційна система РКООН-2009: За вітчизняною національною Класифікацією, що базується на Класифікаційній системі РКООН-2009 затверджуються доведені (видобувні) запаси, що аналогічні тим запасам, які дозволяє оприлюднювати на біржі Комісія з цінних паперів та фондових бірж США (SEC) після належного аудиту. Відмінність полягає тільки в тому, що SEC враховує термін дії спецдозволу на користування надрами, після закінчення якого відносить запаси до категорії ресурсів.

5. На міжнародному рівні для уранових руд використовується ***Класифікаційна система МАГАТЕ***.

6. Для підземних пластових вод використовується ***Класифікаційна система РКООН-2009***.

7. Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів.

Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів будь-якого родовища за будь-якою Класифікаційною системою складається з чотирьох основних частин (розділів):

1 частина: Геологічна модель: базується на сейсмічних дослідженнях і є однаковою при різних Класифікаційних системах.

2 частина: Геофізичні дослідження свердловин (ГДС): інтерпретація ГДС дає однакові результати за різних Класифікаційних систем.

3 частина: Технологія розробки: розрахунок фільтраційних параметрів та проектування видобутку вуглеводнів базується на однакових принципах незалежно від Класифікаційних систем.

4 частина: Економіка: розрахунки економічних показників базуються на міжнародній формулі (NPV) дисконтування грошових потоків.

Вищенаведене доводить, що Україна повністю використовує міжнародні принципи геолого-економічної оцінки запасів корисних копалин.

Для кваліфікованого порівняння результатів геолого-економічної оцінки за різними Класифікаційними системами, слід порівнювати визначені видобувні (доведені за PRMS) запаси та необхідні витрати для реалізації проекту з їхнього видобутку. Результати порівняння будуть близькими для видобувних (доведених) запасів за національною Класифікацією України (класи 111, 121, 122) і за Класифікацією PRMS (1P).

Враховуючи замовлення користувачів надр ДКЗ вже сьогодні спільно з провідними фахівцями та експертами виконує оцінку запасів за класифікаційною системою PRMS.

Для допомоги користувачам надр ДКЗ розроблено низку методичних рекомендацій щодо геолого-економічної оцінки нетрадиційних джерел вуглеводнів та удосконалення різносторонньої оцінки їхніх запасів, у тому числі за Класифікаційною системою PRMS. При цьому пропонується у матеріалах з ТЕО запасів передбачати 5 розділ з оцінкою за Класифікаційною системою PRMS.

Висновок:

1. Державна експертиза і оцінка запасів корисних копалин в Україні здійснюється за єдиною методикою для всіх корисних копалин, що відповідає міжнародним принципам оцінки і базується на міжнародній Класифікації РКООН-2009. За результатами експертизи затверджуються запаси, які використовуються для прийняття державних рішень, пов'язаних з управлінням мінерально-сировинною базою держави у частині обліку наявних запасів корисних копалин та темпів їхнього видобутку, оподаткування діяльності гірничодобувних підприємств та визначення доцільності подальших геологорозвідувальних або видобувних робіт.

2. Інвестиції не залежать від вибору Класифікаційних систем. Більше вони залежать від інших важливих чинників (конкурсного отримання спецдозволів, податкового навантаження, доступності інформації, доступності ринку, захисту інвестицій та ін.).

3. Класифікація РКООН-2009, що діє в Україні, впорядкувала визначення видобувних запасів, взаємовідносини між надрокористувачами і державою.

4. Класифікація РКООН-2009, що діє в Україні, визначає цінність реальних запасів корисних копалин за міжнародними критеріями.

5. Протоколи ДКЗ України можуть розглядатися як банківські ТЕО для інвестування.

Література

1. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затверджена постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 р. № 432.

2. https://www.spe.org/en/industry/petroleum-resources-management-system-2018/

УДК 553.98

НОВОЕ НАУЧНОЕ МИРОВОЗЗРЕНИЕ, ОСНОВАННОЕ НА УЧЕНИИ О ВОСПОЛНЯЕМОСТИ ГЛУБИННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ

***Вдовиченко А.И.*[1]**, *акад. АТН Украины, проф., vdovichenkoai@gmai.com,*
***Ермаков П.П.*[2]**, *д. т. н., проф., ermakovpp@mail.ru,*
***Ермаков Н.П.*[3]**, *к. т. н., nikosdp@ukr.net,*
1 – Академия технологических наук Украины, г. Киев, Украина,
2 – Украинский государственный химико-технологический университет, г. Днепр, Украина,
3 – НПО «НИКОС», г. Новомосковск, Украина

Определена исключительно важная роль формирования нового научного мировоззрения общества, основанного на учении о восполняемости, неисчерпаемости и безопасности рационального освоения глубинных углеводородных ресурсов. Поставлена задача глубокого переосмысления научным сообществом существующих устаревших взглядов и формирования нового учения о глобальных процессах, происходящих в земных недрах, на базе современных научных достижений и огромного накопленного практического опыта.

Обращено особое внимание проблеме переубеждения широкого круга влиятельной неосведомленной публики, которая создает подавляющее ошибочное общественное мнение и реально воздействует на принятие ключевых государственных решений под давлением определенных сил без глубокого научного обоснования. Обозначены стратегические приоритеты решения проблемы. Особая роль возлагается на органы центральной исполнительной власти, которые формируют и реализуют государственную политику в области энергетики, экологии, образования и науки.

НОВИЙ НАУКОВИЙ СВІТОГЛЯД, ЗАСНОВАНИЙ НА ВЧЕННІ ПРО ПОПОВНЮВАНІСТЬ ГЛИБИННИХ ВУГЛЕВОДНЕВИХ РЕСУРСІВ

***Вдовиченко А.І.*[1]**, *акад. АТН України, проф., vdovichenkoai@gmai.com,*
***Єрмаков П.П.*[2]**, *д. т. н., проф., ermakovpp@mail.ru,*
***Єрмаков Н.П.*[3]**, *к. т. н., nikosdp@ukr.net,*
1 – Академія технологічних наук України, м. Київ, Україна,
2 – Український державний хіміко-технологічний університет, м. Дніпро, Україна,
3 – НВО «Нікос», м. Новомосковськ, Україна

Визначено виключно важливу роль формування нового наукового світогляду суспільства, заснованого на вченні про поповнюваність, невичерпність і безпеку раціонального освоєння глибинних вуглеводневих ресурсів. Поставлено завдання глибокого переосмислення науковим співтовариством існуючих застарілих поглядів і формування нового вчення про глобальні процеси, що відбуваються в земних надрах, на базі сучасних наукових досягнень і величезного накопиченого практичного досвіду.

Особливу увагу приділено проблемі переконання широкого кола впливової необізнаної публіки, яка створює переважно помилкову громадську думку і реально впливає на прийняття ключових державних рішень під тиском певних сил без глибокого наукового обґрунтування. Позначені стратегічні пріоритети вирішення проблеми. Особлива роль покладається на органи центральної виконавчої влади, які формують і реалізують державну політику в галузі енергетики, екології, освіти і науки.

NEW SCIENTIFIC WORLD VIEW, BASED ON THE DOCTRINE OF REPLENISHMENT OF DEEP HYDROCARBON RESOURCES

Vdovychenko A.[1], *acad. ATS of Ukraine, Prof., vdovichenkoai@gmail.com,*
Ermakov P.[2], *Doctor of Tech. Sci., Prof., Ermakovpp@mail.ru,*
Ermakov N.[3], *PhD (Tech. Sci.) ermakovpp@mail.ru,*
1 – Academy of Technological Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine,
2 – Ukrainian State University of Chemical Technology, Dnipro, Ukraine,
3 – NPO NIKOS, Novomoskovsk, Ukraine.

The exceptionally important role of the formation of a new scientific world view of society, based on the doctrine of replenishment, inexhaustibility and safety of the rational development of deep hydrocarbon resources, has been defined. The task has been set for the scientific community to thoroughly reconsider existing outdated views and form a new doctrine of global processes occurring in the subsoil, based on modern scientific achievements and accumulated practical experience.

Particular attention has been paid to the problem of persuading a wide circle of influential uninformed public, which creates a dominant erroneous public opinion and has a real impact on the adoption of key government decisions under the pressure of certain forces without a thorough scientific substantiation. The strategic priorities for problem solving have been outlined. A special role is assigned to the central executive authorities, which form and implement state policy in the field of energy, ecology, education and science.

Актуальность проблемы. Мировоззрение личности определяет мнение. Именно мировоззрение, а не объем знаний человека определяет его поведение и поступки.

Научное мировоззрение – это мировоззрение, опирающееся на принципы и законы, многократно проверенные научным методом и подтвержденные практикой человечества в целом. Именно научное мировоззрение общества играет ключевую роль в формировании и реализации государственной политики, особенно в области энергетики и экологии.

Государственные стратегии и программы в области энергетики и экологии в Украине формируются в основном под влиянием научного мировоззрения общества, обоснованного на устаревших взглядах об исчерпаемости и опасности масштабного освоения глубинных углеводородных ресурсов. Новое учение о глобальных процессах, происходящих в земных недрах и их существенном влиянии на окружающую среду, еще не утвердилось в научном мировоззрении общества. Поэтому решения, которые принимается в большинстве своем неосведомленной публикой, имеют очень большие риски грубых ошибок и их губительных последствий. В связи с этим формирование нового научного мировоззрения общества, основанного на современных достижениях науки и практики, представляется одной из самых актуальных задач научного сообщества.

Обзор опубликованных работ по проблеме. Впервые вопрос о формировании нового научного мировоззрения, основанного на учении о восполнении углеводородных ресурсов, был поднят авторами при разработке «Концепции интенсификации и оптимизации нефтегазодобычи в Украине с учетом восстановительных процессов» [1]. В основу Концепции были положены результаты исследований по изучению возможностей регенерации залежей углеводородов Восточных и Западных нефтегазоносных регионов Украины, выполненные ведущими отечественными специалистами нефтегазовой геологи по заданию НАК «Нефтегаз Украины» [2]. Глубокий анализ накопленного огромного мирового научного и практического опыта, а также феноменальных неопровержимых фактов, позволил авторам этих исследований убедительно подтвердить существование процесса глобальной дегазации Земли, которая играет главную роль в восполнении углеводородных залежей. Были разработаны соответствующие рекомендации по усовершенствованию методики и технологии поисков, разведки и эффективного освоения месторождений нефти и газа. Однако эти рекомендации по настоящее время на практике не используются должным образом.

Предложенный проект Концепции был апробирован на международных научных конференциях, семинарах и круглых столах с участием широкого круга ученых, специалистов, представителей власти и общественности. Результаты этих обсуждений были широко обнародованы в научных изданиях [3–6] и СМИ [7]. Официальных сообщений о критических замечаниях, опровержениях и предложениях в адрес авторов Концепции не поступило. Несмотря на поддержку ученых, специалистов и общественности, конкретных мер по реализации Концепции не осуществлено.

Серьезные препятствия в реализации Концепции главным образом создают силы, заинтересованные в ограничении добычи нефти и газа с целью удержания высоких цен на них. Кроме того, недостаточно отработанные механизмы реального влияния новых взглядов и понимания глобальных процессов, происходящих в недрах Земли, на научное мировоззрение общества, и недооценка его роли в формировании и реализации государственной политики в сферах энергетики и экологии, не позволяют эффективно им противостоять.

С целью научного обоснования теории восполнения нефтегазовых залежей и разработки на ее основе стратегии формирования нового научного мировоззрения в конце 2018 года в Институте геологических наук Национальной академии наук Украины состоялся круглый стол на тему: «Формирование и реализация Концепции эффективного освоения возобновляемых глубинных нефтегазовых ресурсов». В заседании круглого стола приняли активное участие представители профильной академической, отраслевой и университетской науки, нефтегазовых компаний, ведомств, предприятий и общественных организаций.

В результате тщательного обсуждения, в котором приняли активное участие академики НАНУ, АТНУ, УНГА, доктора и кандидаты геологических, технических и физико-математических наук, а также ведущие специалисты нефтегазовой отрасли, было принято единодушное решение признать научно обоснованной теорию природного возобновления нефтегазовых ресурсов за счет глобальной глубинной дегазации Земли.

Рекомендовано также учитывать предложенную концепцию эффективного освоения возобновляемых глубинных нефтегазовых ресурсов при формировании и реализации государственной политики в сферах энергетики и экологии.

На этом круглом столе рассмотрели и поддержали предложенный перечень мер по формированию и реализации концепции эффективного освоения возобновляемых глубинных нефтегазовых ресурсов.

Среди основных мероприятий главная роль уделялась формированию нового научного мировоззрения общества на основе учения о неисчерпаемости и безопасности рационального освоения глубинных углеводородных ресурсов.

По материалам этого круглого стола были опубликованы статьи в некоторых центральных и региональных изданиях [8], а также проведено несколько тематических научно-практических совещаний.

Несмотря на большую проделанную работу, существенных результатов в решении рассматриваемой проблемы на сегодня не достигнуто.

Авторами не установлено других научных публикаций по данной теме, кроме общих философско-педагогических направлений. Поэтому формирование предлагаемого авторами научного мировоззрения есть новым и весьма важным направлением решения глобальных энергетических и одновременно экологических проблем.

Цель работы – обосновать ключевую роль нового научного мировоззрения общества, основанного на учении о неисчерпаемости и безопасности рационального освоения глубинных углеводородных ресурсов и обозначить приоритеты формирования и реализации государственной политики в области энергетики и экологии.

Результаты исследований и их обсуждение. Большинство ученых и практиков в области изучения и освоения земных недр в основном поддерживают концепцию о восполняемости глубинных углеводородов. Дискуссия на эту тему связана с различными взглядами на физико-химические процессы, происходящими в условиях, которые еще недоступны для прямых исследований. Тем не менее, в настоящее время в мире уже накоплено достаточно веских аргументов, подтверждающих мантийное происхождение углеводородов. Среди таких убедительных доводов, которые могут однозначно восприниматься не только специалистами, но и быть доступными для понимания широкого круга пользователей, следует обозначить следующие [9]:

1. На основе термодинамического моделирования в результате большого множества достоверных экспериментальных исследований установлено, что нефть и природный газ возникают в мантии Земли на глубинах не менее 70–100 км при давлениях 20–80 кбар и температуре 800–1800 °К.

2. Многочисленные доказательства присутствия неорганических углеводородов в метеоритах, на планетах солнечной системы и космосе доказывают вторичность жизни на Земле и свидетельствуют о ее возникновении на основе абиогенных углеводородов.

3. В алмазах возрастом 3,1 млрд лет и глубиной образования 400–500 км установлено значительное содержание углеводородов, а в кимберлитах их концентрация на 1–2 порядка выше.

4. Мантийное происхождение углеводородов подтверждают и такие феноменальные неопровержимые факты:

– метановые «факелы» высотой 600–1000 м над глубинными разломами на дне большинства океанских впадин;

– прямые признаки нефтегазоносности в скважинах, пробуренных на докембрийском щите на глубинах до 9,4 км;

– открытие крупных месторождений в кристаллическом фундаменте;

– обнаружение крупных и гигантских залежей нефти на глубинах более 10,5 км;

– несопоставимость ресурсного потенциала богатейших нефтегазовых бассейнов мира с традиционными источниками в пределах осадочного чехла.

5. Факты глобальной газогидратности 95 % дна мирового океана и происходящее на наших глазах формирование в современном слое донных осадков гигантских залежей метаногидратов, ресурсов которых может хватить на 3,5 млн лет, т. е. практически неисчерпаемые.

Современные научные взгляды о глубинном происхождении углеводородов подтвердились практическими результатами геологических исследований, обеспечив понимание того, что углеводороды образуются в мантии и, мигрируя по глубинным разломам в земную кору, они формируют залежи любого строения в породах любого типа. Это выдвигает теорию на главные направления развития современной нефтегазовой геологии, открывает ей огромное практическое значение и постулирует существование неисчерпаемых и восполняемых запасов углеводородов, а также позволяет по-новому подойти к развитию технологий их поисков, разведки и освоения.

Формирование углеводородных залежей – это всего лишь мелкое побочное явление на фоне более масштабного процесса глубинной дегазации Земли, при котором через разрез земной коры проходит гигантское количество газа на пути в гидросферу и атмосферу. Этот процесс оказывает существенное влияние на окружающую среду и может иногда приводить к губительным последствиям и катастрофам. На этом фоне разговоры о существенном антропогенном влиянии на процессы формирования «парниковых газов» и о так называемой современной «теории глобального потепления» абсолютно безосновательны. Однако это отвлекает внимание мировой общественности от реально существующих проблем в угоду тем, кто использует нефтегазовый ресурс для утверждения своего господствующего положения в мире.

В действительности масштабное освоение и рациональное использование углеводородных ресурсов позволяет одновременно решать глобальные экологические проблемы человечества. Чем больше будет извлекаться из недр углеводородов, тем меньше их будет поступать в окружающую среду. Совершенствование технологии утилизации отходов переработки позволяет отнести углеводородный ресурс в категорию восполняющихся и экологически чистых источников энергии.

В этих условиях особое значение приобретает проведение масштабных мероприятий по формированию в обществе нового научного мировоззрения, основанного на современных представлениях о глобальных процессах, происходящих в земных недрах и их доминирующего влиянии на окружающую среду, жизнедеятельность людей, животный и растительный мир.

Среди мероприятий, направленных на решение проблемы, важное значение приобретает обсуждение вопроса не только специалистами в узком кругу, но с привлечением самых широких масс научного сообщества разных направлений и сфер деятельности, представителей власти и общественности.

Сообщество ученых и специалистов в конечном итоге однозначно определились в том, что действительно глубинный углеводородный ресурс неисчерпаемый и безопасный при рациональном освоении, постоянном совершенствовании технологии использования и утилизации отходов. Теперь предстоит более сложная задача – убедить в этом широкие массы общественности и представителей власти, которые принимают решения при формировании и реализации государственной политики.

Выводы:

1. Формирование научного мировоззрения общества на основе новых взглядов на процессы, происходящие в земных недрах и их существенном влиянии на среду обитания, рассматривается как важнейшая задача научного сообщества в современных условиях.

2. В основе нового научного мировоззрения должно быть положено учение о неисчерпаемости и безопасности рационального использования глубинных углеводородных энергетических источников.

3. Государственная служба геологии и недр Украины как центральный орган государственной власти, который реализует государственную политику в области геологического изучения и рационального использования недр, должна ставить во главу угла своей деятельности задачу формирования соответствующего научного мировоззрения общества.

4. Геологическая отрасль в состоянии обеспечить выполнение в полном объеме своих функций только при условии ее финансирования на уровне 5–10 % от отчислений за недра, что составляет 2–4 млрд грн в год. Фактическое бюджетное финансирования за последние годы необъяснимо сократилось до минимально критического уровня – 100 млн грн.

5. Государственной комиссии Украины по запасам полезных ископаемых при формировании и реализации научно-технической политики относительно геолого-экономической оценки, учета и полноты использования запасов месторождений полезных ископаемых и других полезных свойств недр должны учитывать основные положения предложенной концепции.

6. Министерство экологии и природных ресурсов Украины, которое формирует и обеспечивает реализацию государственной политики в области охраны окружающей среды, должно переориентировать и сосредоточить внимание общества на масштабную экологическую угрозу последствий глобальной глубинной дегазации Земли и рациональное использование природных глубинных возобновляемых ресурсов.

7. Министерство энергетики и угольной промышленности Украины, которое формирует и реализует государственную политику в энергетическом и нефтегазовом комплексах, следует переориентировать стратегические приоритеты и сосредоточить их в направлении эффективного использования восполняемых глубинных углеводородных ресурсов.

8. Министерству образования и науки Украины в стратегиях развития системы образования и науки следует придавать повышенный приоритет изучению природных процессов, происходящих в земных недрах и их чрезвычайно высокому уровню влияния на окружающую среду и на жизнедеятельность человека.

Литература

1. Вдовиченко А.І., Єрмаков П.П., Єрмаков М.П. Концепція інтенсифікації і оптимізації нафтогазовидобутку в Україні з урахуванням відновлювальних процесів. Породоразрушающий и меаллообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сб. науч. тр. К: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины. 2016. Вып. 19. С. 5–10.

2. Вивчення можливості регенерації покладів вуглеводнів Східних та Західних нафтогазоносних регіонів України. Звіт про виконання робіт за договором № 4/17 від 22.04.2009 (заключний). Київ: НВП «Геосвіт». 2009. 286 с.

3. Вдовиченко А.І., Коваль А.М., Чепіль П.М. Проблеми нарощування запасів і видобутку нафти і газу в Україні за рахунок їх відновлення. Нафта і газ. Наука – Освіта – Виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку: матеріали всеукраїнського науково-технічної конференції (м. Дрогобич, 10–11 березня 2016 р). Дрогобич: ТзОВ «Трек–ЛТД». 2016. С. 39–47.

4. Вдовиченко А.І. Відновлювальні нафогазовидобувні технології у вирішенні глобальних екологічних і економічних проблем. Матеріали міжнародної конференції «Форум гірників–2016», 5–8 жовтня 2016 р., м. Дніпро. Д: Національний гірничий університет. 2016. Т. 1. С. 31–37.

5. Вдовиченко А.І. До питання відновлення вуглеводних покладів. Нафта і газ. Наука – Освіта – Виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку: матеріали всеукраїнського науково-технічної конференції (м. Дрогобич, 02–03 березня 2017 р.). – Дрогобич: ТзОВ «Трек–ЛТД». 2017. С. 48–51.

6. Вдовиченко А.И. Перспективы реализации концепции интенсификации и оптимизации нефтегазодобычи с учетом естественных восстанавливающих процессов. Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали П′ятої міжнародної науково-практичної конференції (8–12 жовтня 2018 р., м. Трускавець). Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). С. 229–233.

7. Вдовиченко А.И., Ермаков П.П., Ермаков Н.П. Неисчерпаемый запас. Концепция интенсификации и оптимизации нефтегазодобычи с учетом восстановительных процессов. Нефтяное обозрение «ТЕРМИНАЛ». 2016. № 26 (829) (27 июня). С. 4–7.

8. Гожик П.Ф., Лукин А.Е., Вдовиченко А.И, Петровский А.П., Коваль А.Н. Новая теория о возобновляемости, неисчерпаемости и экологичности глубинных нефтегазовых ресурсов. «Информационно-аналитический еженедельник «Зеркало недели. Украина», № 3, 26.01.2019.

9. Тимурзиев А.И. Современное состояние теории происхождения и практики поисков нефти: на пути к созданию научной теории прогнозирования и поисков глубинной нефти. *Тектоніка і стратиграфія*, 2016. Вип. 43. С. 102–132.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 551.1/.4(476)

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ ПАЛЕОГЕН-НЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТЕРРИТОРИИ ПОДЛЯССКО-БРЕСТСКОЙ ВПАДИНЫ

***Богдасаров М.А.*[1]**, *д. геол.-мин. н., проф., ч.-кор. НАН Беларуси, bogdasarov73@mail.ru,*
***Шешко Н.Н.*[2]**, *к. тех. н., доцент, optimum@tut.by,*
***Кожанов Ю.Д.*[1]**, *магистр геогр. наук, аспирант, robing-1@mail.ru,*
***Маевская А.Н.*[1]**, *магистр геогр. наук, maevskaya.anna@inbox.ru,*
1 – Брестский государственный университет имени А.С. Пушкина, г. Брест, Беларусь,
2 – Брестский государственный технический университет, г. Брест, Беларусь

В статье рассмотрены особенности геологического строения и условия образования палеоген-неогеновых отложений территории Подлясско-Брестской впадины как толщи, обладающей практическим потенциалом для освоения и прогноза полезных ископаемых.

GEOLOGICAL STRUCTURE AND USEFUL FOSSILS OF PALEOGEN-NEOGENIC DEPOSITS OF THE TERRITORY OF THE PODLASS-BREST DEPRESSION

***Bogdasarov M.*[1]**, *Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., Corresponding Member of the National Academy of Sciences of Belarus, bogdasarov73@mail.ru,*
***Sheshko N.*[2]**, *Cand. Sci. (Tech.), Assoc. Prof., optimum@tut.by,*
***Kozhanov Y.*[1]**, *Master of Geographical Sciences, Postgraduate, robing-1@mail.ru,*
1 – Brest State University named after A.S. Pushkin, Brest, Belarus,
2 – Brest State Technical University, Brest, Belarus

The article considers the features of the geological structure and the conditions for the formation of Paleogene-Neogene deposits of the territory of the Podlaska-Brest Depression as a stratum that has practical potential for the development and forecasting of minerals.

ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА І КОРИСНІ КОПАЛИНИ ПАЛЕОГЕН-НЕОГЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ ТЕРИТОРІЇ ПІДЛЯСЬКО-БРЕСТСЬКОЇ ЗАПАДИНИ

***Богдасаров М.А.*[1]**, *д. геол.-мін. н., проф., ч.-кор. НАН Білорусі, bogdasarov73@mail.ru,*
***Шешко Н.Н.*[2]**, *к. тех. н., доцент, optimum@tut.by,*
***Кожанов Ю.Д.*[1]**, *магістр геогр. наук, аспірант, robing-1@mail.ru,*
***Маєвська А.Н.*[1]**, *магістр геогр. наук, maevskaya.anna@inbox.ru,*
1 – Брестський державний університет імені О.С. Пушкіна, м. Брест, Білорусь,
2 – Брестський державний технічний університет, м. Брест, Білорусь

У статті розглянуті особливості геологічної будови і умови утворення палеоген-неогенових відкладів території Підлясько-Брестської западини як товщі, що володіє практичним потенціалом для освоєння і прогнозу корисних копалин.

Подлясско-Брестская впадина расположена на территории Республики Польша и Республики Беларусь. На тектонической карте СССР, изданной в 1956 г., белорусская часть этой единой тектонической структуры носила название Брестский прогиб, но в более поздних работах [1, 2] она именуется Брестской впадиной, в то время как польская ее часть известна под названием Подлясской впадины [3, 4].

Подлясско-Брестская впадина вытянута в субширотном направлении и имеет вид структурного залива, центриклинально замыкающегося на востоке и открывающегося к западу [5, 6]. На севере она

граничит с Белорусской антеклизой, от которой отделяется Свислочским разломом, на юге – с Луковско-Ратновским горстом, от которого отделяется Северо-Ратновским разломом. Восточная граница впадины условная и проведена по изогипсе –0,5 км. Восточнее этой условной границы расположена Полесская седловина. Длина впадины в пределах Беларуси составляет 160 км, ширина от 80 до 130 км. Поверхность кристаллического фундамента впадины погружается в западном направлении от –0,5 до –1,8 км.

Подлясско-Брестская впадина как самостоятельная структура сформировалась в силуре и раннем девоне; от среднего девона до раннепермской эпохи здесь происходили процессы денудации. В позднепермское время начался новый этап опускания, проявились интенсивные движения по субширотным разломам, и впадина приобрела современные границы [6]. Затем опускание территории продолжалось с перерывами в мезозое, палеогене и неогене, что обусловило накопление значительной толщи мезозойско-кайнозойских пород.

Палеогеновые отложения территории Подлясско-Брестской впадины представлены комплексом морских, прибрежно-морских и лиманно-дельтовых, разнофациальных континентальных пород. Они занимают значительные площади, залегая на меловых отложениях и подстилая неогеновые, а в некоторых случаях – непосредственно четвертичные. Однако на границе мела и палеогена существует значительный стратиграфический перерыв, охватывающий верхний маастрихт, палеоцен, нижний эоцен и нижнюю часть среднего эоцена. На основании данных спорово-пыльцевого анализа в палеогеновой толще здесь выделены лишь отложения верхней части среднего эоцена (киевский горизонт), верхнего эоцена и нижнего олигоцена (харьковский горизонт) и верхнего олигоцена (страдубский и крупейский горизонты) [7]. Представление о мощности палеогеновых отложений дает рис. 1.

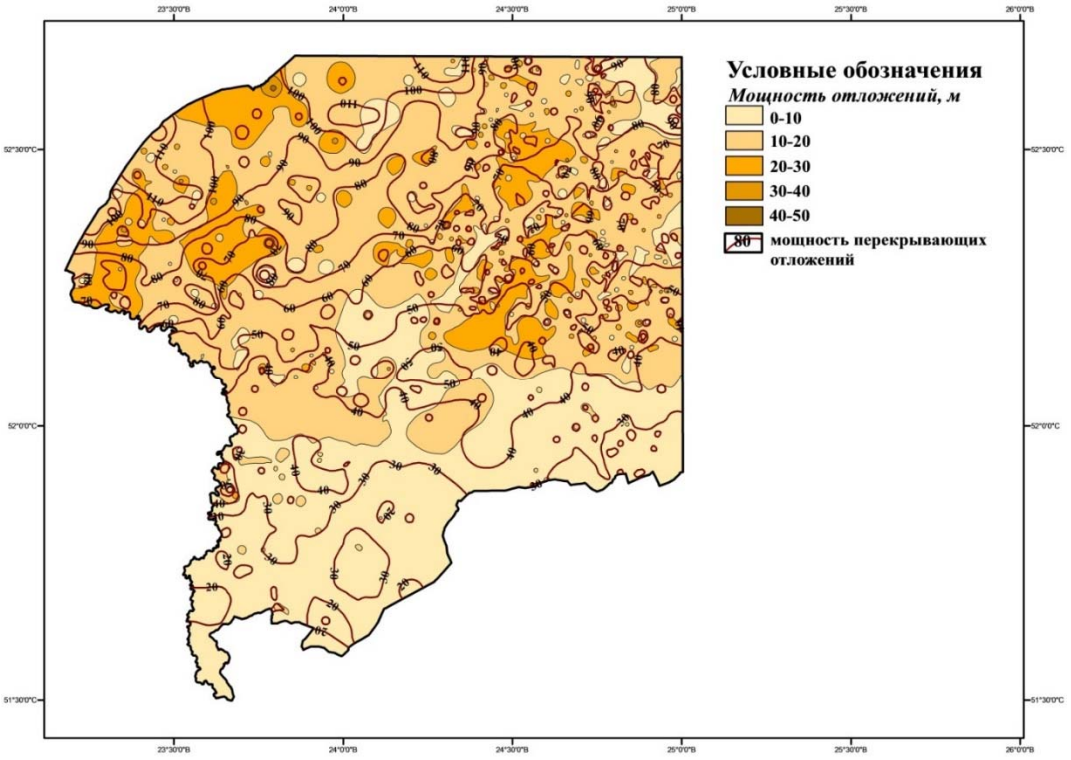


Рис. 1. Мощность палеогеновых отложений территории Подлясско-Брестской впадины

Отложения киевского горизонта в пределах исследуемой территории имеют повсеместное распространение, они не обнаружены лишь в районе г. Малориты, возможно, это связано с размывом и экзарацией на неотектоническом этапе. Их мощность в среднем составляет от 7–9 м на юге впадины до 14–16 м на северо-западе. Киевские отложения представлены зеленовато-серыми, мелкозернистыми глауконитово-кварцевыми песками, бескарбонатными зеленовато-серыми алевритами, светло-серыми мергелями. Отложения киевского горизонта подстилают четвертичную толщу на юге Подлясско-Брестской впадины – у дд. Повитье, Леликово, Новоселки, Меленково Кобринского района, на юге Жабинковского района и южнее г. Бреста. В западной части впадины эти аккумуляции подстилают четвертичные отложения в виде узких, линейно вытянутых полос в направлении гг. Высокое – Каменец – Брест; г. Каменец – д. Линово – г. Пружаны – г. п. Шерешево – д. Тиховоля.

Отложения харьковского горизонта, представленные толщей мелкозернистых глауконитово-кварцевых песков, местами глинистых, ожелезненных, иногда слабосцементированными глинисто-кремнистым цементом, также широко распространены в пределах исследуемой территории. Средняя мощность отложений харьковского горизонта на территории впадины составляет 10–15 м, сокращаясь в южной области их распространения до 3–5 м. Несмотря на широкое распространение харьковского горизонта в пределах Подлясско-Брестской впадины, в основании четвертичной толщи они встречаются на ограниченных участках. Наиболее крупный из них находится возле дд. Городец – Большой и Малый Рудец – Онисковичи – Стародубцы Кобринского района.

Отложения верхнего олигоцена формировались в восточной и северо-западной части Подлясско-Брестской впадины и представлены лиманно-дельтовыми песками и глинами страдубского горизонта и аллювиальными угленосными отложениями крупейского горизонта [8]. В позднем олигоцене существовали условия для развития карстовых процессов, связанных с подземным выщелачиванием карбонатной толщи мела. Образовавшиеся при этом котловины и западины заполнялись песчано-алевритовым материалом, а в возникших заболоченных водоемах происходило накопление бурого угля [9]. В разрезах скважин, пробуренных в районе г. Кобрина и г. п. Антополя, в основании угленосных неогеновых отложений вскрыты зеленовато-серые разнозернистые глауконитово-кварцевые пески с включением углистого материала. Мощность подугленосной толщи составляет 12–14 м, изменяясь от двух до нескольких десятков метров. Максимальные значения установлены в скважинах, которые пронизывают карстовые полости. На основании данных спорово-пыльцевого анализа вышеописанные отложения отнесены к верхнеолигоценовым [10]. Верхнеолигоценовые комплексы подстилают четвертичные образования в центральной части Пружанского района.

Практический интерес среди полезных ископаемых, связанных с отложениями палеогеновой системы, представляют янтарь, глауконит, фосфориты, а также минерализованные и пресные воды [11].

В толще глауконитово-кварцевых песков киевского и харьковского горизонтов выявлены многочисленные залежи янтаря. Отложения сформированы в мелководно-морской (фации донных течений) и прибрежно-морской (фации морских течений, приливно-отливных равнин, пляжей) обстановке [12]. Средняя мощность отложений составляет 13 м. Янтарь в виде зерен и обломков разной величины (до 7 см) и формы встречается по всей алеврито-песчаной янтареносной формации [13]. На территории Подлясско-Брестской впадины выделено три перспективные на россыпи янтаря площади: Брестская, Кобринская, Дрогичинская [14]. В пределах Брестской площади янтареносные породы залегают на глубине от 35 до 45 м, их средняя мощность составляет 12 м. При этом содержание янтаря от 5 до 20 г/м^3. Территория Кобринской площади характеризуется меньшей мощностью (8 м) и глубиной залегания (31–41 м). Вместе с тем, содержание янтаря на отдельных участках может достигать 139 г/м^3. В мелкозернистых глауконитово-кварцевых песках проявления Мехведовичи (позднеэоцен-раннеолигоценовый возраст) общая мощность вмещающих янтарь отложений составляет 8–9 м, содержание янтаря 0,14–139 г/м^3. Дрогичинская площадь,

представленная преимущественно фациями морского приливно-отливного побережья и мелкого шельфа, зоной размыва киевских отложений делится на северную и южную. Южная площадь характеризуется субширотным простиранием (включает в себя гг. Дрогичин, Иваново), имеет площадь более 2 тыс. км^2 и является наиболее перспективной на залежи янтаря. Средняя мощность янтареносных пород – 8 м, глубина залегания от 14 м до 45 м. Содержание янтаря в пробах из керна скважин достигает 110 г/м^3 (при среднем содержании 50 г/м^3). По результатам прогнозно-оценочных работ на Ивановском проявлении данной площади было выявлено, что в палеогеновой толще размещаются залежи мощностью до 7 м (глубина 41 м). Содержание янтаря достигает 110 г/м^3. Более глубокое залегание янтаря характерно для Северной площади (до 150 м). При этом средняя мощность янтарь вмещающих отложений не превышает 4 м. Содержание янтаря варьируется от единичных зерен до 79 г/м^3 [14]. Следует подчеркнуть, что в Беларуси пока нет выявленных промышленных залежей янтаря. На основе финансирования частных компаний осуществляется геологическое изучение недр. Имеются предпосылки для организации добычи янтаря не промышленным, а старательским способом [15].

Кварцевые пески и мергели киевского и харьковского горизонтов содержат глауконит в виде зерен, размер которых варьируется от 0,01 до 10 мм. Значительное содержание окиси калия и способность легко поддаваться выветриванию делает глауконит хорошим сырьем для производства комплексных калийно-фосфорных удобрений в Беларуси. Он может употребляется как сырье для изготовления зелёных красок для живописи и промышленности, использоваться в качестве хорошего сорбента, применяющегося для очистки воды, в том числе от солей тяжёлых металлов. Благодаря его способности к катионному обмену может использоваться для уменьшения жёсткости воды, а также для очистки территорий от загрязнения радионуклидами, в том числе на территории пострадавшей от аварии на Чернобыльской АЭС [16].

Фосфоритовые желваки и гальки присутствуют в палеогеновой глауконитово-кварцевой формации на востоке и юге Подлясско-Брестской впадины. По итогам проведенных поисково-оценочных работ на Ореховском месторождении и Приграничном месторождении содержание фосфорного ангидрида в рудах в среднем около 6%. Следует отметить, что руды месторождений относятся к подтипу бедных маложелезистых желваковых руд и пригодны для получения фосфоритной муки. Для возможного освоения месторождений необходима дальнейшая разведка месторождений с параллельной разработкой современных технологий добычи и составлением технико-экономического обоснования целесообразности вовлечения в разработку, что позволит уменьшить зависимость государства от импорта фосфорного сырья и его продукции [15].

Неогеновые отложения в пределах данной территории занимают значительные площади, непосредственно подстилая четвертичные. На основании данных спорово-пыльцевого анализа в неогеновой толще выделены отложения нижнего, среднего, верхнего миоцена и отложения нижнего и верхнего плиоцена [7]. Нижнемиоценовые отложения представлены аллювиальными, озерными и болотными фациями – серыми, темно-серыми мелко- и разнозернистыми кварцевыми песками с примесью углистого материала, и небольшими по мощности прослоями бурого угля. Среди среднемиоценовых отложений вскрыты бурые угли, углистые темно-серые мелкозернистые, реже крупнозернистые кварцевые пески. Отложения верхнего миоцена слагают пестроцветные, преимущественно монтмориллонитовые глины и кварцевые пески. Нижне- и верхнеплиоценовые отложения представлены зеленовато-серыми алевритами и светло-серыми мергелями незначительной мощности, светло-серыми алевритами и песками, которые завершают разрез неогеновых отложений в пределах исследуемой территории [9]. Представление о мощности неогеновых отложений дает рис. 2.

С неогеновыми отложениями связан ряд полезных ископаемых: бурый уголь (угленосные отложения смолярского и букчанского горизонтов бриневского надгоризонта), тугоплавкие глины

(глинистые отложения антопольского надгоризонта), пески кварцевые, стекольные и формовочные (аллювиальные отложения смолярского горизонта), янтарь (песчаные отложения смолярского и букчанского горизонтов), пресные подземные воды [17].

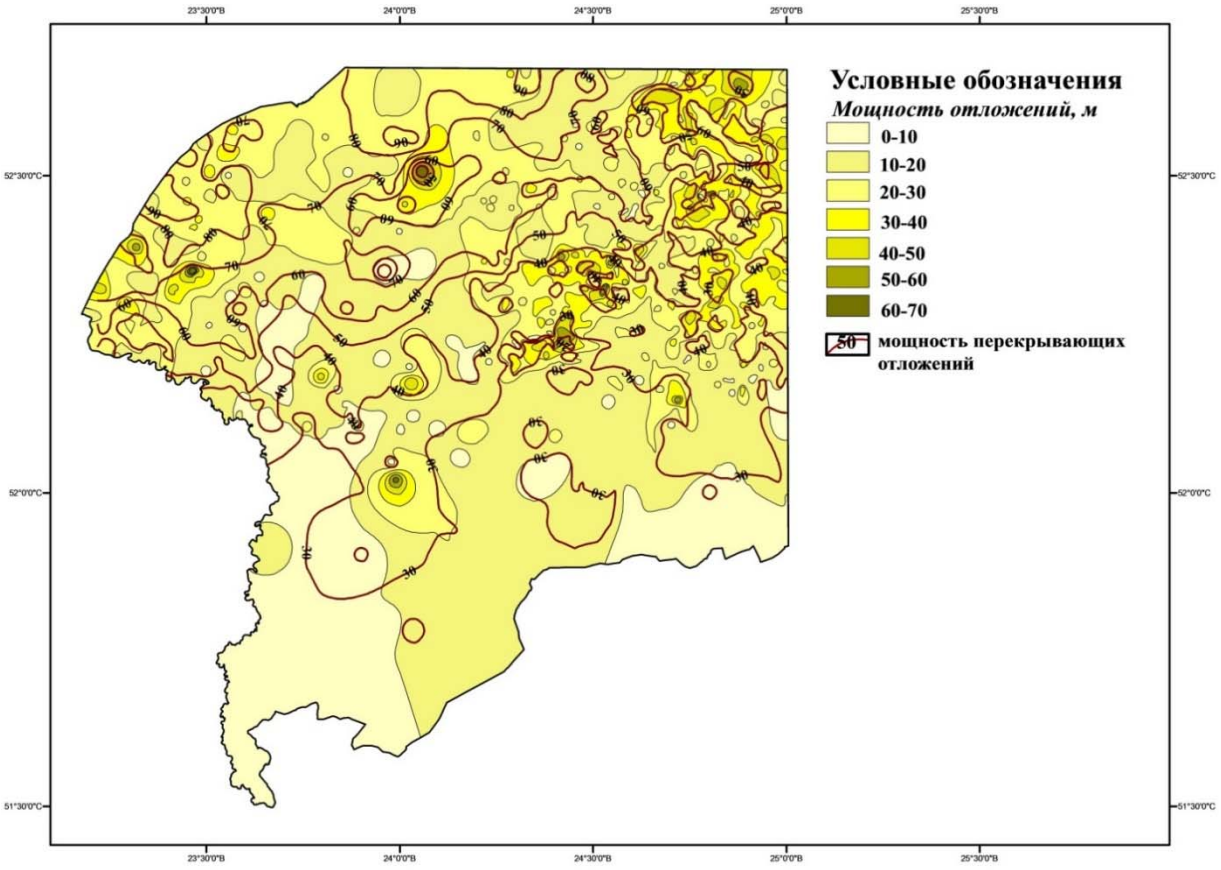


Рис. 2. Мощность неогеновых отложений территории Подлясско-Брестской впадины

Неогеновые континентальные угленосные отложения широко развиты на территории Брестской впадины. Однако промышленная угленосность связана только с отложениями нижнего и среднего миоцена, которые объединяются в составе бриневского надгоризонта неогена. К этому стратиграфическому интервалу относится подавляющее большинство углепроявлений исследуемой территории В региональном плане данные отложения приурочены к Брестской (западной) минерагенической зоне площадного распространения. Зона простирается в меридиональном направлении примерно на 100 км при ширине 50–80 км и занимает в основном самую восточную часть Подлясско-Брестской впадины и западные склоны Полесской седловины.

Буроугольную формацию слагают аллювиальные (русловые и пойменные песчано-алевритовые отложения), болотные (фации проточных – слабопроточных – периодически проточных и относительно застойных пойменных торфяных болот) и озерные отложения (фации проточных, непроточных застойных и заболачиваемых озер). Детальный анализ фациальных условий формирования угольных пластов показал, что исходный материал накапливался преимущественно в условиях обводненных пойменных торфяных болот различной степени проточности и реже – в условиях зарастающих озер (озер-болот). Л. Ф. Ажгиревич [18] выделяла следующие генетические типы угленакопления: пойменно-карстовый, пойменный и озерный. Формирование залежей углей в указанных фациальных

обстановках неогенового времени на территории юго-запад Беларуси помимо общих палеогеографических и палеоклиматических условий, во многом определялось также и структурой исходной поверхности осадконакопления буроугольной формации. В пределах исследуемой территории поверхность палеогена из-за незначительной мощности верхнеэоценовых отложений унаследовала преимущественно геоморфологическую структуру мелового плато, которая сформировалась в позднем меле и палеоцене.

Степень расчленения этой поверхности достаточно высокая, однако эрозионно-карстовые процессы сформировали густую сеть только мелкоконтурных отрицательных форм рельефа. Это обстоятельство и определило высокую степень углеплотности, но исключительно мелкие размеры угольных залежей пойменно-карстового типа, тогда как крупные тектонические структурные элементы локального характера в пределах развития угленосных отложений Брестской зоны по поверхности подстилающих отложений мела и протерозоя не установлены. Поисково-оценочные работы, проведенные на наиболее крупных углепроявлениях Брестской зоны (Смоляница и Ясевичи), показали, что при сгущении скважин их залежи расчленяются на ряд еще более мелких разобщенных линз [14].

По качественным показателям угли неогена относятся к технологической группе 1 Б, хорошо брикетируются и могут быть использованы в качестве топлива бытового и для местной промышленности, а также для получения гуминовых удобрений и биостимуляторов роста растений. Кроме этого, они пригодны для пылевидного сжигания в стационарных энергетических установках, а также в котельных, оборудованных топкой кипящего слоя.

Для ограниченного хозяйственно-питьевого водоснабжения используется водоносный комплекс неогеновых отложений. Водовмещающие породы данной территории приурочены к бриневскому, антопольскому и колочинскому надгоризонтам неогена и представлены песчаными разностями, часто переслаивающимися глинами и суглинками. Залегает комплекс на глубине от 10 до 130 м. Мощность водосодержащей толщи изменяется от 5 до 70 м, составляя в среднем 10–30 м. Водоносный комплекс тесно связан с вышележащим четвертичным и часто образует с ним единую водоносную толщу (Белоозерск) [14].

Следует отметить, что месторождения полезных ископаемых, стратиграфически связанные с морскими и континентальными образованиями палеоген-неогена еще недостаточно освоены, по достоинству оценены и требуют дальнейшего изучения. Вводу в эксплуатацию большинства из них препятствуют сложные горнотехнические и гидрогеологические условия, низкое содержание полезных компонентов, наличие вредных примесей, несоответствие стандартам по гранулометрическому составу, транспортные условия.

Литература

1. Бондаренко Б.В. Основные черты тектонического строения Брестской впадины. Труды ИГН АН БССР. 1961. Вып. 3. С. 93–107.

2. Тектоника Белоруссии / под ред. Р. Г. Гарецкого. Минск, 1976. С. 117–126.

3. Pozàryski W. Poludniwo–zachodnia krawędź Fenno–Sarmacji. *Kwart Geol.* 1957. N. 3–4. S. 386.

4. Pozàryski W. Jednostki geologiczne Polski. *Przel. Geol*. 1963. N. 1. S. 5.

5. Синичка А.М. Кустинская опорная скважина Брестской впадины. Москва, 1970. С. 10.

6. Зиновенко Г.В. Подлясско-Брестская впадина: строение, история развития и полезные ископаемые. Минск: Беларус. навука, 2009. 142 с.

7. Стратиграфические схемы докембрийских и фанерозойских отложений Беларуси: объясн. записка. Минск: БелНИГРИ, 2010. 282 с.

8. Мурашко Л.И. Поздний олигоцен Беларуси. *Стратиграфия. Геологическая корреляция.* 1998. Т. 6, № 4. С. 67–80.

9. Геология Беларуси / под ред. А. С. Махнача, Р. Г. Гарецкого, А. В. Матвеева. Минск: ИГН НАН Беларуси, 2001. 815 с.

10. Бурлак А.Ф. Новые литологические данные к стратиграфии и корреляции палеогеновых отложений запада СССР. *Флора и фауна кайнозоя Беларуси*. Минск, 1992. С. 105–107.

11. Минерагения палеогеновых отложений юго-запада Беларуси // Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали П'ятої міжнародної науково-практичної конференції (8–12 жовтня 2018 р., м. Трускавець). Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). Київ: ДКЗ, 2018. С. 111–117.

12. Минерагенические карты платформенного чехла территории Беларуси. Минск: Бел НИГРИ, 1992. 75 с.

13. Неотектоника и полезные ископаемые Белорусского Полесья. Минск: Наука и техника, 1984. 131 с.

14. Полезные ископаемые Беларуси: к 75-летию БелНИГРИ. Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. 528 с.

15. Обзор минерально-сырьевой базы Республики Беларусь на 01.01.2018 г. / Главное управление Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь. *Літасфера*. 2018. № 1(48). С. 145–153.

16. Мурашко, Л. И. Глауконит в палеогеновых отложениях Беларуси. *Літасфера.* 1996. № 4. С. 111–120.

17. Минерагения неогеновых отложений юго-запада Беларуси // Региональные геоэкологические проблемы в условиях устойчивого развития: зб. наук. пр. III межд. наук.-практ. конф., Рівне, 18–20 жовт. 2018 р. М-во освіти і науки України, М-во екології та природ. ресурс. України, Рівненс. держ. гуманіт. ун-т; Рівне, 2018. С. 3–7.

18. Ажгиревич, Л. Ф. Буроугольная формация кайнозоя Белоруссии. Минск: Наука и техника, 1981. 206 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.04

КЕРІВНІ ПРИНЦИПИ УПРАВЛІННЯ РЕСУРСАМИ ДЕРЖАВНОГО ФОНДУ НАДР УКРАЇНИ

Рудько Г.І., *д.г.-м.н., д.г.н., д.т.н., проф.,* ***Григіль В.Г.,***
Ловинюков В.І.*,* ***Литвинюк С.Ф.,*** *к. геол. н.,* ***Нецький О.В.,***
Державна комісія України по запасах корисних копалин, м. Київ, Україна, office@dkz.gov.ua

В роботі наводиться аналіз досвіду із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр в контексті управління ресурсами.

Розглянуті основні аспекти управління ресурсами, що направлені на раціональне, комплексне використання надр для задоволення потреб у мінеральній сировині та інших потреб суспільного виробництва, охорони надр, забезпечення при користуванні надрами безпеки людей, майна та навколишнього середовища, а також охорона прав і законних інтересів підприємств, установ, організацій та громадян.

Розглянуті механізми формування і подальшого управління Державним фондом надр України.

Визначаються напрями подальшого розвитку Класифікації на шляху подальшої її гармонізації до Рамкової Класифікації запасів і ресурсів викопних енергетичних та мінеральних корисних копалин Організації Об'єднаних Націй (РКООН–2009).

Ключові слова: Класифікація, управління ресурсами, геолого-економічна оцінка, РКООН-2009.

GUIDING PRINCIPLES OF RESOURCE MANAGEMENT OF THE STATE SUBSOIL FUND OF UKRAINE

Rudko H., *Dr. Sci. (Geol.-Mineral.),Dr. Sci. (Geogr.), Dr. Sci. (Tech.), Prof.,* ***Hryhil V.,***
Lovynyukov V., Lytvyniuk S., *PhD (Geol.),* ***Netskyi O.,***
State Commission of Ukraine on Mineral Resources, Kyiv, Ukraine, office@dkz.gov.ua

Analysis of the experience in application of the Classification of Mineral Reserves and Resources of the State Subsoil Fund in the context of resource management has been presented in this paper.

Methodological aspects of resource management, aimed at rational, integrated use of the subsoil in order to satisfy needs for mineral raw materials and other needs of social production, protection of subsoil, ensuring safety of people, property and the environment during the use of subsoil, as well as protection of the rights and legitimate interests of enterprises, institutions, organizations and citizens have been formed.

Mechanisms of formation and subsequent management of the State Subsoil Fund of Ukraine have been considered.

Directions of further development of the Classification are being determined for the purpose of its further harmonization with the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources (UNFC-2009).

Keywords: classification, resource management, economic-geological evaluation of mineral deposits, UNFC–2009.

Система управління ресурсами корисних копалин покликана визначати реалізацію складного комплексу юридично-правових, геолого-економічних та соціально-політичних чинників, що врегульовують геологічне вивчення та використання мінеральної бази країни.

У вересні 2015 року в рамках 70-ї сесії Генеральної Асамблеї ООН у Нью-Йорку відбувся Саміт ООН зі сталого розвитку та прийняття Порядку денного діяльності після 2015 року, на якому було затверджено нові орієнтири сталого розвитку суспільства. Підсумковий документ Саміту «Перетворення нашого світу: порядок денний у сфері сталого розвитку до 2030 року» – Сталого розвитку (ЦСР) – цільові показники майбутнього міжнародного розвитку.

Україна, як і інші країни-члени ООН, приєдналася до глобального процесу забезпечення сталого розвитку. Протягом 2016 року в Україні було проведено низку національних (4) та регіональних (10) консультацій. В Україні розроблено національну систему ЦСР (86 завдань розвитку та 172 показники для моніторингу їхнього виконання), що враховує адаптацію 17 глобальних ЦСР з урахуванням специфіки національних умов [1].

У правовому полі України, завдання щодо забезпечення раціонального, комплексного використання надр для задоволення потреб у мінеральній сировині та інших потреб суспільного виробництва, охорони надр, гарантування при користуванні надрами безпеки людей, майна та

навколишнього природного середовища, а також охорона прав і законних інтересів підприємств, установ, організацій та громадян, регулюється Конституцією України, Законом України «Про охорону навколишнього природного середовища», Кодексом про надра та іншими актами законодавства України, що розробляються відповідно до перечислених.

На думку авторів, поточний стан розвитку системи управління включає кілька рівнів: глобальний, національний та локальний.

Глобальне управління ресурсами корисних копалин, що на поточному етапі базується на засадчих документах Міжнародних організацій світового рівня (ЄЕК ООН, МАГАТЕ, ОПЕК та інші), спрямоване на вирішення спільних питань чи організацію проектів всесвітнього рівня. Провідну роль в організації управління відіграє універсальна Рамкова Класифікація Організації Об'єднаних Націй (РКООН). РКООН, яка слугує основою для глобальних оцінок і геополітичних прогнозів з питань енергетичної та мінеральної сировини. Ця Класифікація розроблена для максимального задоволення потреб, пов'язаних із дослідженням питань енергетичної і мінеральної сировини, управлінням ресурсами, корпоративними бізнес-процесами, стандартами фінансової звітності. РКООН–2009 – універсальна система, в якій запаси класифікують на основі трьох фундаментальних критеріїв (рис. 1): 1) соціально-економічної життєздатності проекту (E); 2) статусу й обґрунтованості проекту освоєння родовища (F); 3) геологічної вивченості або рівня достовірності знань (G) з використанням цифрової системи кодів. Комбінації цих критеріїв створюють тривимірну систему кодів.

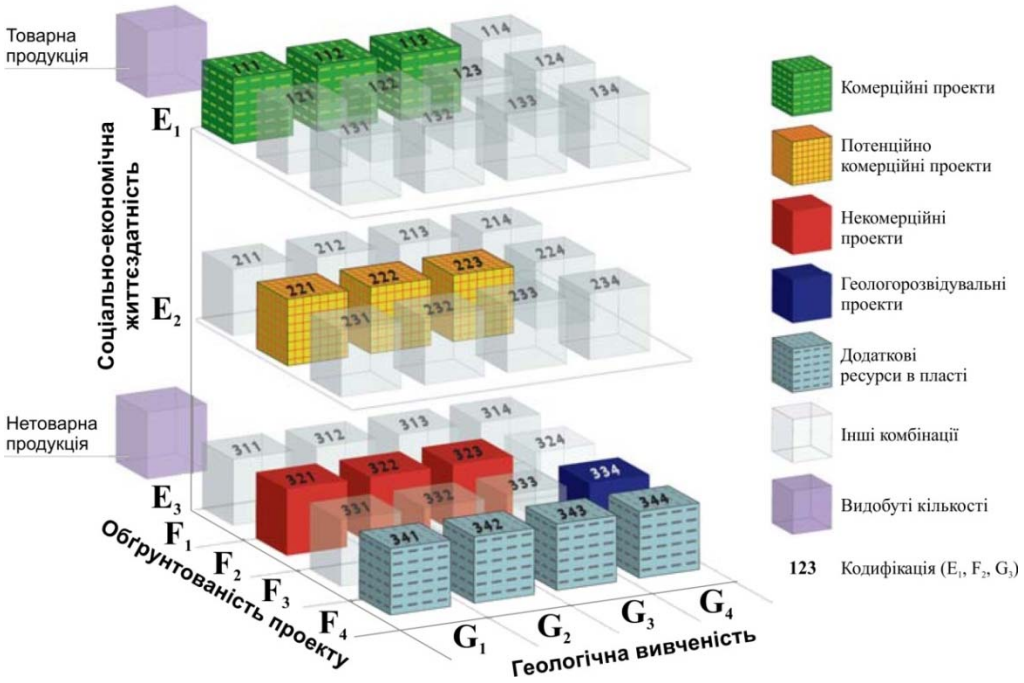


Рис. 1. Категорії РКООН–2009 і приклади класів

Нині 76 країн застосовують РКООН як основну (Китай, Індія, Україна, Мексика та ін.) або мають адаптовані (гармонізовані) документи зі своїми національними класифікаціями. Сьогодні Група експертів з управління ресурсами Комітету сталої енергетики розробляє Систему Управління Ресурсами ООН (СУРООН) на базі основних принципів РКООН.

Наступним є ***національний рівень управління ресурсами*** корисних копалин, який для різних країн має свої особливості.

Механізм управління корисними копалинами базується на процедурі підрахунку запасів корисних копалин та їх реалізації на фондових біржах світу. З цих позицій домінують такі класифікації: для твердих корисних копалин – родина CRIRSCO (JORC Australasia, NI 43-101 Canada, PERC Europe, SAMREC / SAMVAL South Africa та ін.), для вуглеводнів – SPE (PRMS).

Шаблон CRIRSCO – це Шаблон подання звітності про результати геологорозвідувальних робіт, мінеральні ресурси і запаси твердих корисних копалин, інтегрує мінімально необхідні стандартні вимоги, прийняті в національних стандартах звітності окремих країн світу з рекомендаціями і роз'яснювальними керівними вказівками щодо складання публічної звітності про результати геологорозвідувальних робіт, мінеральні ресурси і запаси твердих корисних копалин. Головними принципами дії і застосування Шаблону є прозорість, істотність і компетентність (transparency, materiality and competence).

Система управління вуглеводневими ресурсами (*Petroleum Resources Management System, PRMS*) Товариства інженерів-нафтовиків (Society of Petroleum Engineers, SPE) – міжнародний стандарт оцінки та управління запасами вуглеводнів у надрах. SPE оцінює ймовірність наявності вуглеводневих ресурсів та економічну ефективність вилучення запасів з урахуванням можливості сучасних технологій та екологічних норм, податків та актуальних цін на вуглеводні, витрат на розвідку, буріння, транспортування тощо.

Третій рівень ***системи управління ресурсами корисних копалин – локальний***. Це окремі родовища корисних копалин, які розробляються державними або приватними компаніями з обов'язковим урахуванням чинного законодавства.

Системою локального рівня управління ресурсами можуть бути охоплені корисні копалини місцевого значення для забезпечення інфраструктури та соціальних потреб місцевих громад. Крім цього, на локальному рівні можуть вирішуватися питання й інших ресурсів: вітрова та сонячна енергетика малих станцій, переробка вторинних відходів, утилізація стічних вод і т. д.

Управління ресурсами України. У надрах України виявлено майже 20 000 родовищ і проявів 117 видів корисних копалин, з яких 8172 родовища з 94 видами мінеральної сировини мають промислове значення й обліковуються Державним балансом запасів [2]. До промислового освоєння залучено 2868 родовищ (від 40 до 100 % розвіданих запасів різних видів корисних копалин), на базі яких працюють понад 2000 гірничодобувних і переробних підприємств.

Базові принципи формування та управління ресурсами України відповідають РКООН та реалізуються з 1997 р (рис. 2). З 2019 р. Україна на державному рівні прийняла класифікацію РКООН-2009 [3]. Класифікація встановлює єдині для Державного фонду надр України принципи підрахунку, геолого-економічної оцінки, державного обліку та звітності про використання запасів і ресурсів корисних копалин згідно з рівнем їх економічного та промислового значення (вісь E), ступенем техніко-економічної вивченості і підготовленості покладів корисних копалин до подальшого використання (вісь F), а також ступенем геологічної вивченості і достовірності (вісь G) відповідно до категорій РКООН (рис. 3).

Українська Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин має рамковий характер і придатна для всіх видів корисних копалин. Застосування її до запасів і ресурсів конкретних видів корисних копалин, у тому числі техногенних, визначається відповідними інструкціями Державної комісії України по запасах корисних копалин, які розробляються і затверджуються в установленому порядку.

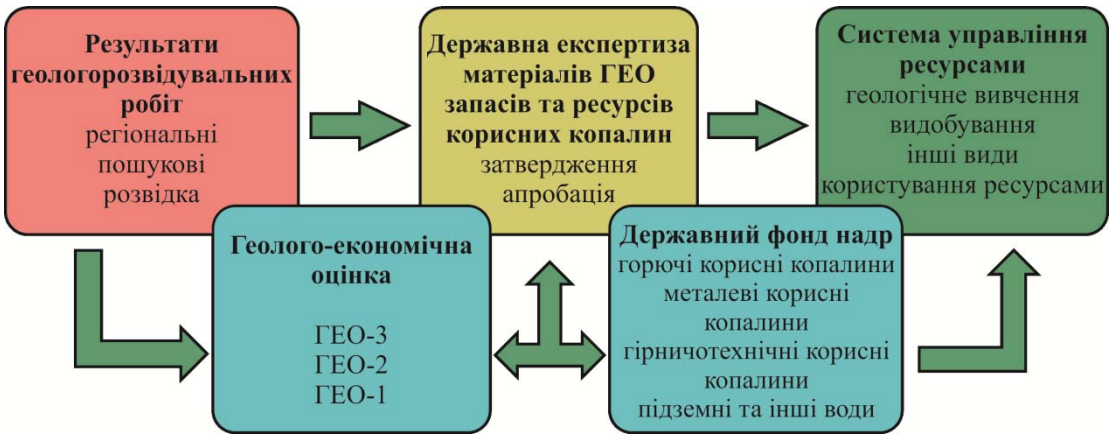


Рис. 2. Механізм формування і подальшого управління Державним фондом надр України

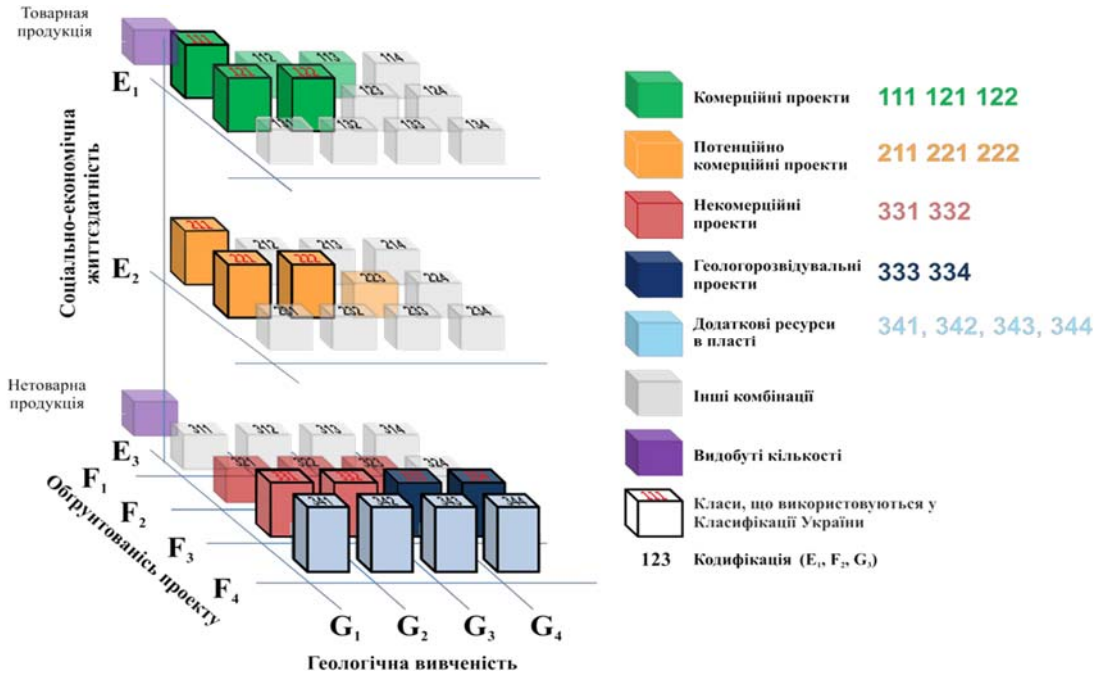


Рис. 3. Принципи розподілу запасів і ресурсів корисних копалин, прийняті в Класифікації України, гармонізуються з Міжнародною рамковою класифікацією запасів і ресурсів твердих горючих і мінеральних корисних копалин (РКООН)

Висновки. Державна комісія України по запасах корисних копалин розробляє Класифікацію запасів корисних копалин України та бере активну участь в розробці й подальшому розвитку РКООН-2009 і специфікацій щодо її застосування до різних видів природних ресурсів як інструменту для досягнення визначених ЦСР із урахуванням національної специфіки.

Якщо в Україні РКООН-2009 зусиллями Державної комісії України по запасах корисних копалин застосована для десятків видів енергетичної і мінеральної сировини, то механізми адаптації

РКООН до проектів, пов'язаних із відновлюваними джерелами енергії (біоенергетика, геотермальна енергія, сонячна енергія, енергія вітру та гідроенергетичні ресурси), із проектами захоронення (зберігання) CO_2 в геологічному середовищі, із антропогенними ресурсами, потребують подальшого розвитку.

Управління ресурсами Державного фонду надр України та іншими ресурсами в контексті реалізації ЦСР слід здійснювати з врахуванням таких обставин:

1. Нерівномірний розподіл родовищ корисних копалин і, як наслідок, пов'язаних із цим соціальних, екологічних, економічних умов. Приуроченість родовищ корисних копалин до різних типів геологічного середовища, різних природно-кліматичних умов визначає умови формування специфічних природно-техногенних умов, пов'язаних із розробкою корисних копалин. Ці умови прямо впливають на якість життя територіальних громад (регіони видобування корисних копалин переважно завжди знаходяться в умовах підвищеного екологічного навантаження на геологічне та соціальне середовище). Крім, проблем, зумовлених розробкою корисних копалин, наприклад, екологічних, позитивним чинником є можливість економічного розвитку територій, що пов'язана з податковими відрахуваннями громадам, за видобування корисних копалин.

2. Дефіцит ресурсів, необхідних промисловому регіону, та їх надлишок в інших регіонах. Ця проблема визначається необхідністю розробки методики вибору проектів, пов'язаних із природними ресурсами, з погляду відповідності таких проектів загальній концепції ЦСР. Наприклад, наскільки проект розробки родовища корисних копалин (у короткочасній і довгостроковій перспективах) буде привабливішим, ніж організація проекту сонячної енергетики або біоенергетики на цій же території.

3. Наявність моноресурсоорієнтованих регіонів. Такі регіони за структурою занятості населення відрізняються від інших регіонів України. Зазвичай питання переорієнтації виснажених, екологічно навантажених регіонів потребують пильної уваги на державному рівні і виконання численних економічних і соціальних програм.

4. Проблеми довкілля. Вони є типовими, з одного боку, для країн, що розвиваються (незбалансоване використання та виснаження природних ресурсів), а з іншого – для індустріально розвинених країн (забруднення довкілля в результаті промислової діяльності).

Ці проблеми виявляються на різних рівнях (глобальному, національному, регіональному), потребують виваженого підходу та оцінки.

Підґрунтям реалізації системи управління для ЦСР є розбудова на всіх рівнях відкритої спільноти, інституційно спроможної до ефективних дій. Таке управління передбачає: забезпечення особистої безпеки громадян, верховенства права та справедливого правосуддя; подолання організаційно-фінансових засад злочинної діяльності, корупції; підвищення ефективності дій органів державної влади та місцевого самоврядування на основі відкритості та прозорості прийняття рішень і громадського контролю за їх виконанням.

Література

1. Національна доповідь «Цілі сталого розвитку: Україна» [Електронний ресурс]: Міністерство економічного розвитку і торгівлі України, 2017 URL: http://www.un.org.ua/ua/tsili-rozvytku-tysiacholittia/tsili-staloho-rozvytku

2. Мінеральні ресурси України [Електронний ресурс]: Інформаційний ресурс. Режим доступу: http://minerals-ua.info/.

3. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр. Київ: *ДКЗ України*, 1997. 10 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98

ЗОНИ ТЕКТОНІЧНИХ ПОРУШЕНЬ ЯК ФРОНТАЛЬНІ ЕКРАНИ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ

***Харченко М.В.*[1]**, *к. геол.-мін. н., kharchenko@naukanaftogaz.kiev.ua,*
***Маслюк О.О.*[2]**, *mishur2shur@ukr.net,*
1 – Дочірнє підприємство «Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», м. Вишневе, Україна,
2 – ТОВ «ГЕОМОНІТОРИНГ», м. Київ, Україна

Основним контролюючим фактором нафтогазоносності тектонічно екранованих пасток вуглеводнів є зони тектонічних порушень. Екануючі властивості зон порушень будуть залежати від історії розвитку тектонічного порушення (його віку, тривалості, амплітуди, конседиментаційного чи постседиментаційного характеру, однонаправленості чи різнонаправленості тектонічних рухів, тощо) та літологічних особливостей перспективної частини розрізу.

ZONES OF TECTONIC FAULTS AS FRONTAL SEALS OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS

***Kharchenko M.*[1]**, *PhD (Geol.-Miner.), scienceskharchenko@naukanaftogaz.kiev.ua,*
***Maslyuk O.*[2]**, *mishur2shur@ukr.net,*
1 – Subsidiary enterprise «Scientific-research institute of oil and gas industry» of National Joint Stock Company «Naftogaz of Ukraine», Vyshneve, Ukraine,
2 – «GEOMONITORING» Ltd, Kyiv, Ukraine

Main factor to control tectonically sealed hydrocarbon traps is a presence of impermeable faults. Sealing capability of fault planes depends on development history of a fault (its geological age and timing, amplitude, syn-sedimentary or post-sedimentary character, unidirectional or counterdirectional sense of movements, etc.) and lithological composition of a prospective rock sequence.

На даному етапі проведення геологорозвідувальних робіт (ГРР) у зв'язку з вичерпаністю антиклінальних пасток вуглеводнів (ВВ) в основних нафтогазоносних регіонах України домінуюча роль переходить до інших типів пасток ВВ, в першу чергу – до тектонічно екранованих. Автори притримуються точки зору, що порушення є не площиною, а зоною із складною будовою і саме зона порушення відіграє основну роль як фронтального екрану для прогнозних покладів ВВ [1–3].

Важливим фактором прогнозу нафтогазоносності є перехід від статичної моделі родовища до динамічної. Зазвичай модель нафтогазових родовищ розглядається за дуже спрощеною схемою: абсолютно непроникні покришки та проникні (в різній мірі) колектори, заповнені вуглеводнями в короткий завершений проміжок часу. Навіть в комп'ютерних моделях розробки вуглеводневих покладів проникність покришок та ущільнених ділянок покладів переважно ігнорувалась, оскільки не вважалась такою, що впливає на розробку. Гідродинамічна модель родовища в таких спрощених моделях, орієнтованих в першу чергу на проектування розробки покладів, розглядала міграції ВВ тільки в межах колекторів. Проте, на родовищах, які експлуатуються тривалий час, іноді спостерігається видобуток, що суттєво перевищує не тільки підраховані видобувні запаси окремих блоків чи покладів ВВ, але навіть теоретично можливу кількість ВВ, що може розміститися в об'ємі зазначених блоків чи покладів. Подібне збільшення кількості ВВ в більшості випадків можна пояснити міграцією ВВ з неперспективних для розробки через погіршені колекторські властивості частин покладів або з нижчерозташованих частин колекторів. Але, у деяких випадках, (Качанівське родовище, Західно-Козіївське родовище) спостерігались випадки значного перевищення видобутку ВВ чи, навпаки, обводнення у невеликих тектонічно відокремлених блоках. З цього виходить, що й пришвидшення міграції ВВ через малопроникні екрани і покришки при падінні тиску (відповідно – збільшенні градієнту тиску) теоретично цілком можливе і залежить в т. ч. від градієнту тиску. Отже,

навіть за кілька десятирічь розробки родовища (невеликий з геологічної точки зору проміжок часу) вплив фільтрації ВВ через малопроникні породи (по латералі, по вертикалі, через тектонічні бар'єри) є вже досить помітним.

Особливо важливо враховувати фільтраційні властивості покришок та інших гідродинамічних бар'єрів при аналізі формування вуглеводневих родовищ, оскільки ми маємо розглядати дуже тривалий час, що включає багатоетапні тектонічні рухи при формуванні і переформуванні пастки, при заповненні її вуглеводнями (теж тривалому і, можливо, багатоетапному), а також і час між утворенням родовища і його відкриттям.

Для великих нафтогазоносних провінцій, особливо приналежних до порівняно молодих осадових формацій, де родовища вуглеводнів розташовані близько до поверхні (Карпати, Кавказ, і т. ін.), характерні потужні викиди вуглеводнів в атмосферу, причому (згідно багаторічних досліджень) такі викиди загалом дуже чутливі до тектонічних (сейсмічних) рухів та тяжіють до тектонічних порушень і пов'язаних з ними гідротерм, грязьових вулканів, тощо. Проте, якби джерелом цих значних за об'ємом викидів ВВ в атмосферу були екрановані порушеннями поклади ВВ, це обов'язково позначилось би на їх режимі. Але багаторічні дослідження вказують на відсутність такого зв'язку. В той же час спостерігається тяжіння родовищ ВВ саме до певних тектонічних порушень, які вочевидь є каналами міграції ВВ до цих родовищ.

З цього можна зробити висновки:

1) в межах родовищ вуглеводнів і їх околиць постійно відбувається міграція вуглеводнів, в т. ч. на земну поверхню і в повітря;

2) міграція ВВ в атмосферу відбувається переважно не за рахунок існуючих покладів, а за рахунок ВВ, які цими покладами не були «вловлені»;

3) роль тектонічних порушень, що екранують і обмежують пастки, є в такій міграції неоднозначною.

Відтак, тектонічні порушення при формуванні і збереженні покладів ВВ слід розглядати в трьох ракурсах:

1) як канал міграції вуглеводнів з материнських порід до пасток вздовж порушення (як по горизонталі, так і по вертикалі) і впоперек зони порушення;

2) як канал міграції вуглеводнів з покладу (в напрямку земної поверхні, по латералі або впоперек порушення);

3) як екран, що унеможливлює (або принаймні значно сповільнює) переміщення вуглеводнів з покладу в будь-якому напрямку.

Для того, щоб порушення могло бути найбільш продуктивним каналом міграції ВВ в поклади, воно має:

– перетинати великий об'єм нафтогазоматеринських порід, і для цього мати значну глибину і простягання в плані, або контактувати з іншими порушеннями, які є каналами міграції ВВ;

– бути епізодично проникним для флюїдів, і для цього періодично знаходитись в зоні розтягу;

– перетинати значний об'єм перспективних для утворення покладів структур з наявністю в літолого-стратиграфічному розрізі значної кількості покришок і колекторів;

– існувати тривалий час, достатній для заповнення пасток.

Для того, щоб порушення було практично непроникним з моменту утворення покладу (або міграція ВВ з покладу через нього була менша міграції ВВ до покладу через це порушення або з інших боків), порушення повинне:

– бути заповнене потужною малопроникною речовиною зони порушення;

– в період з моменту заповнення пастки вуглеводнями по поточний момент перебувати в умовах стиснення, принаймні в напрямку можливої міграції ВВ з покладу.

Малопроникна речовина зони порушення

Як вже було вказано вище, при значному віці і великих тисках формування порушення речовина зони порушення складається (з периферії до середини порушення) з розущільнених первинних порід, подрібненість яких збільшується до центру, і з мілонітів центральної частини, які є малопроникними навіть в тих випадках, коли порушення перетинає такі непластичні породи, як граніти. В тому випадку, якщо порушення перетинає осадові породи, глиниста речовина при тектонічних рухах набуває шарувату структуру, орієнтовану паралельно площині порушення. При достатній кількості глинистих матеріалів (первинних осадів та новоутвореній глинки тертя) навіть уламковий матеріал порід-колекторів, якщо він присутній у відносно невеликій кількості, цементується глинистим матеріалом і дуже мало впливає на екрануючу здатність. Уламковий матеріал з міцних, малопроникних і стійких до руйнації порід (окременілі породи, міцні кварцити, тощо), навпаки, у вигляді відокремлених будин підвищує екрануючі властивості зони.

Для формування потужної зони порушення сприятливими умовами є:

– значна частина глинистих порід в розрізі;

– тривалий час формування порушення, внаслідок чого під дією різнонаправлених неодноразових рухів стінки порушення руйнуються і переробляються на речовину зони порушення;

– наявність в розрізі розчинних порід (карбонатних, сульфатних і соляних прошарків, тощо), які можуть перевідкладатись на хімічних чи термобаричних бар'єрах в зоні порушення. В умовах розвитку соляної тектоніки спостерігається значна кількість покладів, екранованих саме соляними тілами. Хоча традиційно такі пастки розглядаються окремо, практично вони є різновидом тектонічних пасток, екранованих по порушенню блоком, складеним з кам'яної солі. Перевідкладений галіт також підвищує екрануючі здібності порушень навколо соляних структур. В меншій мірі здатні перевідкладатися гіпси, ангідріти і карбонати, хоча їх присутність також суттєво підвищує екрануючу здібність зон порушень порівняно з такими, що виповнені лише глинистою речовиною. Перевідкладення кременю і доломіту, з одного боку, сприяє підвищенню тріщинуватості зон порушень внаслідок утворення крихких незцементованих уламків, відтак – погіршенню їх екрануючих властивостей. Проте, як було вже зазначено, утворення щільних будин, зцементованих глинкою тертя (при достатній наявності останньої), є позитивним фактором;

– певні термобаричні умови, сприятливі для переносу і перевідкладення речовини в зоні порушення, в першу чергу – значна протяжність порушення по вертикалі, що створює суттєвий градієнт температур і тисків, а також наявність гідрохімічних бар'єрів (роль яких в умовах ДДз, на жаль, мало досліджена);

– геометрія порушення: похила направленість порушення в розрізі є перспективною для утворення пасток, оскільки в такому випадку висяче крило своєю вагою створює додатковий тиск на зону порушення. Непряма форма порушення в плані знижує вірогідність одночасного розтягу по всій трасі порушення і, тим самим, знижує можливість міграції ВВ вздовж порушення по латералі. Хвиляста форма порушення також є перспективною як в плані створення окремих ущільнених зон з пастками, так і для руйнації стінок порушення внаслідок його згладжування. Прямолінійне, особливо вертикальне направлення порушення навпаки зменшує перспективність тектонічного екрану.

Несприятливими для збереження покладів ВВ є порушення, які:

– вертикальні;

– знаходяться переважно в умовах розтягу;

– не заповнені тектонітами або заповнені проникною речовиною (уламковими тектонітами або крихкими новоутвореними мінералами);

– мають прямолінійну пласку форму;
– сполучені з земною поверхнею.

Передбачуваність сприятливих і несприятливих факторів

Більшість сприятливих (чи несприятливих) факторів формування покладів ВВ тектонічно екранованого типів на перспективних ділянках можна з певною достовірністю передбачити за розрізом окремих свердловин, пробурених на сусідніх площах, і за сейсмічними даними.

Порушення, що трасуються впоперек чи під кутом до нашарування достатньо чітко виділяються за сейсмічними даними. На тривалий строк розвитку порушення вказують різна товщина і літологічний склад осадів у протилежних блоках порушень. На умови стиснення в зоні прогнозних пасток ВВ вказує розвиток більшості додатніх плікативних структур). Літологічний склад нафтогазоносних (чи прогнозно продуктивних) поверхів можливо передбачити за розрізом окремих свердловин, пробурених на сусідніх площах, і за сейсмічними даними. Термобаричні умови також можна спрогнозувати по аналогії з сусідніми розкритими пастками.

Модель найбільш перспективного тектонічного екрану

Найбільш перспективними для формування покладів ВВ в межах ДДЗ є порушення, що на рівні фундаменту та низів осадового чохла є вертикальними, а вверх за розрізом виположуються. В такому випадку нижня частина зони порушення більш розущільнена. Відповідно, по відносно розущільненій нижній частині порушення ВВ мігрують від нафтоматеринських порід вверх по порушенню, або по латералі до менш проникної частини порушення і заповнюють колектори. Так само вздовж порушення циркулюють і високомінералізовані розчини, з яких при зниженні температури і тиску в верхніх частинах розрізу випадають мінеральні речовини, ущільнюючи гідродинамічні бар'єри.

В межах ДДЗ, згідно спостережень, найбільш продуктивними для екранування покладів ВВ є порушення, що існують тривалий час, регулярно відновлюючись (за даними сейсмічних досліджень вони впевнено трасуються в найбільших стратиграфічних інтервалах, затухаючи у більш молодих відкладах). Причому це пов'язане не тільки з більшою кількістю можливих пасток у певному стратиграфічному діапазоні: чим довший час родовище проявляє активність, тим більше покладів спостерігається і у відкладах, розташованих в одновіковому діапазоні.

Проведені лабораторні дослідженні петрофізичних властивостей зон тектонічних порушень свідчать про те, що вони можуть характеризуватися такими ємнісно-фільтраційними властивостями, що їх можна розглядати в якості надійних екранів для латеральної міграції ВВ.

Численні лабораторні дослідження екрануючих властивостей речовини зон тектонічних порушень [4, 5] дозволяють зробити висновок, що дані утворення можуть характеризуватися проникністю до 10^{-19} м^2–10^{-21} м^2, що є цілком достатнім для надійного екранування покладів нафти та газу.

Досліджуючи будову порушення Ноджіма (Японія), K. Mizoguchi із співавторами [6] показав, що їй притаманна зональність: первинні породи (граніти) та мілоніти центральної зони характеризуються низькою проникністю (менше 10^{-20} м^2); натомість, зона тектонічної брекчії та розущільнені граніти мають більш високу проникність (від 10^{-14} до 10^{-18} м^2).

Таким чином, «зона порушень» характеризується проникністю із анізотропною структурою: висока проникність паралельно розлому і низька – перпендикулярно до розлому. З цього згадані автори роблять висновок: «рідини мають тенденцію мігрувати паралельно порушенню, а не через нього».

Аналіз будови зони розлому наглядно показано в роботі Фредерика Каппа [7] За моделлю будови у центральній частині зони порушення виділяється його ядро (core) та зона дезінтеграції (damage zone), розміри якої часто можуть становити від 10 до 50 і більше метрів по обидва боки від центру зони розлому. Безпосередньо до зони дезінтеграції із зовнішньої сторони прилягають

материнські породи (*protolith*) із окремими тріщинами (*fracture*). Залежно від складу порід, передусім, від інтенсивності тектонічних рухів проникність зони порушення може значно варіюватися, що робить її або бар'єром (екраном) або шляхом для міграції флюїдів, у т. ч. ВВ. Зазвичай, із наближенням до зони порушення спостерігається підвищення (за рахунок більш інтенсивної тріщинуватості) проникності порід від 10^{-16}–10^{-18} м^2 у материнських породах, до 10^{-14}–10^{-16} м^2 – у зоні дезінтеграції. У ядрі зони порушення за рахунок інтенсивного перетирання материнських порід під час тектонічних рухів і, відповідно, наявності тонкодисперсного матеріалу проникність порід різко зменшується до 10^{-17}–10^{-21} м^2.

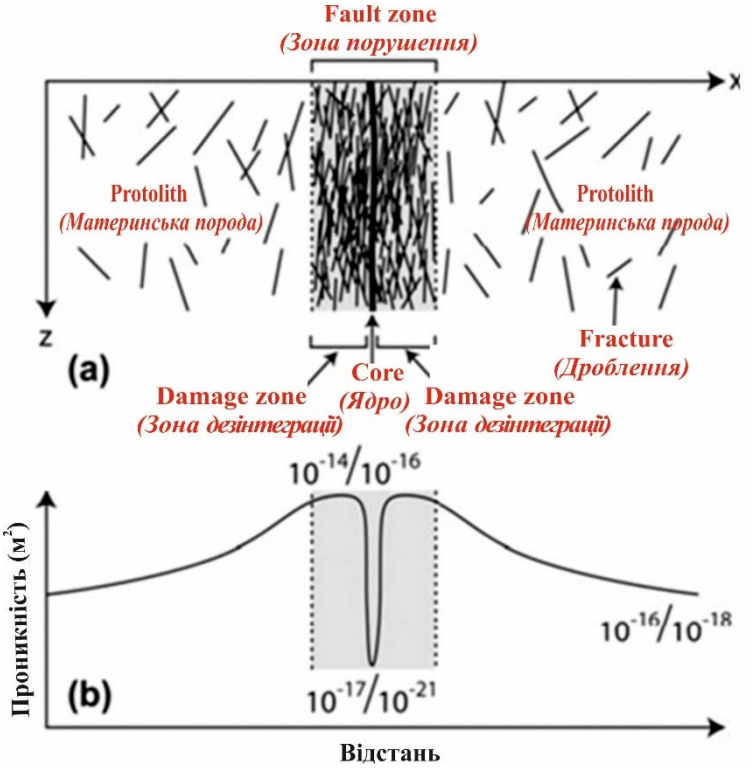


Рис. 1. Принципова схема будови поперек зони розлому (*a*) та концептуальна модель розподілу проникності (*b*) [7]

Проведені аналітичні дослідження петрофізичних властивостей зон тектонічних порушень свідчать, що вони можуть відповідати покришкам класів від Е до А (за класифікацією А.А. Ханіна [8, 9]) тобто характеризуватися екрануючою здатністю до дуже високої, утримувати газові поклади зі значним надлишковим тиском (тиск прориву для покришок групи А становить понад 12 МПа) і бути надійними фронтальними екранами для покладів ВВ.

Література

1. Харченко М. В. Особливості утворення тектонічних порушень та умови екранування тектонічно екранованих пасток вуглеводнів. Нафтова і газова промисловість. 2011. № 3. С. 10–14.

2. Харченко М.В., Маслюк О.О. До екрануючих властивостей тектонічних порушень. *Геологічний журнал.* 2015. № 3(352). С. 44–50.

3. Харченко М.В. Тектонічні порушення як фактор контролю нафтогазоносності. *Нафтогазова галузь України*. 2016. № 5. С. 12–16.

4. Wibberley C.A.J., Yielding G., Toro G. Recent advances in the understanding of fault zone internal structure. a review Geological Society, London, Special Publications 2008, v. 299, p. 5–33.

5. Gibson R.G. 1998. Physical character and fluid-flow properties of sandstone-derived fault gouge. In: Coward, M.P., Daltaban, T.S. & Johnson, H. (eds) Structural Geology in Reservoir Characterzation. Geological Society, London, Special Publications, 127,83–97.

6. Mizoguchi K. Internal structure and permeability of the Nojima fault, southwest Japan / Mizoguchi K., Hirose T., Shimamoto T., Fukuyama E. *Journal of Structural Geology*, 30 (2008). P. 513–524.

7. Frédéric Cappa. Modeling fluid transfer and slip in a fault zone with heterogeneous hydromechanical properties in its internal structure. Geophys. J. Int. (2009) 178 (3): 1357–1362 i:10.1111/j.1365-246X.2009.04291.x ї

8. Ханин А.А. Породы-колекторы нефти и газа и их изучение. Москва: «Недра», 1969. 368 с.

9. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газових пластов. Москва: «Недра», 1976. 295 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.04:621.039 (477)

«СТРАТЕГІЧНІ» І «КРИТИЧНІ» МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ: КОНЦЕПТУАЛЬНИЙ ПІДХІД

Яценко В.Г., *к. геол-мін. н., vgyatsenko@gmail.com,* ***Земсков Г.О.,***
ДУ «Інститут геохімії навколишнього середовища НАН України»,
м. Київ, Україна

У концептуальному аспекті розглядаються дві категорії мінеральної сировини: «Стратегічні мінеральні ресурси» і «Критичні мінеральні ресурси». Розкривається їх сутність і позиція в універсальній схемі мінерально-сировинної проблеми, що сприяє, як гадають автори, її поглибленому розумінню і, як наслідок, більш ефективному проведенню політики держави в цій сфері життєдіяльності.

«STRATEGIC» AND «CRITICAL» TYPES OF MINERAL RESOURCES: CONCEPTUAL APPROACH

Yatsenko V., *PhD (Geol.-Miner.), vgyatsenko@gmail.com,* ***Zemskov G.,***
State Institution «The Institute of Environmental Geochemistry of National Academy of Sciences of Ukraine», Kyiv, Ukraine.

In a conceptual aspect, two categories of mineral raw materials are considered: «Strategic Mineral Resources» and «Critical Mineral Resources». Their essence and position in the universal scheme of the mineral resource problem is revealed, which contributes, as the authors suppose, to its deeper understanding and, as a result, more efficient implementation of state policy in this sphere of life.

Видається очевидним, що доступність людської спільноти до корисних копалин, особливо до деяких з них, носить гостропроблемний характер. Першопричино це пов'язано, головним чином, з фактором нерівномірного і обмежувального характеру розподілу в глобальному масштабі джерел мінеральних ресурсів при все більш зростаючих в них потребах. Ця «проблемна ситуація» історично носить перманентний характер, і проблема «мінеральні ресурси», що випливає звідси, підлягає неминучому вирішенню стосовно до конкретних умов кожної держави, і ніколи не сходить з порядку денного. У зв'язку з цим не дивно, що існує постійний запит на отримання нових знань в цій області людської діяльності.

У даній роботі акцент зроблений на глобальному рівні теоретичного розгляду *проблеми мінеральних ресурсів* в тій її частині, яка часто асоціюється з поняттями «стратегічні мінеральні ресурси» (СМР) і «критичні мінеральні ресурси» (КМР). Її основна мета – висвітлити не тільки їх сутнісну сторону, про що частково вже було повідомлено авторами раніше [3, 6, 7], але обґрунтувати позицію в цілісній картині проблеми.

Супроводжуючи людство протягом усієї його історії, проблема мінеральних ресурсів у своїй суті зумовлюється постійно діючим протиріччям між життєво важливою необхідністю систематичного споживання людиною (співтовариством, державою) мінеральних ресурсів і обмежувальним характером доступу до них. При цьому проявляється тенденція розширення номенклатури їх застосування і збільшення обсягу споживання. Проблема відноситься до розряду «важливих» та «комплексних», де через різнопланові взаємини безперервно вирішуються численні завдання: з одного боку, Людини з Природою («металогенічні дослідження», «геологорозвідувальні роботи», «видобуток», «переробка») і, з іншої – Людини з Людиною («політика», «договір», «торгівля», «тиск», «конфлікт», «війна» та ін.). З такого бачення випливає формулювання «об'єкта вивчення»: «Мінерально-сировинна політика держави». А «предмет дослідження», в нашому випадку, – «СМР і КМР як найбільш значуща частина споживаних мінеральних ресурсів держави, розглянуто в концептуальному плані».

Вивчення різних категорій інформаційних джерел показує, що сучасним «драйвером» аналітичних досліджень в даній області є найбільш «розвинені» країни і частково країни, що «розвиваються», де спостерігається підвищений інтерес до цієї проблеми [5–11, та ін.]. Розгляд проблеми мінеральних ресурсів на прикладі таких країн (США, Китай, Росія, країни Євросоюзу, Канада, Японія, Австралія, Бразилія та ін.) показує, що хоча кожна з них унікальна в цьому сенсі і має свої пріоритети, тут, разом з тим, виявляються деякі риси подібності в розумінні цієї проблеми і способах її вирішення. Їх можна сформулювати в ряд положень, аналіз яких дозволяє констатувати, що вони являють собою «намацані» в процесі історичної діяльності найбільші елементи («конструкти») ефективності, що застосовуються при проведенні мінерально-сировинної політики «просунутих» держав. Дослідження показують, що «вирішальну ланку» тут формують положення, пов'язані з позначенням «стратегічність» стосовно до певних видів мінеральної сировини [3, 5–11 та ін.], а також (в рамках отриманої локалізації) їх «критичності» в аспекті «ризику пропозицій» і «уразливості від обмеження поставок» із зарубіжних джерел. Таким чином, виявляється прагнення обґрунтувати деяку частину мінеральних ресурсів головною турботою держави, що означає зосередити зусилля на вирішальному напрямі, тобто сформувати стрижень в рішенні проблеми мінеральних ресурсів в цілому. Розглядаючи такий прийом з загальнометодологічних позицій, можна сказати, що це крок очевидної доцільності.

Спираючись на ці емпіричні висновки, надається можливим позначити «стратегічну лінію» і головні кроки у вирішенні проблеми мінеральних ресурсів. Вони складаються, як видається, в проведенні наступних принципових заходів (завдань):

1) позначення «стратегічних видів корисних копалин» (СВКК) в загальній номенклатурі мінеральної сировини, яку споживає держава, і формування «Переліку СВКК» як цілевизначального документу;

2) позначення прийнятних джерел СВКК, визначення «критичності» мінеральної сировини і можливості безперебійного постачання стратегічно важливих об'єктів держави;

3) формування спеціалізованого нормативно-правового блоку документів, що визначають пріоритетний статус СМР в області мінерально-сировинної політики;

4) формування «координаційного центру» вирішення стратегічних питань в проблемі мінеральних ресурсів.

У деяких наших публікаціях вже розкривався зміст цих завдань [6, 7], що дозволяє показати в цьому контексті їх суть в скороченому вигляді (з внесенням деяких доповнень).

Перше завдання ставить собі за основну мету – позначення (виділення) конкретних видів корисних копалин стратегічного призначення в загальній номенклатурі мінеральної сировини, що використовується державою у своїй життєдіяльності. Зазвичай вони позначаються взаємодоповнюючими термінами «СВКК» і «СМР» [3, 5 та ін.], що несуть в собі характеристики відповідно якісного і кількісного змісту; рідше – терміном «стратегічні види мінеральної сировини» [1].

Дослідження показують, що виділення СВКК далеко не тривіальна задача. При цьому виникає відчуття, що тут не завжди дотримуються будь-яких правил, що забезпечують коректність отриманих результатів. Однак той факт, що в спеціальній літературі практично відсутній опис і докладний аналіз цього важливого заходу, може свідчити про існуючі тут об'єктивні труднощі. Аналіз проблеми разом з тим показує, що «виділення СВКК» – це все-таки захід процедурної властивості, що одночасно включає в собі науково-аналітичні дослідження, думку експертних авторитетів і високорангову відповідальність.

На перший погляд, процес «виділення СВКК» виглядає вельми просто і зводиться до поділу всієї сукупності видів корисних копалин, що використовуються державою, на підставі «стратегічність» на два класи: «стратегічні», і «звичайні» (нестратегічні). Однак цьому

перешкоджає відсутність у конкретних видах корисних копалин, як таких, іманентно властивих їм ознак «стратегічності». Саме цією обставиною обумовлюється необхідність розробки оціночно-критеріальної системи як необхідного інструменту для коректного вирішення завдання.

При розгляді цього питання, виникає необхідність розкриття поняття «стратегія» – «стратегічність». Його аналіз зроблений в роботах [3, 7 та ін.].

Одним з найбільш важливих моментів в розумінні «стратегічність» – позначення мети, призначення СМР (СВКК), що, будучи їх найважливішою за сутністю властивістю, в кінцевому рахунку визначається Національною доктриною. Інакше кажучи, суб'єктом «стратегічність» в даному випадку виступає «держава», через доктринальне бачення якої деякій частині корисних копалин надається якість особливої значущості, співвідносне з поняттям «стратегічність». Таким чином формується *концептуальний принцип* у цій оціночній системі, який уособлює собою вищий критеріальний рівень, де декларуються головні узагальнюючі ознаки СВКК – виняткова затребуваність (імператив, вищий ступінь необхідності) певних видів корисних копалин (мінеральної сировини) для ефективного функціонування держави на деяку перспективу свого розвитку. Ґрунтуючись на Національній доктрині, *концептуальний принцип* задає головний напрямок аналізу споживаних державою мінеральних ресурсів як одного з найважливіших засобів соціально-політичного, геополітичного, соціально-економічного та військового призначення.

Виходячи з цього, критеріальний аналіз повинен поширюватися на стан і визначені шляхи розвитку основного базису життєдіяльності даної держави з охопленням усіх сфер значимого споживання мінеральних ресурсів (мінеральної сировини). При цьому видається можливим важливим підкреслити наступні методологічні моменти:

а) при визначенні «стратегічності» видів мінеральних ресурсів слід виходити не з них, як таких, а з розуміння «стратегічності» безпосереднього споживача або кінцевого продукту виробництва, у створенні якого вони беруть участь в якості особливо важливого компонента;

б) переважне використання *принципу розстановки пріоритетів*, тобто залучення в аналіз всіх сфер споживання мінеральної сировини, з подальшою розстановкою їх за ступенем стратегічності.

Звісно ж, що критерії «стратегічності» мінеральних ресурсів можна отримати через позначення подібною якістю таких найбільш зручних для аналізу загальноприйнятих господарських одиниць, як великі «виробничі комплекси» держави, виділені за ознакою галузевої належності: паливно-енергетичний, водогосподарський, військово-промисловий, металургійний , аграрний, машинобудівний, хімічний, житлово-будівельний та ін. [1, 4 та ін.]. Кожна країна має свою структуру споживання мінеральних ресурсів. Разом з тим, існує певна подібність у споживанні деяких видів мінеральної сировини, які охоплюються *соціально-побутовою сферою:* повітря (кисень), вода, ґрунтово-рослинний шар (через харчові продукти), паливно-енергетичні (нафта, газ, вугілля, уран та ін.) – через опалення, освітлення, транспорт та ін. Сюди відносяться такі виробничі комплекси: водогосподарський, аграрний, паливно-енергетичний. Унікальна природна властивість видів мінеральної сировини, які входять в ці виробничі комплекси – бути виключно затребуваними, будучи *нагально необхідним* компонентом поточної життєдіяльності. Їх безумовна пріоритетність не викликає заперечень. Ймовірно до цієї категорії слід віднести також мінеральні ресурси, що споживаються військово-промисловим комплексом (*сфера безпеки*).

Розглядаючи рядову частину *виробничої сфери*, важливо визначити стратегічну роль кожного виробничого комплексу, який функціонує в життєдіяльності конкретної держави. Це можна зробити через оцінку значущості продукції, що випускається, яка являє собою сукупність таких макропоказників, як частка в ВВП, внесок в бюджет країни, кількість наданих робочих місць, розмір валютної виручки та ін. Судячи з усього, тут не можна обійтися без процедур багатофакторного аналізу, де критеріальні позначення зводяться, в кінцевому рахунку, до бальних

оцінок і пріоритетному позиціонуванню. У відповідності до отриманих оцінок формується ранговый список усіх виробничих комплексів (и окремих виробництв із значним споживанням мінеральних ресурсів). Зрозуміло, що виробничі комплекси *соціальної сфери і сфери безпеки* повинні зайняти при цьому перші рядки.

Найбільш важке запитання – де в цьому загальному списку (і яким чином) провести межу, яка відокремлює «стратегічні виробничі комплекси» від звичайних? Не викликають серйозних заперечень лише ті оцінки, які базуються на аналітичних даних. У нашому випадку такий підхід може бути застосований в основному до економічної сторони питання, тоді як згідно з концептуальним принципом інші носії «стратегічності» (політичний, соціальний, військовий та ін. аспекти) багато в чому піддаються лише експертній оцінці. Тому тут багато що залежить від високих цілей і завдань конкретної держави. Разом з тим, при локалізації стратегічної групи виробничих комплексів здається можливим застосувати закон (принцип) Парето «80/20». Суть його полягає в тому, що зазвичай 80 % від отриманого результату приносять лише 20 % діючих суб'єктів.

Кожний виробничий комплекс з тих, що увійшов в групу стратегічних, логічно сприймати як сукупний критерій, що позначає в якості стратегічних всі споживані ним конкретні види корисних копалин (мінеральну сировину). Хоча такими, ймовірно, можуть бути позначені тільки ті з них, які беруть участь безпосередньо у виробничому процесі при створенні стратегічно важливого продукту, або істотно впливають на отримання «стратегічного» ефекту виробничого комплексу в цілому. Таким чином, «Перелік СВКК» буде складатися з декількох ранжируваних за ступенем стратегічності груп СВКК (мінеральної сировини), сформованих за єдністю технологічної приналежності. Будучи важливим цілевизначальним документом країни, «Перелік СВКК» приймається і затверджується, як правило, на високому адміністративному рівні.

Друге завдання стосується, перш за все, питань позначення прийнятних джерел СВКК, можливості доступу і безперебійного постачання мінеральною сировиною стратегічно важливих об'єктів держави. Базовим документом тут є «Перелік СВКК». При цьому слід врахувати історичний досвід і дослідження, які свідчать про те. що *реалізація необхідного рівня забезпеченості* мінеральними ресурсами будь-якої країни світу знаходиться в залежності від ряду факторів [7]. В кінцевому рахунку, завдання вирішується через комплекс заходів по формуванню і надійному функціонуванню відповідних джерел поставок СМР, як найбільш прийнятних на даний період часу. За своїм призначенням мова повинна йти, головним чином, про наступні об'єкти споживання держави: а) позначених як стратегічно важливі сфери споживання (див. вище), б) позначених як Держрезерв на випадок кризових ситуацій, в) позначених на певну перспективу розвитку.

У разі, якщо джерелом формування СМР є *власне природне середовище* (надра), то заходи щодо їх створення, відтворення і розвитку будуть безпосередньо пов'язані з особливостями функціонування діючої в країні системи надрокористування. З державного фонду виявлених і розвіданих мінерально-сировинних об'єктів, які охоплюються ліцензійними заходами, в пріоритетному порядку повинні враховуватися і братися під контроль родовища, корисні компоненти яких відповідають прийнятоьу «Переліку СВКК». З іншого боку, тут мається на увазі проведення ефективної економічної політики, заснованої на балансі інтересів як держави, так і приватного інвестора [3, 5 та ін.]. Разом з тим, з поля зору держави не повинні випадати заходи щодо спрямованого вивчення геологічного простору в цілому, як ймовірного джерела не тільки позначених, а й нових видів корисних копалин стратегічного значення [3 та ін.].

Якщо споживання СМР формується на *базі зарубіжних поставок*, то заходи щодо визначення джерела, можливості доступу і безперебійності поставок випереджуються дослідженнями стану глобальної рудної бази, кон'юнктури сировинного ринку, ризиків геополітичного характеру та ін. Значною мірою ці питання охоплюються поняттями і термінами «*критичні мінерали*», «*критичні мінеральні ресурси*» (КМР), за якими стоїть розроблена останнім

часом в країнах Заходу методика оцінки так званої «критичності» мінеральної сировини [8–11 та ін.]. У спрощеному варіанті ця методика використовує два ключових виміра – «*ризик пропозиції*» і «*вразливість до обмеження поставок*», кожний з яких включає в себе ряд відповідних параметрів. Після нескладних аналітичних маніпуляцій сумарні середньозважені результати представляються у вигляді діаграми, званої «матрицею критичності», де в наочній формі позиціонуються обрані для аналізу види мінеральної сировини відносно поля критичності. Мета такого роду досліджень – формування списку КМР, тобто впорядковане перерахування аналізованих видів мінеральної сировини. Як правило, такому дослідженню піддаються види мінеральних ресурсів, що є найбільш важливими для економіки, військового застосування та ін. Таким чином, з точки зору контексту цієї роботи, КМР – це дефіцитна частина СМР, яка характеризується з боку «ризику пропозиції» зарубіжних джерел і ступеня уразливості від обмежень поставок аналізованої сфери споживання держави.

Важливо підкреслити, що основне призначення даної задачі – розробка заходів і різних засобів, спрямованих на ефективне забезпечення потреб держави в СМР. Роль держави тут – не підміна подібних функцій об'єктів споживання, а створення сприятливих умов незалежно від форми власності.

Третє завдання співвідноситься з необхідністю проведення будь-яких значущих заходів сучасної держави в рамках «правового поля» [4 та ін.], у зв'язку з чим діяльність з формування спеціалізованого нормативно-правового блоку документів, що визначають пріоритетний статус СМР в області мінерально-сировинної політики, яка проводиться державою, не повинна викликати сумнівів.

Безумовно, будь-які нормативно-законодавчі напрацювання на цю тему існують, ймовірно, в кожній державі. В даному випадку мова йде про юридичну повноту базових документів, що стосуються статусу СМР і КМР з урахуванням умов конкретної держави.

Четверте завдання ставить собі за мету формування координаційного центру із вирішення проблеми мінеральних ресурсів в цілому. Аналіз комплексу питань і заходів, що проводяться в цьому напрямку, показує, що за фактом вони часто виконуються розрізненими підрозділами державного управління. Разом з тим, проблема мінеральних ресурсів ставить ряд принципових завдань, вирішення яких взаємозумовлене і організаційно доцільне під єдиним началом. З іншого боку, слід підкреслити допоміжну роль такого «Центру», визначаючи його функції в якості необхідного організаційно-управлінського інструменту для підготовки ефективних рішень, які в остаточному вигляді приймаються на значно вищому адміністративному рівні. У цьому сенсі позитивний приклад, ймовірно, показують США, де ці функції виконує структура, підпорядкована безпосередньо адміністрації президента.

Подання проблеми мінеральних ресурсів у вищерозглянутому контексті дає можливість зробити деякі висновки універсального характеру, які можуть бути корисні при подальшому її дослідженні й практичній реалізації:

– Виділення СМР і КМР – це інструментарій ефективності мінерально-сировинної політики, заснований на принципі розстановки пріоритетів:

• СМР – це найбільш пріоритетна частина видів мінеральної сировини, яка використовується державою, що призначається для її добробуту, сталого розвитку та безпеки;

• КМР – це дефіцитна частина СМР, яка характеризується з боку «ризику пропозиції» відповідних зарубіжних джерел і ступеня уразливості від обмежень поставок аналізованої сфери споживання.

– Стан проблеми мінеральних ресурсів в державі залежить від якості рішення чотирьох принципових завдань-заходів (див. вище). У своїй єдності вони представляють систему, де СМР і КМР відносяться до різних функціональних елементів:

• СМР позначають зв'язок певних видів мінеральної сировини з технологічною стороною функціонування стратегічних об'єктів держави;

• КМР характеризують зв'язок зарубіжних джерел СМР з відповідними об'єктами споживання за формулою «ризик пропозиції» – «вразливість до обмеження поставок».

• СМР і КМР – дві різні (але взаємодоповнюючі) категорії мінеральних ресурсів.

Література

1. Еремин Н.И. Стратегическое и дефицитное минеральное сырье. // Ломоносовские чтения. Тез. докл. Москва: МГУ, 2011.

2. Калинин Е.П. Минерально-сырьевые ресурсы в мировой экономике. *Вестник.* 2008, № 4. С. 13–17.

3. Кулиш Е.А., Сорокин А.П., Яценко В.Г. Стратегические минеральные ресурсы Украины и Дальнего Востока России. Киев: ЛОГОС, 2009. 77 с.

4. Рудько Г.І., Миргородський О.П., Курило М.М., Лагода О.А. Нормативно-правове регулювання надрокористування. Київ: Гіперіон, 2012. 256 с.

5. Якуцени В.П., Беневольский Б.И., Кривцов А.И. и др. Стратегические виды полезных ископаемых России и их государственные резервы. С-П(б): ВНИГРИ, 2007.

6. Яценко В.Г., Земсков Г.О. Стратегічні мінеральні ресурси: сутність, призначення, головні завдання. – Матеріали Четвертої міжнародної науково-практичної конференції: у 2 т. (6–10 листопада 2017 р., м. Трускавець) Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). Київ: ДКЗ, 2017. Т.1. С. 24–30.

7. Яценко В.Г., Земсков Г.О. Виділення і структуризація стратегічних видів корисних копалин. // Матеріали П'ятої міжнародної науково-практичної конференції: у 2 т. (8–12 жовтня 2018 р., м. Трускавець). Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). Київ: ДКЗ, 2018, Т.1. С. 249–254.

8. Graedel T.E. и др. Methodology of Metal Criticality Determination // Environ. Sci. Technol. 2012. Т. 46. № 2. С. 1063–1070.

9. Haglund D.G. Strategic minerals: A conceptual analysis // Resour. Policy. 1984. Vol. 10, № 3. P. 146–152.

10. Simandl G.J., Akam C., Paradis S. Which materials are «critical» and «strategic». // Symposium on critical and strategic materials. British Columbia Geological Survey Paper 2015–3 [Electronic resource]: http://cmscontent.nrs.gov.bc.ca/geoscience/PublicationCatalogue/Paper/ BCGS_P2015-03-01_Simandl.pdf.

11. Coulomb, R., et al. (2015), «Critical Minerals Today and in 2030: An Analysis for OECD Countries», *OECD Environment Working Papers*, No. 91, OECD Publishing, Paris, [Electronic resource]: //http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/wp-content/uploads/2015/11/OECD_minerals _paper_Coulomb_et_al.pdf.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 551.242.51(476.477)

ОСНОВНЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СТРУКТУРЫ ТРАНСГРАНИЧНОЙ ТЕРРИТОРИИ БЕЛАРУСЬ–УКРАИНА

Грибик Я.Г., *к. геол.-мин. н., yaroslavgribik@tut.by,*
Институт природопользования НАН Беларуси, г. Минск, Беларусь

Проанализированы геологические структуры, расположенные в трансграничной территории Беларусь – Украина. Определены направления последующего их геолого-геофизического изучения для оценки минерагенического потенциала.

THE MAIN PERSPECTIVE GEOLOGICAL STRUCTURES OF THE TRANSBOUNDARY TERRITORY OF BELARUS–UKRAINE

Gribik Y., *Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), yaroslavgribik@tut.by,*
Institute for Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus, Minsk, Belarus

Geological structures located in the transboundary territory of Belarus–Ukraine are analyzed. The directions of their subsequent geological and geophysical study to assess the minerogenic potential are determined.

ОСНОВНІ ПЕРСПЕКТИВНІ ГЕОЛОГІЧНІ СТРУКТУРИ ТРАНСКОРДОННОЇ ТЕРИТОРІЇ БІЛОРУСЬ-УКРАЇНА

Грібік Я.Г., *к. геол.-мін. н., yaroslavgribik@tut.by,*
Інститут природокористування НАН Білорусі, м. Мінськ, Білорусь

Проаналізовано геологічні структури, розташовані в транскордонній території Білорусь–Україна. Визначено напрямки подальшого їх геолого-геофізичного вивчення для оцінки мінерагенічного потенціалу.

Введение. Формирование крупных геологических объектов определяется соответствующими палеогеологическими эволюционными условиями, определившими их типы качества. Наложенные в последующем на геологические объекты административные границы в некоторой степени корректируют стадийность их изучения как единый геологический объект. В пределах трансграничной территории Беларуси последовательно располагаются с запада восток Подлясско-Брестская впадина, Полесская седловина, Припятский прогиб и Брагинско-Лоевская седловина. На территории северной части Украины в трансграничной зоне располагается Волыно-Подольская моноклиналь, осложненная в западной части Ковельским выступом, а к востоку расположены Украинский щит и Днепровско-Донецкая впадина. Удивительным образом перечисленные выше геологические структуры располагаются в пределах соответствующих административных границ двух государств.

Метод анализа. Анализ трансграничных территорий Беларусь–Украина выполнен на основе составления сводной тектонической карты анализируемого региона. Для территории Беларуси использована Тектоническая карта Беларуси, 2002 г., под редакцией Р.Г. Гарецкого [1]. Территория Украины анализировалась на основе Тектонической карты Украины, 2007 г., под редакцией С.С. Круглова, Д.С. Гурского [2]. Карты приведены на языках оригиналов, т.е. карта Беларуси на белорусском языке, а карта Украины – на украинском языке (рис. 1).

Значительную часть трансграничной территории в западной части занимают участки 1 и 2, включающие Подлясско-Брестскую впадину и Полесскую седловину с белорусской стороны, а также Волыно-Подольскую моноклиналь, осложненную в западной части Ковельским выступом. Общая протяженность территории составляет около 230 км. Разделяет указанные геологические структуры горстовая зона, располагающаяся на границе государств и определяемую как Луковско-Ратновский горст на белорусской территории, либо как Северо-Украинская горстовая зона на территории Украины (рис. 1). В палеоплане этот регион приурочен к Волыно-Оршанскому палеопрогибу Волыно-Среднерусской системы прогибов.

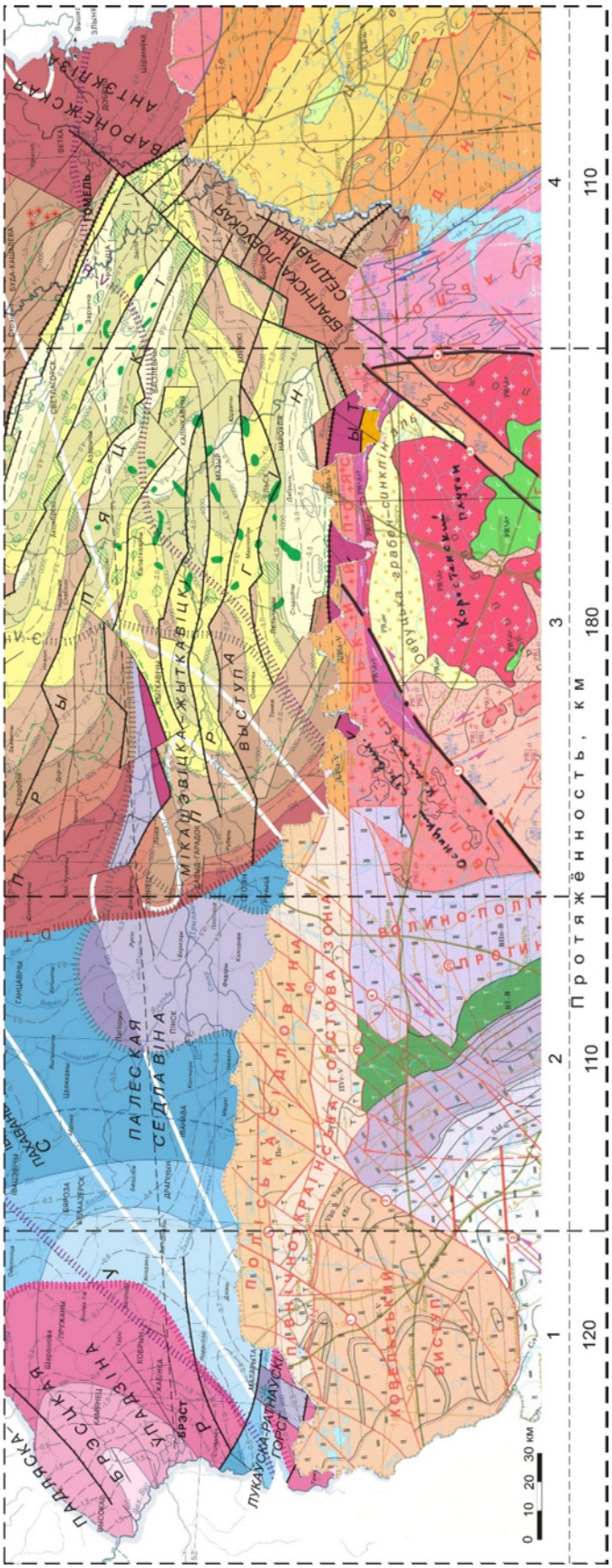


Рис. 1. Сводная тектоническая карта трансграничной территории Беларусь–Украина

С позиций оценки минерагенического потенциала представляет интерес оценка перспектив выявления углеводородного сырья, рудопроявлений сульфидов, барита, флюорита, связанных с гидротермальной деятельностью разломов. В районе волынской трапповой формации наблюдается повышенная сульфидная минерализация. На контакте интрузивных тел с вмещающими породами полесской серии следует прогнозировать нахождение сульфидных медно-никелиевых рудопроявлений [3].

В районе участка 3 трансграничной территории располагаются Припятский прогиб в северной части на белорусской территории и Украинский щит (рис.). В пределах Припятского прогиба, приуроченного к палеорифтовой зоне установлено к настоящему времени 86 месторождений нефти. Все они приурочены к верхнедевонским отложениям и располагаются в северной части прогиба. В районе Южного краевого разлома Припятского прогиба установлено ряд нефтепроявлений непромышленного характера, что свидетельствует о нефтеперспективности этой части Припятского прогиба и представляется необходимым выполнение дальнейших геолого-геофизических исследований [4].

О возможной положительной оценке углеводородного потенциала УКЩ свидетельствуют также новые данные по результатам частотно-резонансной обработки и интерпретации спутниковых снимков на Украинском щите с целью изучения глубинного строения и поисков залежей углеводородов [5]. В аспекте направления изучения этого участка трансграничной территории весьма ценным представляется проект по международному геофизическому профилю Ровно (Украина) – Лельчицы-Мстиславль (Беларусь), планируемый на 2020 год.

Работы планируется выполнять Институтом геофизики НАН Украины совместно с Институтом природопользования НАН Беларуси при поддержке международных геологических и геофизических организаций.

Восточный четвертый участок трансграничных территорий с белорусской стороны включает Брагинско-Лоевскую седловину, разделяющую Припятский прогиб и Днепровско-Донецкую впадину (рис.). Протяженность трансграничного участка здесь составляет около 110 км и включает Брагинский выступ с мощностью осадочного чехла до 1,2 км и Лоевскую седловину с мощной вулканогенной девонской толщей, мелкоблоковым строением поверхности фундамента, залегающего на глубине от 1,5 до 3,9 км. Недостаточная геологическая изученность этого участка как с белорусской, так и украинской стороны представляется потенциальным перспективным проектом по геолого-геофизическому изучению трансграничной территории.

По результатам вышеприведенного анализа представляется целесообразным реализация в перспективе совместного проекта по геолого-геофизическому изучению трансграничной территории Беларусь – Украина, что позволит на основе уточненного геологического строения прогнозировать исследования по минерагеническому направлению.

Литература

1. Тэктанічна карта Беларусі, 2002, м-б 1 : 250 000. Под редакцией Р.Г. Гарецкого.

2. Тектонічна карта України, 2007, м-б 1 : 100 000. Під редакцією С.С. Круглова, Д.С. Гурского.

3. Нагорный М.А. Тектоника Волыно-Среднерусской системы прогибов. Мн.: Навука і тэхніка, 1990. 105 с.

4. Грибик Я.Г. Палеогеодинамическая взаимосвязь прогибов в районе Выступовичского олистострома. // Геологія і корисні копалини України: Збірник тез наукової конференції, присвяченої 100-річному ювілею Національної академії наук України та Державної служби геології та надр України (Київ, 2–4 жовтня 2018 р.) / НАН України, Ін-т геохімії, мінералогії та рудоутворення ім. М.П. Семененка. Київ, 2018. С.50–52.

5. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Украинский щит: Новые данные о глубинном строении и перспективах обнаружения залежей нефти, газоконденсата, газа и водорода. *Geoinformatika,* 2019, № 2 (70). С. 5–18.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 336.221

ПРИНЦИПИ ПРОГНОЗУВАННЯ ФІСКАЛЬНОГО РОЗВИТКУ НАФТО-ГАЗО-РЕСУРСНОГО ГОСПОДАРСТВА

Бодюк А.В., *к. екон. н., с. н. с., доцент, g2030@ukr.net,*
Київський університет управління та підприємництва, м. Київ, Україна

Проаналізована система поєднаних загальнонаукових, бюджетних і прикладних принципів прогнозування фіскальних надходжень від нафто-газо-ресурсних суб'єктів господарювання, з орієнтацією на придатність прогнозів для фіскального планування.

Загальнонаукові принципи: системності; наукової обґрунтованості прогнозів і базової інформації для їх обчислення; адекватності; багатоваріантності (альтернативності); цілеспрямованості прогнозування; рентабельності (ефективності) прогнозування; комплексності прогнозування та ін.

Бюджетні принципи прогнозування: єдності фіскальної і бюджетно-видаткової систем України; збалансованості бюджету (надходжень від НГРК і видатків для них); автономності прогнозів бюджетних надходжень; повноти прогнозів надходження платежів до бюджету; обґрунтованості прогнозів бюджетних надходжень для фінансування галузі; вертикальної субординації; цільового використання бюджетних коштів; публічності та прозорості прогнозування і прогнозів; відповідальності учасників бюджетного процесу. Ці положення виокремлюють і такий принцип прогнозування, як придатності прогнозів для фіскального планування.

Прикладні принцип: галузевої багаторівеності та багаторівнинності прогнозу; принцип асоціативності (зв'язаності); галузево-територіальної деталізації бази нарахуваннях фіскальних платежів; об'єкт-суб'єктної єдності.

PRINCIPLES OF FORECASTING OF FISCAL DEVELOPMENT OF OIL AND GAS RESOURCE ECONOMY

Bodyuk A., *PhD (Econ.), Senior fellow, Assoc. Prof., g2030@ukr.net,*
University of Kiev Management and Entrepreneurship, Kyiv, Ukraine,

The system of combined general scientific, budgetary and application principles of forecasting of fiscal revenues from oil-and-gas resource economic entities with a focus on suitability of forecasts for fiscal planning has been analyzed.

General scientific principles: systemacy; scientific substantiation of forecasts and basic information for their calculation; adequacy; multivariate (alternativeness); purposefulness of forecasting; profitability (efficiency) of forecasting; complexity of forecasting, etc.

Budgetary principles of forecasting: unity of fiscal and budget-expenditure systems of Ukraine; balanced budget; autonomy of budget revenue forecasts; completeness of forecasts of payment receipts; substantiation of budget revenue forecasts for industrial financing; vertical subordination; targeted use of budget funds; publicity and transparency of forecasting and forecasts; responsibility of participants of the budget process. These provisions also single out such principle of forecasting as the suitability of forecasts for fiscal planning.

Application principles: industrial multilevel forecast; principle of associativity (cohesiveness); sectoral-territorial specification of the base of fiscal payments; objective-subjective unity.

Вступ. Прогнозування розвитку нафто-газо-ресурсного господарства (НГРГ) необхідно розглядати як передбачення результативності господарських процесів і одночасно їх фіскального відображення у формі показників державного бюджетування фінансових ресурсів суб'єктів господарювання, тобто передбачення і надходження від них коштів до бюджету. Оскільки результати у натуральних і вартісних показниках господарської діяльності нафтогазових суб'єктів господарювання являють собою, по суті, базу нарахування фіскальних платежів.

Нафтогазова галузь належить до важливих складових паливно-енергетичного комплексу України, як і взагалі кожної держави у світі. Оскільки забезпечує народне господарство вуглеводневими ресурсами, енергетичну, а то й політичну незалежність держави, тому її технологічному стану, економічного розвитку державою приділяється належна увага.

Її суб'єкти господарювання здійснюють пошук, розвідку, розробку родовищ нафти і газу, їх видобування, транспортування, переробку, зберігання цих вуглеводнів, продуктів їх переробки. Продукти нафтопереробки використовуються практично в усіх галузях промисловості, сільському

господарстві, транспорті, побуті. Галузь є інвестиційне привабливою. Значимі і платежі у загальних надходженнях до державного і місцевих бюджетів. Хоча такі платежі належать до об'єктивно важко прогнозованих, за різних причин, зокрема, за складності точного обліку обсягів операцій з вуглеводнями, їх результатів, великих обсягів незаконного й неврахованого видобутку та ін.

На макрорівні у процесах аналізованого прогнозування приймають участь суб'єкти державного прогнозування та розроблення програм економічного і соціального розвитку України. До них належать органи державної влади, які розробляють, затверджують прогнозні показники та програмні документи економічного і соціального розвитку, а саме: Кабінет Міністрів України, уповноважений центральний орган виконавчої влади з питань економічної політики, галузеві структури, інші центральні органи виконавчої влади.

На мікрорівні у прогнозуванні приймають участь місцеві державні адміністрації та органи місцевого самоврядування, нафтогазові суб'єкти господарювання. Тому для макро- і мікрорівнів необхідна обґрунтована система принципів, а також і методів прогнозування розвитку показників нафто-газо-ресурсного господарства і фіскальних платежів його суб'єктів господарювання.

Теоретичним і прикладним проблемам прогнозування економічних процесів присвячені публікації широкого кола науковців і практиків України та зарубіжних держав. До вітчизняних, зокрема, належать В.В. Вітлінський, Ю.М. Воробйов, В.М. Геєць, С.В. Глівенко, Б.Є. Грабовецький, О.І. Кабанець, Л.З. Сітшаєва, М.О. Соколов, О.М. Теліженко, Б.П. Чиркін та ін., до іноземних – І.Т. Балабанов, Л.Є. Босовський, Л.П. Владимирова, П.Н. Городнічев, К.П. Городнічева, В.В. Ковальов, Є.О. Олейніков та ін. [3–6]. Однак, на наш погляд, обґрунтованої системи принципів прогнозування фіскальної орієнтації ними не розроблено. Б.Є. Грабовецький, наприклад, навіть принципи прогнозування не розглядає [4].

Метою дослідження є обґрунтування системи принципів прогнозування процесів і показників фіскального розвитку нафто-газо-ресурсного господарства.

Виклад основного матеріалу. Під фіскальним прогнозуванням потрібно розуміти науково обґрунтований висновок щодо обсягів, структури надходження на казенні рахунки грошових коштів від підприємств (фінансотримачів) видобувних, переробних господарських комплексів, згідно з їх грошовими зобов'язаннями перед державою, визначеними нормативно-правовим актами, а також щодо джерел покриття таких зобов'язань. Одним із важливих питань теорії й практики прогнозування показників фіскальних ресурсів та їх використання є обґрунтування його принципів. Офіційно визначені такі основні принципи: цілісності, об'єктивності, науковості, гласності, самостійності, рівності, дотримання загальнодержавних інтересів [1, ст. 2]. На них базується державне прогнозування та розроблення програм економічного і соціального розвитку України. Хоча зміст цих принципів не має ресурсної орієнтації. Однак ми вважаємо що їх можна адаптувати до потреб прогнозування розвитку процесів і показників нафто-газо-ресурсного господарства.

Такі принципи можуть бути застосовані, зокрема, при розробці прогнозних показників відтворення й використання нафтогазових родовищ, видобутку з них ресурсів, відповідно скарбницьких зобов'язань перед бюджетом суб'єктів господарювання, оскільки господарське використання названих ресурсів здійснюється з одночасним внесення фіскальних платежів до бюджету. Однак прогнозування фіскальних платежів має здійснюватися ще й з урахуванням прикладних принципів, що властиві лише системі цих платежів, їх передбаченню. Крім того, важливо врахувати, що фіскальні процеси тесно пов'язані з економічними процесами. Зростання надходжень до бюджету обов'язково має забезпечуватися економічним зростанням країни, у тому числі нафто-газо-ресурсного господарства. Оскільки бюджетний процес має віддзеркалювати економічні процеси. Тому принципи державного прогнозування фіскальних процесів необідно

поєднувати з принципами бюджетної системи, розроблення програм відтворення природних ресурсів, фінансово-економічного розвитку ресурсних комплексів України.

Отже, принципи прогнозування фіскальних платежів за господарське використання вуглеводневих ресурсів нами поділені на три види: загальнонаукові принципи системи прогнозування; бюджетні принципи прогнозування; прикладні принципи системи фіскального прогнозування.

За перший необхідно прийняти принцип системності, тобто ресурсні комплекси і виробництва необхідно оцінювати як систему: розглядати варіанти надходження коштів від первинних чарунок нафто-газо-ресурсного господарства (свердловина, родовище, газотранспортна система, підприємство, об'єднання підприємств, регіон і т.д.).

За другий необхідно прийняти принцип наукової обґрунтованості і прогнозів, і базової інформації для їх обчислення. Цей принцип реалізується, наприклад, шляхом застосування прикладних, науково обґрунтованих для конкретного виробництва методів прогнозування. Його застосування передбачає, що прогнозування розвитку НГРГ базується на системних знаннях про закономірності розвитку економіки, її потреб у вуглеводневих ресурсах; враховує реалії економічного, а то й політичного і соціального життя країни, вітчизняний та світовий досвід, а також використовує систему наукових методик і методів. За принципом системності НГРГ розглядається як складова національної економіки, з одного боку, як єдиний об'єкт, а з іншого – як сукупність самостійних напрямків (блоків) прогнозування. Складовими макроекономічного прогнозу розвитку НГРГ є прогнози розвитку:окремих великих сфер і підсистем економіки (фінансів, грошового обігу, цін, тарифів тощо); галузей і підгалузей НГРГ; видів виробництва; ресурсів тощо.

Принцип адекватності означає, що прогноз фіскальних платежів як теоретична модель (узагальнення) надходження коштів до бюджету має достатньо повно і точно базуватися на об'єктивних факторних оцінках, відображати реальні процеси у натуральних і вартісних показниках і узагальнювати результати розвитку нафто-газо-ресурсного господарства в конкретних сумах державних коштів.

За принципом багатоваріантності (альтернативності) здійснюється розробка не одного, а кількох (мінімум трьох) варіантів майбутнього розвитку НГРГ відповідно до розвитку національної економіки. Оскільки їх розвиток хоч і регламентований конкретними урядовими рішеннями, природним умовами чи певними закономірностями, але відбувається за різними троєкторіями зміни показників. Останнє обумовлено дією внутрішніх і зовнішніх факторів, які впливають на функціонування народного господарства країни, у його складі ПГРГ, їх інтенсивністю, ймовірністю виникнення інших чинників та умов у майбутньому.

Принцип цілеспрямованості прогнозування слід розглядати як орієнтацію на передбачення розвитку конкретних ресурсних об'єктів (виходячи з офіційних регламентацій, наприклад, Кабінету Міністрів України, тенденцій національної економіки в цілому чи окремих її галузей, комплексів і т.д.), визначення тенденцій та закономірностей розвитку НГРГ для отримання інформації, необхідної у вирішенні конкретних народногосподарських завдань. Тобто прогнозування розвитку НГРГ має здійснюватися за метою визначення орієнтирів у задоволенні суспільних потреб у вуглеводневих ресурсах, обумовлених певними впливовими соціально-економічними, політичними, демографічними, науково-технічними та іншими факторами.

Принцип рентабельності (ефективності) прогнозування слід розглядати як потреби визначення вартості аналітичної підготовки і виконання прогнозу та його фіскальної результативності з метою їх порівняння, досягнення економії та ефективності прогнозувальниками, забезпечення якості та своєчасності виконання ними прогнозів.

Принцип ефективності прогнозування потрібно розуміти і так: при складанні дохідної частини бюджетів усі учасники бюджетного процесу відповідно до повноважень у прогнозуванні повинні забезпечити мінімальні відхилення між фактичними надходженнями і прогнозованими. Одночасно прогнозування має дати об'єктивні орієнтири досягнення запланованих *цілей* при залученні мінімального обсягу витратних бюджетних коштів на досягнення максимального результату при мобілізації до бюджету визначених обсягів коштів.

Прогноз має бути максимально точним, повним за базою нарахування, реальним для виконання, адресним для користування. Дані вимоги до прогнозів мають забезпечуватися з дотриманням такого важливого принципу прогнозування, як мінімізація вхідних даних за їх аналітичної значимості та максимізація вихідних даних для забезпечення виконання прогнозів. За таких умов прогнозування має сприяти максимізації надходження коштів від суб'єктів господарювання до бюджету.

Бюджетні принципи прогнозування необхідно застосовувати, виходячи з потреб забезпечення збалансованості державного і місцевого бюджетів доходами, що надходять від суб'єктів господарювання, з видатками на їх потреби. Оскільки дохідна частина Зведеного бюджету України значною мірою покривається за рахунок ресурсних платежів, зокрема, рентних. Тому прогнозування має ґрунтуватися на бюджетних принципах передбачення обсягів виконання фінансотримачами скарбницьких зобов'язань у поєднанні з іншими.

З урахуванням визначень бюджетних принципів, що подані у Бюджетному кодексі України, нами визначені для макрорівня назви і зміст таких бюджетних принципів прогнозування: єдності фіскальної і бюджетно-видаткової систем України; збалансованості бюджету (надходжень від НГРК і видатків для них); автономності прогнозів бюджетних надходжень; повноти прогнозування надходжень до бюджету; обґрунтованості прогнозів бюджетних надходжень; ефективності прогнозування; вертикальної субординації; цільового використання бюджетних коштів; публічності та прозорості прогнозування і прогнозів; відповідальності учасників бюджетного процесу.

Потрібно розуміти, що принцип єдності фіскальної і бюджетно-видаткової систем України при прогнозуванні дохідної і видаткової системи Зведеного бюджету України забезпечується єдиною правовою базою, єдиною грошовою системою, єдиним регулюванням бюджетних відносин, єдиною бюджетною класифікацією, єдністю порядку виконання бюджетів та ведення бухгалтерського обліку і звітності тощо.

За принципом збалансованості бюджету прогнозні показники фіскальних надходжень необхідно урівноважувати з законодавчо визначеними витратами з бюджету для того, щоб здійснення видатків із бюджету, у тому числі на потреби ресурсокористувачів, надійно покривалося обсягами своєчасних надходжень коштів до скарбниці за відповідний бюджетний період.

За принципом автономності прогнозів бюджетних надходжень передбачається дотримання норми, що надходження до скарбниці визначаються для кожного з бюджетів конкретно, незалежно від рівня і регіону. Цей принцип забезпечується нормою, що Державний бюджет України та місцеві бюджети є самостійними. Самостійність бюджетів гарантується законодавчим закріпленням за ними відповідних джерел доходів, у тому числі від ресурсокористувачів, з одного боку, а з іншого – правом відповідних рад самостійно і незалежно одне від одного розглядати та затверджувати відповідні бюджети, що включають надходження і ресурсних платежів, правом відповідних органів державної влади, органів влади та органів місцевого самоврядування на визначення напрямів використання коштів відповідно до законодавства України.

За принципом повноти прогнозування надходжень до бюджету прогнозуванням необхідно охопити всі складові надходжень до скарбниці, у тому числі ресурсних платежів, що відповідно

передбачені нормативно-правовими актами органів державної влади, органів влади Автономної Республіки Крим, органів місцевого самоврядування.

Принцип обґрунтованості прогнозів бюджетних надходжень тлумачиться так: дохідна частина державного бюджету прогнозується на реалістичних макропоказниках економічного і соціального розвитку держави, зокрема. розвитку її нафогазо-ресурсних комплексів, на розрахунках реальних надходжень до бюджету і витрат бюджету в результаті ненадходжень (заборгованості). Тому прогнозування має здійснюватися відповідно за єдиними, затвердженими методиками та правилами виконання процедур передбачення.

За принципом вертикальної субординації прогнозування надходжень до бюджетів за обсягами і структурою потрібно здійснювати, починаючи з місцевих рад, по всій вертикалі адміністративно-територіального управління, до Верховної Ради України, від місцевих адміністрацій до Кабінету Міністрів України.

Тому таким же чином повинні паралельно прогнозуватися і видатки з бюджетів усіх рівнів, у тому числі на розвиток надро-ресурсної бази країни.

Базовими складовими бюджетно-фіскального механізму України є бюджетне планування та прогнозування надходжень коштів від суб'єктів господарювання до Зведеного бюджету України. Завдяки цим двом елементам механізму визначаються обсяги фінансових ресурсів, які утворюються в державі та ресурсів, які зосереджуються і розподіляються через бюджетну систему для потреб фіскального розвитку нафто-газо-ресурсних комплексів, формуються планові показники обсягів надходжень та витрат державного бюджету. Такі показники затверджуються щорічно під час прийняття Закону України «Про Державний бюджет України» на наступний рік.

Прикладні принцип: галузевої багаторівеності та багаторівнинності прогнозу; принцип асоціативності (зв'язаності), тобто прогнозування даного об'єкту, явища, процесу у його взаємодії з іншими; галузево-територіальної деталізації бази нарахуваннях фіскальних платежів; об'єкт-суб'єктної єдності, який передбачає розгляд суб'єкту прогнозування як частини об'єкту прогнозування, у їх нерозривному зв'язку.

Ці положення виокремлюють і такий принцип прогнозування, як придатності прогнозів для фіскального планування на різних його рівнях.

Новизна дослідження. Таким чином, фіскальне прогнозування має здійснюватися за системи принципів. До них, зокрема, належить запропоновані нами принципи: придатності фіскальних прогнозів до поєднання з бюджетним прогнозуванням; придатності прогнозів для фіскального планування; варіантності та цільової орієнтації фіскальних прогнозів.

Особливу значимість має принцип єдності фіскальної і бюджетно-видаткової систем України при прогнозуванні дохідної і видаткової системи Зведеного бюджету України в частині сфери нафто-газо-ресурсних господарств.

Дотримання проаналізованого комплексу принципів має забезпечити: об'єктивні оцінки потреб бюджету в коштах; об'єктивність прогнозування коштів, що мають надійти до бюджету від суб'єктів господарювання; установлення відповідності нормативно визначених обсягів скарбницьких зобов'язань фінансотримачів нафто-газо-ресурсних комплексів перед державою фактично внесеними ними грошових коштів до бюджету.

Література

1. Про державне прогнозування та розроблення програм економічного і соціального розвитку України: Закон України від 23 березня 2000 року № 1602-III.

2. Бюджетний кодекс України: Закон України від 8 липня 2010 р. № 2456–VI.

3. Глівенко С.В., Соколов М.О., Теліженко О.М. Економічне прогнозування: Навч. посіб. 2-ге вид., перероб. та доп. Суми: Видавництво «Університетська книга», 2001. 207 с.

4. Грабовецький Ю.Є. Економічне прогнозування і планування: Навч. посібник. Київ: Центр навчальної літератури, 2003. 188 с.

5. Ковалев В.В. Финансовый анализ: Управление капиталом. Выбор инвестиций. Анализ отчетности. Москва: Финансы и статистика, 2005.

6. Основы экономического и социального прогнозирования: Учебное пособие / Под ред. Е.А. Олейникова. Москва: РЭА им. Г.В. Плеханова, 1998.

7. Погасій С.С. Прогнозування динаміки валютного курсу на основі нелінійних моделей: Автореф. канд. економ. наук. Харьків: Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України, 2008. 20 с.

8. Вітлінський В.В. Моделювання економіки: Навч. посібник. К.: КНЕУ, 2003. 407 с.

9. Економетричне прогнозування процесу надходження податків та зборів: монографія / О.Р. Іщук, Т.М. Кацюбка. Тернопіль, 2002. 94 с.

10. http://www.geo.univ.kiev.ua/images/doc_file/navch_lit/kafedra_ekonom_lit/Syspil_geo_prognoz. pdf

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 669.162.263.046.58

РОЗВИТОК ЗАЛІЗОРУДНОЇ СИРОВИННОЇ БАЗИ ТА ЗАЛУЧЕННЯ РУДИ РОДОВИЩА «СУХА БАЛКА» ДО ВИКОРИСТАННЯ В АГЛОМЕРАЦІЙНОМУ ВИРОБНИЦТВІ

Мяновська Я.В, *к. тех. н., доцент, mianovska.yana@gmail.com,*
Пройдак Ю.С., *д. тех. н., професор, projdak@metal.nmetau.edu.ua,*
Камкіна Л.В., *д. тех. н., професор, lydmila_kamkina@ukr.net,*
Анкудінов Р.В., *к. тех. н., доцент,*
Національна металургійна академія України, м. Дніпро, Україна

Наведено результати досліджень використання залізної руди при спіканні агломерату взамін залізорудного концентрату. Дослідні спікання агломерату показали, що значного впливу на міцність дослідного агломерату заміна концентрату рудою не має. Отримання агломерату заданої основності та властивостей здійснюється при крупності вапняку та твердого палива в межах 0–3 мм, крупність залізорудного концентрату до 0,1 мм, залізна руда використовувалась без розсіву за фракціями, вологість шихти 7–8 %, витрата твердого палива на процес 6–8%. Змінення основності агломерату призводить до суттєвої зміни його мінералогічного складу – підвищується масова частка феритів ($CaO{\cdot}2Fe_2O_3$, $CaO{\cdot}Fe_2O_3$, $2CaO{\cdot}Fe_2O_3$) і силікатів кальцію ($CaO{\cdot}SiO_2$, $2CaO{\cdot}SiO_2$) знижується частка гематиту, магнетиту і вюститу. Силікати кальцію починають утворюватися при основності агломерату близько 0,5, потім їх вміст безперервно зростає до 20–30 % в залежності від складу порожньої породи. Ферити кальцію починають утворюватись при основності агломерату близько 1,5.

DEVELOPMENT IRON ORE RESOURCE BASE AND ATTRACT ORE DEPOSITS «SUKHA BALKA» FOR USE IN SINTER PLANTS

Mianovska Y., *Cand. Sci. (Eng.), Assoc. Prof., mianovska.yana@gmail.com,*
Projdak Y., *Dr. Sci. (Eng.), Prof., projdak@metal.nmetau.edu.ua,*
Kamkina L., *Dr. Sci. (Eng.), Prof., lydmila_kamkina@ukr.net,*
Ankudinov R., *Cand. Sci. (Eng.), Assoc. Prof.,*
National metallurgical Academy of Ukraine, Dnipro, Ukraine

The results of studies of the use of iron ore in sintering sinter instead of iron ore concentrate. Agglomerate sintering showed that the ore substitution did not have a significant effect on the strength of the sinter. Obtaining agglomerate of the specified basicity and properties is carried out at the size of limestone and solid fuel within 0–3 mm, the size of the iron ore concentrate to 0.1 mm, iron ore was used without sieving by fractions, the humidity of the charge 7–8 %, the consumption of solid fuel for the process 6–8 %. Changing the basicity of the agglomerate leads to a significant change in its mineralogical composition – increases the mass fraction of ferrites ($CaO{\cdot}2Fe_2O_3$, $CaO{\cdot}Fe_2O_3$, $2CaO{\cdot}Fe_2O_3$) and calcium silicates ($CaO{\cdot}SiO_2$, $2CaO{\cdot}SiO_2$) decreases the proportion of hematite, magnetite. Calcium silicates begin to form at the core of the agglomerate of about 0.5, then their content is continuously increased to 20–30 %, depending on the composition of the hollow rock. Calcium ferrites begin to form at the core of the agglomerate of about 1.5.

Вступ. В даний час велика частина виплавленого в світі чавуну отримана з огрудкованої залізорудної сировини - агломерату та обкотишів. Частка їх в залізорудній частині доменної шихти з кожним роком зростає і за останніми даними становить 95%. Основна причина такого поширення огрудкованих залізорудних матеріалів полягає в можливості цілеспрямовано змінювати склад і властивості вихідної сировини, поєднуючи їх з вимогами подальшого металургійного переділу.

Залучення в експлуатацію нових родовищ, в основному складених бідними залізними рудами, збагачення яких вимагало дрібного і тонкого подрібнення, поставило перед гірничою та металургійною промисловістю питання огрудкування дрібниці в число першочергових проблем [1]. Очевидно, що і в найближчій перспективі на більшості вітчизняних і зарубіжних підприємств агломерат залишиться одним з основних компонентів доменної шихти. У зв'язку з цим, як і в попередні роки, перед вченими і технологами будуть стояти два головних та актуальних завдання - поліпшення якості агломерату та зниження паливно-енергетичних витрат на його виробництво.

Ускладнення умов для вирішення цих проблем пов'язано як з деякою зміною уявлень про найбільш важливі показники якості, так і з практичною реалізацією більшості технологічних заходів по підвищенню холодної міцності агломерату і скорочення витрати палива на процес спікання [2].

Мета. Використання залізних руд і палива нових родовищ, нових видів відходів в технологіях агломерації вимагають попереднього техніко-економічного і екологічного аналізу і оцінки, в результаті чого відбираються оптимальні по питомій витраті палива і передбачуваним технологічними показниками якості продукту варіанти майбутньої технології виробництва агломерату. Іншими словами, такий підхід дозволяє визначити ті компоненти доступної сировини і приготовані з них суміші, які будуть відповідати вимогам виробництва якісного агломерату для виплавки чавуну в доменній печі або для інших технологій металургії заліза.

Методи дослідження. Розрахунок шихти здійснювали для співвідношень «руда:концентрат» при поступовому заміщенні кількості концентрату на рудну складову. Кількість флюсу розраховували для отримання основності 1,6 з урахуванням загальної кількості компонентів руди та концентрату. Колошниковий пил, шлами та зворот задавались у постійній кількості. Розрахунок матеріального балансу проводили для 3 кг вихідної шихти: основність агломерату визначали за виразом вміст FeO в агломераті, % дорівнював 12,5. Співвідношення компонентів в рудній частині шихти : концентрат, частка, прийнято 1; руда з вмістом заліза 60 %, частка 9; 6; 3. Інші компоненти давали у шихту в кількостях: колошниковий пил – 5 %; коксовий дріб'язок 7 %, шлами 5 %. Кількість флюсу (вапно) змінювалась у відповідності з моделюванням. Спікання агломераційних шихт виконували у відповідності з трьох факторним планом експерименту Бокса-Бенкіна (центральне композиційне ортогональне планування другого порядку для трьох факторного експерименту). Тепловий баланс процесу агломерації проводили по методу Е.Ф. Вегмана [3].

Результати досліджень. Спікання проводили в наступній послідовності. Агломераційну шихту попередньо зволожували до заданої вологості та огрудковували в лабораторному барабанному огрудковувачі. Виставляли розрідження під колосниковою решіткою на рівні 400–450 мм. вод. ст. Маса шихти для одного спікання становила 3 кг. Маса шихти, що завантажувалась в агломераційну чашу становила 2–2,2 кг (залишки – гарнісаж барабану окомковувача). Далі протягом 1 хвилини проводили запалювання шихти продуктами спалювання суміші газу і повітря з температурою 1100 °С. Під час спікання вели контроль температури газів, що відходять, розрідження під колосниковою решіткою та швидкість фільтрації. Величину показників фіксували кожної хвилини. Спікання завершували тоді, коли температура відхідних газів досягала максимуму, а потім починала знижуватися.

На основі одержаних даних можливе прогнозування основних параметрів спікання дослідного агломерату. Отримання агломерату заданої основності та властивостей здійснюється при крупності вапняку та твердого палива в межах 0–3 мм, крупність залізорудного концентрату до 0,1 мм, залізна руда використовувалась без розсіву за фракціями, вологість шихти 7–8 %, витрата твердого палива на процес 6–8 %.

Аналіз результатів спікання показує, що значного впливу на міцність дослідного агломерату заміна концентрату рудою не має. Однак при співвідношенні руда/концентрат 9/1 збільшується час, при якому досягається максимальна температура газів що відходять. Це може бути пов'язано зі зміненням порізності шару шихти при використанні більш крупних частинок залізної руди. Це загалом позначилось і на величині питомої продуктивності процесу. В наведених експериментах висота шару шихти була в межах 290–300 мм. Максимальне розрідження може бути рекомендоване на рівні 500–520 мм вод.ст.

Таблиця 1

Результати лабораторних спікань дослідних агломератів при заміні частини концентрату залізною рудою родовища «Суха балка»

Співвідношення руда/концентрат	Час процесу, хв	Час початку зростання температури газів, що відходять, хв	Початкове розрідження, мм вод ст.	Розрідження максимальне, мм вод. ст.	Питома продуктивність, кг/(м^2· годину)	Значення індексу на удар,%	Вміст коксу, %	Витрата вапняку, %
3	12,5	8	440	550	1,136	86,5	7	25
3	14	11	400	450	1,2284	91,5	7	15
3	13	9,5	420	500	1,2172	87	8	20
3	14,5	11	420	480	1,0831	85,5	6	20
6	16	11,5	380	470	0,892	91	8	25
6	13	10	350	400	1,2035	90,5	6	25
6	14	9,5	400	470	1,0535	85	8	15
6	14,5	9,5	420	470	1,0625	85,5	6	15
6	15	10,5	370	420	0,971	88	7	20
9	15,5	11,5	300	420	1,1095	90,5	7	25
9	15,5	11,5	450	550	1,0363	89	7	15
9	13,5	10,5	450	520	1,1279	84,5	8	20
9	16	12	470	520	1,002	89	6	20

Наукова новизна досліджень. Стосовно до офлюсованого агломерату експериментально встановлено негативний вплив присутності гематиту і скла на його гарячу міцність. Гематит при нагріванні в відновлювальної атмосфері змінює питомий об'єм, збільшуючи внутрішню напругу, і руйнується внаслідок анізотропії відновлення. Скло зберігає крихкість до 600–700 °С, коли стає пластичним і релаксує напруги. Таким чином, присутність скла шкідливо позначається не тільки на холодній, але і на гарячій міцності агломерату. Вплив інших факторів на гарячу міцність досліджено поки недостатньо. Є дані про те, що масивні литі структури агломерату, отриманого при підвищеній витраті твердого палива, що забезпечують високу холодну міцність, не дають високої гарячої міцності. У ФРН, Швеції, Японії віддають перевагу пористим мало оплавленим агломератам, структура яких допускає хоча б мінімальні взаємні переміщення структурних складових під дією внутрішніх напружень. Досліди показали, що такі агломерати з 5–10 % FeO мають гнучку структуру, яка обумовлює підвищену гарячу міцність.

Підвищення гарячої міцності агломерату є предметом досліджень у багатьох країнах світу. Відновлюваність агломерату, як це було наведено в дослідженні К.К. Шкодіна, пов'язана в основному з поверхнею пор, доступних газу-відновнику. У невеликому ступені на відновлюваність впливає і мінералогічний склад агломерату. Зокрема, відновлюваність, якщо в агломераті присутні важко відновні фази: фаяліт Fe_2SiO_4, Са-олівін, браунміллер $4CaO\text{-}Al_2O_3$ Fe_2O_3 і скло. Відновлюваність офлюсованого агломерату змінюється зі збільшенням основності по екстремальній залежності. Максимум відновлюваності відноситься до агломерату основності $CaO + SiO_2 = 1{,}4–1{,}5$. Як показав досвід, відновлення офлюсованого агломерату в даний час відповідає сучасним вимогам доменної технології. Температура початку розм'якшення в відновлювальній атмосфері агломератів основністю 0,5–0,7 і 2–4 становить відповідно,°С: 1100–1150 і 1200–1250. Мінімальна температура початку розм'якшення відповідає максимальній кількості скла в агломераті

основністю 0,5–0,7, тому що скло, яке не має фіксованої точки плавлення, розм'якшується в широкому інтервалі температур.

В роботі [4] автори висловлюють думку про те, що на їх погляд традиційні способи вдосконалення технології доменної плавки – зниження витрати коксу і підвищення продуктивності – в значній мірі вичерпані. У їх числі найбільш значущі: вміст заліза в шихті, використання добавок до дуття (природний газ), нагрівання дуття в повітронагрівачах і ін. Найбільш перспективним способом, на погляд авторів, є підвищення якості залізорудної сировини і коксу. Автори пропонують використання наступний підхід до вирішення практичних завдань: лабораторні дослідження на експериментальних установках з визначенням якісних характеристик залізорудної сировини і коксу, аналітичне дослідження за допомогою математичних моделей, дослідно-промислові та промислові випробування. В цій роботі для вивчення впливу на ефективність доменної плавки обрано такі показники якості – відновлюваність і механічна міцність агломерату.

Як показано в [3], відновлюваність агломерату визначається мінералогічним складом, структурою і пористістю огрудкованих матеріалів. Ці фактори в свою чергу залежать від основності агломерату, яка також впливає на його відновлюваність, причому цей вплив має складний характер. При переході від неофлюсованого агломерату до офлюсованого з основністю CaO/SiO_2 = 1,2–1,6 відновлюваність істотно поліпшується; з ростом основності вона знижується, потім знову зростає. Пористість матеріалів в значній мірі визначає його відновлюваність. Пористість промислових агломератів змінюється в залежності від різних факторів від 25 до 45 % при широкому діапазоні розмірів пор.

У процесі агломерації стабільна структура спека створюється завдяки зовнішнім і внутрішнім джерелам теплоти, що визначає формування зв'язок між зернами і ступінь кристалізації агломерату[5, 6]. Важливу роль в процесі зміцнення спека відіграють реакції в твердих фазах, продукти яких визначають розвиток рідкофазного спікання, кінцевий мінералогічний склад агломерату і його металургійні властивості. Аналіз ймовірних твердофазових з'єднань показує, що вони утворюються в результаті реакцій між залізовмісними оксидами і порожньою породою матеріалів, що спікаються. Число контактів між цими оксидами, є найбільш істотним фактором, що визначає вихід продукту в результаті реакцій у твердій фазі. Найбільш важливими компонентами, які беруть участь у формуванні структури агломерату є: CaO, MgO, SiO_2, Al_2O_3, Fe_2O_3, Fe_3O_4, MnO і мінерали, які утворюються на базі цих компонентів. Реакції в твердих фазах при агломерації здійснюються в зоні підігріву шихти. Завдяки швидкому підйому температури в цій зоні тривалість твердо фазної взаємодії мала. Кількість твердофазного продукту визначається площею контакту цих компонентів. Хімічна спорідненість реагуючих речовин в даному випадку є необхідною умовою. Так, наприклад, при спіканні гематитових руд фаяліт може бути отриманий тільки в відновлювальній атмосфері після відновлення гематиту, оскільки гематит в окислювальній атмосфері не реагує з кремнеземом. Термодинамічний підхід має особливе значення в складних системах при агломерації, коли інтенсифікація процесу і якість агломерату залежать від первинного твердофазного з'єднання з низькою температурою плавлення, що забезпечує перехід в рідкофазне спікання.

З розглянутих реакцій, які можуть протікати в суміші шихтових матеріалів, найбільш вірогідною є реакція утворення однокальцієвого фериту і двухкальцієвого силікату.

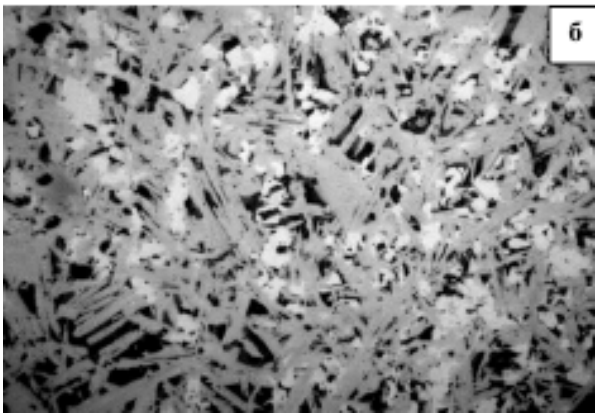
При зміненні основності характерним є виділення силікатів кальцію серед олівінів в якості окремої фази [6]. Вапно, що введено в шихту утворює значну кількість силікатів кальцію , тому починається кристалізація двухкальцієвого силікату у вигляді окремої фази. Тому кількість силікатів кальцію зростає, а кількість залізо кальцієвих олівінів зменшується. Для високо основних агломератів характерним є наявність трьохкальцієвого силікату. Заміна двухкальцієвого силікату, який не схильний до фазового перетворення, позитивно впливає на міцність агломерату.

Методами петрографічного аналізу за допомогою оптичного мікроскопу Neophot-21 у відбитому світлі визначали фазовий склад дослідного агломерату, одержаного при заміні залізорудного концентрату залізною рудою. Для аналізу були відібрані три зразка агломератів, одержаних з заміною залізорудного концентрату залізною рудою від мінімальної заміни до максимальної .



Мікроструктура офлюсованого агломерату при заміні 30 % концентрату залізною рудою. Магнетит – біле, скло фаза – сіра, голчаті кристали ферита – світло-сірі. Відбите світло, ×500.

Введення у склад агломераційної шихти 30 % залізної руди не змінило характеристику міцності агломерату. Однак у мікроструктурі склофази з'явились дрібні кристали феритної фази, які утворились при охолодженні залізо силікатного розплаву. Міцність агломерату забезпечувала скло фаза, яка була армована голчатими кристалами фериту



Мікроструктура офлюсованого агломерату при заміні 90% концентрату залізною рудою. Магнетит – біле, скло фаза – сіра, голчаті кристали ферита – світло-сірі. Відбите світло, ×500.

Збільшення у складі аглошихти замінення концентрату рудою помітно змінювало мінералоутворення агломерату. Макроструктура складалась з магнетиту, фериту та незначної кількості скло фази. Пластинчасті кристали фериту контактували з магнетитом та ставали основною зв'язкою рудних зерен Кількість залишкового розплаву у вигляді склофази формувалось біля феритних кристалів.

У дослідному офлюсованому агломераті основною фазовою складовою є магнетит, в наявності ферити кальцію та силікати кальцію. Виділення магнетиту спостерігаються у вигляд зерен, які мають форму багатогранників або скелетних виділень у склофазі. Силікатна зв'язка утворюється у вигляді залізистого скла та має невелику кількість кальцієвих силікатів. При підвищенні основності до 1.3 в структурі агломерату з'являються ферити кальцію, які знаходяться між зернами магнетиту. Зростання міцності агломератів здійснюється за рахунок заміни в їх складі силікатних зв'язок на феритні.

Можливе пояснення встановленого позитивного впливу заміни концентрату залізною рудою може бути пов'язано з хімічним складом залізної руди родовища «СУХА БАЛКА», яка містить

оксид алюмінію та оксид магнію [7–9]. Оксид алюмінію сприяє утворенню алюмосилікоферит. Кількість магнетиту зменшувалась, оскільки він витрачався на утворення алюмосилікоферит. Крім того, при кристалізації магній входить в гратки двухкальцієвого силікату та запобігає поліморфному перетворенню $\beta 2CaO \cdot SiO_2 \rightarrow \gamma 2CaO \cdot SiO_2$, що впливає на міцність агломерату.

Висновки. 1. Зростання основності агломерату призводить до різкої зміни його мінералогічного складу – підвищується масова частка феритів ($CaO \cdot 2Fe_2O_3$, $CaO \cdot Fe_2O_3$, $2CaO \cdot Fe_2O_3$) і силікатів кальцію ($CaO \cdot SiO_2$, $2CaO \cdot SiO_2$) знижується частка гематиту, магнетиту і вюститу. Силікати кальцію починають утворюватися при основності агломерату близько 0,5, потім їх вміст безперервно зростає до 20–30 % в залежності від складу порожньої породи. Ферити кальцію починають з'являтися при основності агломерату близько 1,5

2. Отримання агломерату заданої основності та властивостей здійснюється при крупності вапняку та твердого палива в межах 0–3 мм, крупність залізорудного концентрату до 0,1 мм, залізна руда використовувалась без розсіву за фракціями, вологість шихти 7–8 %, витрата твердого палива на процес 6–8 %.

3. Значного впливу на міцність дослідного агломерату заміна концентрату рудою не має. Однак при співвідношенні руда/концентрат 9/1 збільшується час при якому досягається максимальна температура газів що відходять, що може бути пов’язано зі зміненням порізності шару шихти при використанні більш крупних частинок залізної руди. Це загалом позначилось і на величині питомої продуктивності процесу. В наведених експериментах висота шару шихти була в межах 290–300 мм. Максимальне розрідження може бути рекомендоване на рівні 500–520 мм вод.ст.

Література

1. Influence of beneficiated sinter grade iron ore fines size on sinter productivity and quality. Umadevi Tekkalakote, Brahmacharyulu Angalakuditi, Rameshwar sah, Marutiram Kaza and Pradipta chandra Mahapatra. Metall. Res. Technol. Volume 114, Number 1, 2017. 105. Number of page(s) 12. DOI https://doi.org/10.1051/metal/2016050

2. A. Kumasaka, K. Kondo, N. Sakamoto, O. Komatsu, H. Noda and M. Shimiz . Granulation characteristics of iron ore fines for hybrid pelletized sinter process. Caractéristiques des fines de minerai de fer dans le procédé HPS. Rev. Met. Paris. Volume 89, Number 3, Mars 1992. P. 225–232. DOI https://doi.org/10.1051/metal/199289030225/

3. Металлургия чугуна. Вегман Е.Ф., Жеребин Б.Н., Похвиснев А.Н., Ю.С. Юсфин и др.–3-изд., переработанное и дополненное. М.: ИКЦ «Академкнига», 2004. 774 с.

4. Витькина Г.Ю. Исследование влияния металлургических характеристик железорудного сырья и кокса на эффективность доменной плавки / Г.Ю. Витькина, А.Н. Дмитриев, Ю.А. Чесноков // Теплотехника и информатика в образовании, науке и производстве: сборник докладов II Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (ТИМ’2013) с международным участием (Екатеринбург, 28–29 марта 2013 г.). Екатеринбург: УрФУ, 2013. С. 28–34.

5. Study on liquid phase formation and fluidity of iron ores. Lu Yao1, Shan Ren, Xiaoqing Wang, Qingcai Liu, Jianliang Zhang ,Buxin Su. Metall. Res. Technol. Volume 114, Number 2, 2017. Article Number 204. P. 7. DOI https://doi.org/10.1051/metal/2016062

6. Shengli Wu, Xiaobo Zhai. Factors influencing melt fluidity of iron ore.Metall. Res. Technol. Volume 115, Number 5, 2018. Article Number 505. Number of page(s) 16. DOI https://doi.org/10.1051/metal/2018023.

7. Shengli Wu, Guoliang Zhang, Shaoguo Chen, Bo Su. Influencing Factors and Effects of Assimilation Characteristic of Iron Ores in Sintering Process. ISIJ International. Volume 54 (2014). Issue 3. Pages 582–588. DOI https://doi.org/10.2355/isijinternational.54.582

8. T. Umadevi, A. Brahmacharyulu, R. Sah, P. C. Mahapatra & M. Prabhu. Optimisation of MgO addition in low and high silica iron ore sinter to improve sinter reducibility at JSW Steel Limited. Ironmaking & Steelmaking. Processes, Products and Applications . Volume 41, 2014. 4. Pages 270–278. https://doi.org/10.1179/1743281213Y.0000000124

9. T. Umadevi, Rameshwar Sah, P. C. Mahapatra. Influence of sinter basicity (CaO/SiO_2) on low and high alumina iron ore sinter quality. Mineral Processing and Extractive Metallurgy. Transactions of the Institutions of Mining and Metallurgy: Section C. Volume 123, 2014 – 2. Pages 75–85. https://doi.org/10.1179/1743285514Y.0000000052

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК: 338.2:504.062

ЕКОНОМІЧНА СКЛАДОВА У СТАЛОМУ РОЗВИТКУ ТЕРИТОРІЙ НА ПРИКЛАДІ ДІЯЛЬНОСТІ КАМ'ЯНЕЦЬ-ПОДІЛЬСЬКОГО ПАТ «ГІПСОВИК»

Постовий В.І., *office@gipsovik.com.ua,*
ПАТ «ГІПСОВИК», м. Кам'янець-Подільський, Україна

На прикладі діяльності промислового підприємства – Товариства «Гіпсовик» з вивчення та розробки Колодіївського родовища вапняків досліджено та проаналізовано вплив економічної складової на сталий розвиок певної території. До уваги взяті екологічні, економічні та соціальні аспекти. Детально висвітлено приклад того, як регуляторні та бюрократичні перепони впливають на економічний стан підприємства зокрема, та економіку, екологію і соціальний розвиток території, на якій воно розташоване.

ECONOMIC COMPONENT IN SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF TERRITORIES ON THE EXAMPLE OF ACTIVITIES OF KAMENETS-PODILSKYJ PJSC «GIPSOVYK»

Postovyi V., *office@gipsovik.com.ua,*
PJSC «GIPSOVYK», Kamyanets-Podilsky, Ukraine

On the example of activity of industrial enterprise – Society «Gypsovik» for exploration and development of Kolodiivci limestone field the influence of economic component on sustainable development of a certain territory is investigated and analyzed. Environmental, economic and social aspects have been taken into account. An example of how regulatory and bureaucratic barriers affect the economic status of an enterprise, in particular, the economy, ecology and social development of the territory in which it is located, is covered in detail.

Вступ. Конвенція ООН з навколишнього середовища, ухвалена в 1992 році у місті Ріо-де-Жанейро 178 країнами, трактує «сталий розвиток» як розвиток суспільства, що задовольняє потреби сучасності, не піддаючи загрозі спроможність і здатність майбутніх поколінь задовольняти власні потреби. З англійської дослівно термін означає «розвиток, що підтримується» (sustainable development). Основними складовими сталого розвитку вважають екологічну, економічну та соціальну складові. У вересні 2015 року до саміту ООН уряд України підготував Національну доповідь «Цілі сталого розвитку: Україна», в якій визначено базові показники для досягнення Цілей сталого розвитку (ЦСР) та закріплено результати адаптації 17 глобальних ЦСР з урахуванням специфіки національного розвитку. Особливу увагу в контексті реалізації завдань сталого розвитку територій присвячено і раціональному та збалансованому надрокористуванню [5].

Актуальність. В контексті сучасних тенденцій актуалізації питань сталого розвитку, екологізації виробництва, соціальної відповідальності, збалансованого природокористування та основних пріоритетів, проголошених новим урядом щодо економічного «відродження» країни, вважаємо за доцільне на конкретному прикладі, базуючись на досвіді діяльності промислового підприємства – Кам'янець-Подільського ПАТ «ГІПСОВИК», дослідити деякі чинники, що впливають на розвиток певної території і спричиняють дисбаланс екологічної, соціальної та економічної стабільності. Спираючись на економічні показники у галузі надрокористування по Хмельницькій області, можна стверджувати про її занепад. Так у 2005 році на території області здійснювало свою діяльність 167 надрокористувачів. У 2018 році – лише 36. За показниками результатів економічної діяльності у І кварталі 2019 року зростання видобувної промисловості склало лише 0,8 %. Низка професійних спілок, окремих представників галузі впродовж 2017–2019 рр. неодноразово звертали увагу керівництва держави на системну кризу, що стала певною мірою загрозою економічній безпеці держави. Саме розвиток видобувної та переробної промисловості, за словами голови комітету надрокористування Федерації роботодавців України Валентина

Шеветовського, міг би стати «справжнім двигуном економічного зростання» країни. Розвинута економіка – це можливість задовольняти потреби соціуму та дбати про екологію.

Дослідженість та новизна. Науковий світ, екологи, політики та економісти видобувній галузі присвятили та присвячують належну увагу. Ще в 1931 р. Гарольд Хотелінг у своїй праці «Економіка вичерпних ресурсів» детально проаналізував динаміку цін і видобутку невідновлювального ресурсу в умовах досконалої конкуренції і монополії та описав різні варіанти податкового регулювання. Гевін Райт назвав «ресурсним прокляттям» результати неефективного використання ресурсів. Ланге, Річард М. Ауті навпаки галузь надрокористування визначають базисом «сталого розвитку країн». Український вчений Віталій Пугач у «Теоретичних засадах сталого надрокористування» робить висновок, що функціонування галузі надрокористування має здійснюватись на основі державно-приватного партнерства з активним залученням громадськості та першочерговим урахуванням її інтересів [4]. *Новизна* нашого дослідження полягає у дослідженні впливу існуючої системи державного регулювання надрами на діяльність конкретного підприємства у визначений проміжок часу на певній території. *Об'єктом* розгляду є системні проблеми галузі, котрі призвели до економічної нестабільності у роботі підприємства та здійснили негативний вплив на розвиток території Китайгородської об’єднаної територіальної громади. *Предмет дослідження* – Колодіївське родовище вапняків, вивчення і розробку якого здійснює Кам’янець-Подільське ПАТ «ГІПСОВИК»

Виклад основного матеріалу. За Радянських часів Держава інвестувала в інститути, які проводили роботи з попередніх та детальних розвідок родовищ з корисними копалинами, проводили підрахунок та затверджували запаси. Користуючись даними звітами, надрокористувач здійснював розробку родовищ.

На сьогоднішній день, в незалежній державі надрокористувач розвідує, вивчає нове родовище за власні кошти, затверджує запаси (або ж купляє право на користування геологічною інформацією розвіданих ще в Радянські часи родовищ). Та коли доходить діло до отримання спеціального дозволу на користування надрами, то дана процедура, яка в 1997–1998 рр. проходила за два місяці, наразі триває понад два роки через наростання за останні роки супротивів в характері дій дозвільних структур держави.

12.07.2012 року Державна служба геології та надр України надала Кам'янець-Подільському ПАТ «ГІПСОВИК» (далі – «ГІПСОВИК») Спеціальний дозвіл на геологічне вивчення та дослідно-промислову розробку вапняків у Колодіївському родовищі, строком на 5 років. Колодіївське родовище вапняків загальною площею 3,6 га розташоване на території Кам’янець-Подільского району Хмельницької області на відстані 2 км на схід від с. Колодіївка, що входить до Китайгородської ОТГ, на лівому березі глибокої балки витягнутої з півночі на південь на 3 км, правою притокою струмка Руска.

Впродовж 5-ти років дії Спеціального дозволу (з 12.07.2012 по 12.07.2017) «ГІПСОВИК» здійснював геологічне вивчення і дослідно-промислову розробку копалини. За цей час було створено цілу промислову інфраструктуру як на території кар'єру, так і на території, необхідній для обслуговування (в тому числі під’їзні шляхи). За дозволеними законом нормами відбувалась переробка і реалізація видобутого ресурсу в межах 5% від затверджених запасів. У процесі вивчення дослідно-промислової розробки було проведено детальну геолого-економічну оцінку родовища. Логічно, що задля реалізації усього обсягу робіт з геологічного вивчення, підприємство інвестувало значний фінансовий ресурс у створення робочих місць, побудову та налагодження промислової інфраструктури із перспективою у подальшому приступити безпосередньо до промислової розробки надр. У процесі вивчення та за результатами робіт, на замовлення підприємства експертною групою, яку очолив головний геолог ВК «Геолог» (м. Київ) Ю. Діденко, було сформовано «Звіт про розвідку твердих корисних копалин. Геолого-економічна оцінка

Колодіївського родовища вапняків у Кам'янець-Подільському районі, Хмельницької області» [1]. 6 квітня 2017 року на підставі представленого «ГІПСОВИКОМ» вищеназваного звіту колегією Державного комітету України по запасах корисних копалин затверджено балансові запаси вапняків Колодіївського родовища (Протокол ДКЗ від 06.04.2019 № 3893).

Починаючи з травня 2017 року для підприємства розпочалась нескінченна «бюрократична епопея листування та спроб» згідно встановлених законом процедур отримати право на продовження розробки і видобування надр Колодіївського кар'єру.

Затримка у вирішенні питання щодо отримання дозволу на розробку надр впродовж двох з половиною років, пов'язана у першу чергу із системним хаосом державного управління в галузі надрокористування. Так, Державною комісією запасів корисних копалин України (далі – ДКЗ) до Державної служби геології та надр України (далі – Держгеонадра) було передано протокол затверджених запасів Колодіївського родовища для введення в дію Але впродовж 6-місяців комісія з надрокористування не спромоглась провести засідання і не функціонувала з різних причин, в тому числі й через відсутність кворуму.

Тривалий час документи із заявою на отримання дозволу «ГІПСОВИКОМ», в Державній службі геології та надр України знаходились без розгляду, що в свою чергу спровокувало порушення термінів у процедурах, визначених Постановою КМУ № 615 від 30.05.2011р. [3].

Через неспроможність одного відомства розглянути документи терміни розгляду в інших відомствах порушувались. Це призвело до того, що «ГІПСОВИКУ» повертали документи 9 разів з різноманітних причин. Затримка розгляду у державних інституціях документів, поданих ще у травні 2017 року, спричинила чергову відмову, адже законодавець з грудня 2018 року зобов'язав надрокористувачів здійснювати «Оцінку впливу на довкілля».

І тільки 22 липня 2019 року Державна служба геології та надр України ухвалила наказ (№ 233), яким надала дозвіл «ГІПСОВИКУ» отримати «Спеціальний дозвіл на користування надрами з метою видобування» терміном дії на 15 років. Після ухвалення цього наказу, Державна служба геології та надр України 25.07.2019 року повідомила підприємство про те, що відповідно до пункту 13 «Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами», за надання дозволу без проведення аукціону справляється збір у розмірі, що розраховується з початкової ціни продажу такого дозволу на аукціоні, відповідно до методики визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами, затвердженої Постановою КМУ від 15.10.2004 р. №1374 [2]. Впродовж 45 днів суб'єкт господарювання сплачує у повному обсязі збір за надання дозволу. У разі несплати у встановлений строк збору за надання дозволу, суб'єкт господарювання щодо якого прийнято рішення про надання дозволу, відповідно до п. 8 Порядку, втрачає право на його отримання, а зазначене рішення скасовується. Для обрахунку розміру збору за надання спеціального дозволу на користування надрами з метою видобування вапняків Колодіївського родовища Держгеонадра рекомендували «ГІПСОВИКУ» звернутись до Українського державного геолого-розвідувального інституту; такий розрахунок коштував підприємству понад 37 тисяч гривень. Безпосередня вартість спецдозволу склала 1 мільйон 296 тисяч гривень. Невід'ємною частиною спецдозволу є Угода про умови користування надрами. 02.08.2019 року «ГІПСОВИК» до Держгеонадр подав зазначену «Угоду» та відомості про сплату за спецдозвіл. Станом, на дату написання статті, 13.09.2019 року, констатуємо, що встановлений законодавством термін розгляду документів (30 календарних днів) минув. «ГІПСОВИК» продовжує очікувати спеціальний дозвіл.

Витрати підприємства

Оренда земельної ділянки. Родовище знаходиться за межами населених пунктів Колодівської сільської ради, що відносяться до земель промисловості, транспорту, зв'язку, енергетики, оборони

та ін. призначення. Вартість оренди земельної ділянки площею 4,6846 га в рік складає 65 тисяч гривень.

Робочі місця. У період з 2012 по 2017 роки в середньому у Колодіївському кар'єрі працювало 34 працівники, з яких 15 обіймали посади із кваліфікаційними вимогами вищої освіти (майстри гірничі, енергетики, менеджери, фінансисти, керівний склад). З 2018 року і до сьогодні у кар'єрі залишилось 2 працівники, котрі здійснюють охорону об'єкту.

Виробництво та реалізація вапнякової продукції «ГІПСОВИКОМ» склала: у 2016 р. – 12 млн 260 тис. грн, 2017 р. – 13 млн 340 тис. грн, 2018 р. – 3 млн 230 грн, за 6 місяців 2019 р. – 0 грн. З зазначених сум до бюджету сплачувалось 20 % ПДВ, податок на прибуток.

Екологія та безпека. Впродовж дослідно-промислової розробки, по всій площі родовища було знято породи розкриву та складовано їх у тимчасовий бурт розкривних порід біля східної межі родовища. Для захисту буртів від вивітрювання та ерозії поверхню засіяно багаторічними травами. За втрати сільськогосподарського виробництва при зміні цільового призначення земельної ділянки Товариство сплатило 34 тисячі гривень.

Допомога громадам. Діюче підприємство, забезпечує робочими місцями, сплачує податки і стимулює розвиток території, на якій знаходиться. У період роботи Колодіївського кар’єру, підприємство систематично брало участь у соціальних проектах, проектах благоустрою території Китайгородської об’єднаної територіальної громади, до складу якої входить 12 сіл. Це: допомога сім’ям учасників АТО, інвалідам та сім’ям загиблих; придбання меблів у перші класи сільських шкіл; надання щебеневої продукції для ремонту сільських доріг, підтримка талановитої молоді, ремонт дошкільних закладів та ін. Зважаючи на те, що з другої половини 2017 року, через зволікання державних служб з наданням дозволу та зупинку роботи кар’єру, підприємство почало зазнавати значних економічних збитків, фінансування соціальних проектів, допомога громадянам були призупинені.

За умови отримання спецдозволу на видобування, прогнозований річний видобуток корисної копалини складатиме 50,0 тис. м^3. *Корисна копалина* - вапняк з прошарками карстової глини. Загальна потужність шару коливається від 18,6 до 26,1 м, середня 23,3 м. Тіло корисної копалини залягає пластоподібно і має регіональний нахил на південний захід. Розкривними породами є грунтово-рослинний шар і вивітрілий вапняк. Видобування корисної копалини здійснюватиметься згідно «Оцінки впливу на довкілля» відкритим способом транспортною системою розробки із тимчасовим зовнішнім розташуванням відвалів розкривних порід та наступним їх переміщенням у відпрацьований простір. Розробка родовища відбуватиметься вище рівня ґрунтових вод із застосуванням кар’єрної техніки, а видобувні роботи – на 2 добувних уступах висотою до 15 м. Досвід вивчення кар’єру свідчить про те, що атмосферні опади повністю дренуються в підстилаючі породи. Вода у кар’єрі з’являтиметься лише за рахунок атмосферних опадів.

Екологічні застереження, вимагатимуть від підприємства дотримання: нормативного розміру *санітарно-захисної зони об'єкта;* гранично допустимих концентрацій шкідливих речовин в повітрі за межами санітарно-захисної зони; допустимого рівня шуму на заселеній території. Також «ГІПСОВИК» зобов’язується здійснити заходи із захисту земель від ерозії, підтоплення, заболочування, пересушення, ущільнення, забруднення відходами виробництва; відновлення порушених гірничими роботами земель, їх рекультивацію.

Зважаючи на вищевикладене, спробуємо змоделювати ситуацію, коли з’являється інвестор і вкладає ресурси у новий бізнес-проект, пов’язаний з видобуванням корисної копалини. Розраховуючи рентабельність та окупність подібного проекту, інвестор сподівається на прозорі законні процедури, дотримання термінів та прогнозовані економічні вигоди. Створюється промислова інфраструктура з дороговартісною технікою, винаймаються висококваліфіковані працівники. Інвестор має забезпечити наповнення фонду заробітної плати, сплату податків,

орендної плати, ресурсні платежі, прямі матеріальні, адміністративні, амортизаційні, логістичні, загально-виробничі витрати. Якщо бізнес-проектом передбачена переробка добутих надр, це також вимагає спеціальних технологій та додаткових потужностей. Значні затрати йдуть на проекти з оцінки запасів, впливу на довкілля, за спецдозвіл та інші. Закінчується 5-річний термін дозволу на геологічне вивчення і, за наявності усієї необхідної документації, інвестор сподівається нарешті отримати економічні зиски при отриманні (продовженні) дозволу на промислове видобування. Кожен день очікування дозволу та простою у роботі з незалежних від бізнесу причин, призводить до великих збитків та зростання ймовірності втрати перспектив такого проекту взагалі. Працівників кар'єру доводиться скорочувати, йдуть витрати: на оплату охорони об’єкту, що не працює, на «боротьбу з бюрократичною системою», на додаткові експертизи та необхідні для отримання дозволу проекти, оренду. Варто пам’ятати і про безпеку об’єкту, адже у випадку повної або часткової ліквідації чи консервації гірничодобувного об'єкта надрокористувач зобов’язаний гірничі виробки привести у стан, який гарантує безпеку людей, майна і навколишнього природного середовища, а в разі консервації – зберегти родовища та гірничі виробки на весь період консервації.

Висновок очевидний, і поки не відбудуться якісні зміни, він – невтішний. За умови системного хаосу в галузі, такі бізнес-проекти збиткові і приречені на швидке банкрутство. Так з’являються покинуті кар’єри – небезпечні об’єкти, як для екології, так і людини, що не приносять жодного економічного зиску території. З’являються нелегальні «копачі й копанки» Відповідно – відсутні соціальні, економічні, екологічні вигоди. Втрачається трудовий кваліфікований потенціал і про сталий розвиток цієї території не йдеться. Особливо така ситуація характерна для громад сільської місцевості, де не розвинені інші галузі.

Література

1. Звіт про розвідку твердих корисних копалин. Геолого-економічна оцінка Колодіївського родовища вапняків у Кам’янець-Подільському районі, Хмельницької області Ю. Діденко ВК «Геолог» (м. Київ).

2. Про затвердження Методики визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами: Постанова КМУ від 15 жовтня 2004 р. N 1374 [Електронний ресурс] Режим доступу: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1374-2004-%D0%BF.

3. Про затвердження Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами: Постанова КМУ від 30 травня 2011 р. № 615 [Електронний ресурс] Режим доступу: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/615-2011-%D0%BF.

4. Пугач В. Теоретичні засади сталого надрокористування. *Економіка природокористування і охорони довкілля.* 2014. № 1. С. 45–48.

5. Цілі сталого розвитку 2016–2030 // Офіційний сайт: United. Nations. Ukraine. 2019. № 2(4). [Електронний ресурс]. Режим доступу : http://www.un.org.ua/ua/oon-v-ukraini.

УДК [502.21:615.83]+[330.15:502.13](262.5.05)

ДОРОЖНЯ КАРТА РОЗВИТКУ КУРОРТУ ДЕРЖАВНОГО ЗНАЧЕННЯ «КУЯЛЬНИК»

Безверхнюк Т.М., *доктор наук з державного управління, професор,*
Бабова І.К., *д. мед.н., с. наук. с., babovairina@gmail.com,*
Одеський регіональний інститут державного управління
Національної академії державного управління при Президентові України, м. Одеса, Україна

У доповіді представлено результати наукового дослідження щодо обґрунтування дорожньої карти становлення курорту «Куяльник» як курорту світового рівня та міжнародного значення, що орієнтовно триватиме 15–20 років та логічно розподілено на 3 періоди: 1 період переходу курорту до статусу «дестинації оздоровлення»; 2 період створення медичного/оздоровчого кластера; 3 період отримання статусу «курорт міжнародного значення». Доведено, що головна мета періоду 1 – це формування курортного продукту/товару – комплексної курортної послуги, організованої на індивідуальній або колективній основі за певною лікувальною, оздоровчою або медичною програмою з послугами харчування і проживання, попереднім бронюванням і придбанням проїзних квитків, транспортних, екскурсійних послуг, страховки, оформлення віз тощо. Головна мета періоду 2 – створення медичного кластеру як добровільного об'єднання взаємодоповнюючих одне одного підприємств різних форм власності матеріального і нематеріального виробництва, соціальної, рекреаційно-туристичної сфери, що тісно співпрацюють з науковими установами, громадськими організаціями та органами місцевої влади, для досягнення економічного ефекту від створення і реалізації конкурентоспроможного курортного продукту в межах дестинації оздоровлення. Головна мета періоду 3 – підтвердити якість надання послуг на відповідність міжнародним стандартам і забезпечити функціонування усіх об'єктів лікувально-оздоровчого туризму та рекреаційної діяльності на природній території Куяльницького лиману як цілорічного бальнеологічного курорту міжнародного рівня.

ROAD MAP OF «KUALNYK» STATE RESORT DEVELOPMENT

Bezverkhniuk T., *PhD (public administration), Prof.,*
Babova I., *Dr. Sci. (Med.), Senior Research Officer, babovairina@gmail.com,*
Odessa Regional Institute of Public Administration of National Academy
of Public Administration under the President of Ukraine, Odessa, Ukraine

The report presents the results of a scientific study on the justification of the roadmap for the establishment of the resort «Kuyalnik» as a world-class resort of international importance, which will approximately lasts 15 - 20 years and is logically divided into 3 periods: 1 period of transition of the resort to the status of «destination of health»; 2 period of creation of medical / health cluster; 3 period of obtaining the status of the «resort of international importance». It is proved that the main purpose of period 1 is the formation of a resort product – a comprehensive resort service, organized on an individual or collective basis for a specific цуддтуыы, health or medical program with food and accommodation services, advance booking and purchase of travel tickets, transport, insurance, visa processing and more. The main objective of period 2 is to create a medical cluster as a voluntary association of mutually complementary enterprises of different forms of ownership of tangible and intangible production, social, recreational and tourist sphere, working closely with scientific institutions, public organizations and local authorities to achieve economic impact from the creation and sale of a competitive resort product within the destination of wellness. The main objective of period 3 is to confirm the quality of services provided in accordance with international standards and to ensure the functioning of all objects of health tourism and recreational activities in the natural territory of Kuyalnytskyi estuary as a year-round balneological resort of international level.

Розвиток курорту «Куяльник» базується на сучасних сприятливих можливостях для активізації рекреаційної діяльності та лікувально-оздоровчого туризму:

– традиція академічної школи фізіотерапії, курортології та відновлювальної медицини і великий науково-практичний досвід в галузі санаторно-курортного лікування;

– активно розвиваються нові напрями профілактично-оздоровчої медицини, в які інвестуються кошти – зростає популярність, формується новий сегмент туристичного ринку – лікувальний/медичний туризм – medical-SPA;

– зростання рекреаційних потреб населення;

– розвиток концепції охорони здоров'я здорової людини, мета якої знизити перерозподіл з популяції здорових до хворих, передбачає впровадження сучасних технологій оздоровлення, доповнення існуючої системи відновлювального лікування SPA-програмами з включенням медичних SPA-послуг (medical SPA), спрямованими на профілактику, формування у населення культури здоров'я;

– рекреаційно-туристичний потенціал Приміської рекреаційної зони є дуже потужним (море, лимани, лікувальні грязі (пелоїди), ропа, мінеральні води) у поєднанні з історико-культурними ресурсами створює передумови пріоритетного розвитку санаторно-курортного господарства і туризму, орієнтованих на обслуговування як вітчизняних, так і іноземних рекреантів;

– диверсифікація курортно-туристичних продуктів, поява нових рекреаційних послуг та різновидів лікувально-оздоровчого туризму:

– впровадження нових форм надання послуг: відокремлення туристичного продукту індустрії гостинності та лікувально-оздоровчого туристичного продукту, який формується на курортах на базі спа-підприємства, які у багатьох випадках не мають власних засобів тимчасового розміщення, а орієнтуються на клієнтів різних готелів дестинації (наприклад, загальнокурортні водолікарні);

– отримання статусу курорт, упорядкування курортного будівництва.

Процес становлення курорту «Куяльник» як курорту світового рівня та міжнародного значення орієнтовно триватиме 15–20 років та логічно розбивається на 3 періоди [1] (рис. 1):

– період переходу курорту до статусу «дестинації оздоровлення»;
– період створення медичного/оздоровчого кластера;
– період отримання статусу «курорт міжнародного значення».



Рис. 1. Дорожня карта розвитку курорту державного значення «Куяльник»

Період 1 «Створення дестинації оздоровлення». Головна мета періоду 1 – це формування курортного продукту/товару – комплексної курортної послуги, організованої на індивідуальній або колективній основі за певною лікувальною, оздоровчою або медичною програмою з послугами харчування і проживання, попереднім бронюванням і придбанням проїзних квитків, транспортних, екскурсійних послуг, страховки, оформлення віз тощо.

Принцип формування курортного продукту – *оптимальне співвідношення складових*: співвідношення основної і специфічної складових становить 50 : 50, співвідношення основної + специфічної та додаткової складових – 40 : 60 (табл. 1).

Таблиця 1

Принцип формування курортного продукту

Курортний продукт		
Основна складова	*Специфічна складова*	*Додаткова складова*
Бронювання Проживання Харчування Трансфер Страхування Візова підтримка Організація безпеки	Програми: лікування, діагностики, реабілітації, оздоровлення, відновлювального відпочинку, спортивно-оздоровчі	Екскурсії Прокат інвентарю Індустрія розваг Навчання Послуги гідів та перекладачів Сувеніри Спа-продукція

Етапи періоду 1:

- *етап 1 «Організаційно-іміджевий»:* розробка наукового та техніко-економічного обґрунтування проекту розвитку курорту «Куяльник», розробка маркетингової стратегії, бренду курорту; розробка комплексної цільової державної програми розвитку курорту «Куяльник»; розробка містобудівної та землевпорядної документації курорту «Куяльник», включаючи детальний план території курорту, винос меж зон санітарної охорони курорту, та ін. відповідне коригування діючої містобудівної документації міста Одеси та області; будівництво адміністрації курорту та туристичного інформаційного центру; створення інформаційного порталу курорту, запуск першого ознайомчого етапу рекламної кампанії; будівництво безкоштовного бювету як іміджевого елементу цілорічного функціонування та реконструкція паркової зони і удосконалення пакету послуг діючого санаторії ім. Пирогова;
- *етап 2 «Магнітний»*: створення Національного природного парку «Куяльник» з еколого-науковим і просвітнім центром, гідропарку, ветланд-парку – об'єктів, що слугуватимуть основними туристичними та інвестиційними аттракторами та забезпечать необхідні надходження для розвитку інфраструктури курорту; створення гідрогеологічної режимно-експлуатаційної станції, що забезпечить контроль за раціональним і технічно обґрунтованим використанням природних лікувальних ресурсів, проведення санітарно-відновлювальних заходів, а також комплексну розробку родовищ природних мінеральних ресурсів та інші роботи згідно з умовами спеціального дозволу або угоди про розподіл продукції (зокрема, розлив мінеральних вод, пакетування лікувальних грязей, тощо);
- *етап 3 «Інфраструктурний»*: реконструкція та нове будівництво інженерних мереж, під'їзних та внутрішніх доріг, пляжної зони – лікувально-оздоровчого пляжу, що спеціально обладнаний та придатний за санітарно-гігієнічними, геологічними та фізико-географічними показниками для проведення лікувально-профілактичних процедур та купання під контролем медичного персоналу; а також створення мережі невеликих рекреаційно-оздоровчих закладів та реконструкція клінічного санаторію ім. Пирогова. На цьому етапі рекомендується також створення міні-заводу з виробничою лінією косметичних продуктів із використання ропи та пелоїдів Куяльницького лиману.

Період 2 «Створення медичного кластеру». Головна мета періоду 2 – створення медичного кластеру як добровільного об'єднання взаємодоповнюючих одне одного підприємств різних форм власності матеріального і нематеріального виробництва, соціальної, рекреаційно-туристичної сфери, що тісно співпрацюють з науковими установами, громадськими організаціями та органами місцевої влади, для досягнення економічного ефекту від створення і реалізації конкурентоспроможного курортного продукту в межах дестинації оздоровлення.

Характерною особливістю кластера є не лише взаємодоповнюваність підприємств, які до нього належать, але і неможливість функціонування їх поза рекреаційно-туристичною сферою. У своїй багатокомпонентній основі медичний кластер формує додатковий синергетичний та компліментарний актив завдяки:

– координації сумісних дій, посиленню обміну інформацією, досвідом, інноваційними технологіями, сумісному використанню обслуговуваних інфраструктурних об'єктів дестинації;

– підготовки та підвищення кваліфікації кадрів курортного супроводу й обслуговування;

– застосування особливих режимів оподаткування, інвестування, а також правового регулювання, надання субвенцій.

Етапи періоду 2:

– визначення зовнішнього контуру кластера – елементів інтегрованого курортного комплексу, що містить всі заклади на території, які надають санаторно-реабілітаційні, лікувально-оздоровчі та рекреаційні послуги;

– визначення підприємств-учасників, що безпосередньо увійдуть у ядро кластеру, діяльність яких залежить від діяльності інших підприємств ядра (які отримують доходи від спільної діяльності);

– визначення центру управління кластером – структури, що створюється на асоціативної або корпоративної основі та засновується усіма учасниками внутрішнього контуру кластера для узгодженої спільної діяльності, розвитку спільної інфраструктури, а також реалізації спільних проектів і програм;

– визначення підприємств-партнерів зовнішнього контуру кластеру, діяльність яких не пов’язана з наданням санаторно-реабілітаційних, лікувально-оздоровчих та рекреаційних послуг, але які мають взаємовідносини з підприємствами внутрішнього кругу кластера (транспортні компанії, банківські структури, сільськогосподарські підприємства тощо), та формування системи взаємодії з ними.

Період 3 «Створення курорту міжнародного рівня». Головна мета періоду 3 – підтвердити якість надання послуг на відповідність міжнародним стандартам і забезпечити функціонування усіх об’єктів лікувально-оздоровчого туризму та рекреаційної діяльності на природній території Куяльницького лиману як цілорічного бальнеологічного курорту міжнародного рівня.

Загальновизнаними у світі *характеристиками курортів міжнародного класу* (Союз професіоналів SPA, курортів та Wellness-об’єктів України [2], World Spa Awards [4], Європейська асоціація курортів [3]) є:

– унікальність в загальносвітових масштабах географічних і природно-кліматичних характеристик, що визначають пріоритетне використання того чи іншого виду рекреаційних ресурсів;

– історична і культурна унікальність території курортів;

– наявність широкого набору розвинених об'єктів атракції, що нівелюють фактор сезонності;

– універсальна доступність спілкування (англійська мова);

– максимальна міжнародна транспортна доступність і розвиненість постійних пасажирських транспортних мереж;

– наявність спрощених процедур в'їзду / виїзду для представників значної кількості держав;

– широта, різноманітність і збалансованість пропозиції серед засобів розміщення різної підтвердженої категорійності;

– присутність на ринку засобів розміщення значної кількості світових готельних операторів;
– розвинена туристична інфраструктура;
– розвинена внутрішня транспортна система;
– розвинена сфера послуг і високий рівень обслуговування;
– високий рівень безпеки;
– сприятливі екологічні показники;
– широка міжнародна популярність;
– підтверджена попитом популярність;
– наявність підтримки з боку держави в просуванні і розвитку курорту;
– висока інвестиційна привабливість на внутрішньому і світовому ринку.

Як показав проведений аналіз, курорт Куяльник, на сьогодні, приблизно на 30 % відповідає вищезазначеним критеріям. Але, ця ситуація не є винятковою для Куяльника, а ще 20 років тому, такий стан був характерним і для значної кількості бальнеологічних курортів східної Європи. Для вирішення складних системних проблем розвитку курортів були утворені національні, регіональні та міжнародні професійні асоціації. Наприклад, Асоціація лікувальних курортів Чеської Республіки; Асоціація природних курортів Словенії тощо.

На сьогодні у світі активно функціонує низка саморегулівних організацій у сфері курортної діяльності:

- *Європейська асоціація курортів ESPA та її стандарти якості EuropeSPA Med@Wellness* – сприяти курортам Європи в цілому і бальнеології зокрема в тому, щоб такі природні фактори, як мінеральні води, лікувальні грязі, ландшафт і клімат були максимально доступні і корисні населенню; підтримка високого рівня та гарантія якості послуг європейської курортної справи;
- *Європейська асоціація історично термальних курортів EHTTA* – створення тісного партнерства між містами-курортами і сприяння обміну досвідом між різними учасниками культурного життя цих міст; тема овіяних історією курортів і термальних джерел отримує постійний розвиток в рамках маркетингової діяльності завдяки її великим потенціалом в справі розвитку туризму. Інститут культурних маршрутів Європи присудив EHTTA нагороду «Культурний маршрут Європи». *Європейський історичний маршрут «Термальні курорти»* об'єднує історичну та культурну спадщина міст-курортів і демонструє всю значимість термальних джерел;
- *World Spa Awards* – програма щорічних премій за видатні досягнення в галузі спа та велнес-індустрії, що зорієнтована на стимулювання росту, інновацій і провідного досвіду у світовому масштабі. Отримання такої нагороди – найкращий бренд для бальнеологічного курорту.

Слід наголосити, що *в Україні також ефективно працюють дві неурядові організації:*

- Союз професіоналів SPA, курортів та Wellness-об'єктів України, що працює в Україні з 2012 року та реалізовує важливі проекти з розвитку SPA і велнес-індустрії: створені та втілені у практику національні SPA стандарти для персоналу, сервісу та приміщень; створена бізнес-концепція сучасного національного SPA України з метою втілення ексклюзивного національного SPA у будь який від об'єкт 3^{***} до 5^{***} у готелях і курортах у будь якому зручному форматі;
- Всеукраїнська асоціація фізіотерапевтів та курортологів.

Усі вищезазначені організації сприяють розвитку курортної справи та допомагають у створенні всіх необхідних умов для виходу курорту на міжнародний рівень.

Першим етапом 3 періоду є підтвердження конкурентоспроможності бальнеологічного курорту Куяльник на європейському ринку лікувально-оздоровчого туризму. Основним

інструментом є *членство в Європейській асоціації курортів ESPA та сертифікація за стандартами якості EuropeSPA Med@Wellness.*

Висновки. Представлена дорожня карта розвитку курорту «Куяльник» ґрунтується на стратегічному баченні курорту світового рівня та міжнародного значення. Обґрунтовано, що процес становлення курорту «Куяльник» як курорту світового рівня орієнтовно триватиме 15–20 років та логічно розбивається на 3 періоди: період переходу курорту до статусу «дестинації оздоровлення»; період створення медичного/оздоровчого кластера; період отримання статусу «курорт міжнародного значення». Обґрунтовано механізми реалізації концепції. З метою створення основних функціональних складових курорту та забезпечення їх успішного функціонування, подальшого розвитку і удосконалення розроблено стратегічний портфель проектів. Для реалізації концепції та стратегічного портфелю проектів за дорожньою картою обґрунтовано організаційно-правовий, фінансово-економічний, інформаційно-комунікативний, інструментально технологічний механізми управління та визначено форми участі держави та / або форми надання державної підтримки в реалізації проектів.

Реалізація концепції розвитку курорту «Куяльник», ураховуючи масштабність та соціальну значимість створюваного об’єкта, потребує формування адекватної організаційно-правової моделі державної підтримки розвитку медично-реабілітаційних, лікувально-профілактичних, санаторно-курортних та рекреаційних закладів з відповідною інфраструктурою на засадах державно-приватного партнерства. При цьому мають бути враховані як фінансові можливості державної підтримки, так і соціальні аспекти.

Література

1. Куяльницький лиман: реалії та перспективи рекреаційного використання: монографія / Буркинський Б.В., Бабов К.Д., Нікіпелова О.М. та ін.; Ін-т пробл. ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України, ДУ «УкрНДІ мед. реабілітації та курортології МОЗ України». Одеса, 2019. 314 с.

2. Союз професіоналів SPA, курортів та Wellness-об’єктів України. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://soyuz-spa.com.

3. Європейська асоціація курортів. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://www.espa-ehv.eu

4. World Spa Awards. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://worldspaawards.com

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 614.841.12:539.377

ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА СКЛАДІВ НАФТИ І ГАЗУ, ЯК НЕВІД'ЄМНА СКЛАДОВА СТАЛОГО РОЗВИТКУ

***Семерак М.М.*[1]**, *д. тех. н., професор, msemerak@ukr.net,*
***Михайлишин М.Р.*[2]**, *mykhailyshyn.mykola@gmail.com,*
1 – Національний університет «Львівська політехніка», м. Львів, Україна,
2 – Черкаський інститут пожежної безпеки імені Героїв Чорнобиля
Національного університету цивільного захисту України, м. Черкаси, Україна

Нафта і природній газ є одними з плодів земних надр. З моменту їхнього видобутку виникає потреба у їхньому зберіганні. З цією метою споруджуються резервуарні парки. Велика кількість горючих вуглеводнів, які скупчені на обмеженій території, становить значну пожежну небезпеку. Однією з ключових засад сталого розвитку нафто-газової промисловості є забезпечення пожежної безпеки складів нафти та нафтопродуктів. Для підвищення рівня пожежної безпеки складів нафти і нафтопродуктів необхідно впроваджувати у промислові процеси новітні технології, вдосконалювати існуючі норми, правила та нормативно правові акти у цій галузі.

Дана робота присвячена дослідженню пожеж на складах нафти і нафтопродуктів, їхньому впливу на резервуарні парки та поведінці резервуарів під час пожежі. Що в свою чергу дозволить розробити превентивні заходи у галузі пожежної безпеки.

В роботі методом математичного моделювання розраховано інтенсивність теплообміну між вертикальними сталевими резервуарами, в яких зберігаються нафтопродукти, та полум'ям пожежі. При цьому враховано різні варіації розмірів резервуарів, віддалі між резервуарами та полум'ям пожежі, а також їхнього взаємного розміщення. На основі отриманих даних за допомогою методу кінцевих елементів визначено температурний розподіл резервуарів, які піддаються зовнішньому впливу пожежі. Використовуючи рівняння теорії пружності одержані аналітичні вирази напружено-деформованого стану циліндричних резервуарів за умов зміни температури їхніх конструктивних елементів, які дають можливість визначити найбільш вразливе місце в конструкції резервуара до впливу температури.

FIRE SAFETY OF OIL AND GAS STORAGE AS AN INTEGRAL PART OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT

***Semerak M.*[1]**, *Dr. Sci. (Eng.), Prof., msemerak@ukr.net,*
***Mykhailyshyn M.*[2]**, *mykhailyshyn.mykola@gmail.com,*
1 – Lviv Polytechnic National University, Lviv, Ukraine,
2 – Cherkasy Institute of Fire Safety named after Chornobyl Heroes
of National University of Civil Defense of Ukraine, Cherkasy, Ukraine

Oil and natural gas are one of the products of the earth's interior. From the moment of their extraction there is a need for their storage. Tank parks are being built for this purpose. The large amount of combustible hydrocarbons that are accumulated in a confined area is a significant fire hazard. One of the key principles of the sustainable development of the oil and gas industry is to ensure the fire safety of oil and petroleum products. To increase the level of fire safety of oil and petroleum depots it is necessary to introduce the industrial processes modern technologies, to improve the existing norms, rules and regulations in this field.

The article is concerned with fires in oil and petroleum depots, their impact on tank parks and the behavior of tanks during a fire. As a result it will allow to develop preventive measures in the field of fire safety.

The mathematical simulation calculates the intensity of heat exchange between the vertical steel tanks where the petroleum products are stored and the flame of the fire. Heat exchange depends of different variations in tank sizes, the distance between the tanks and the flames of the fire, and their relative positioning. Based on the data obtained using the finite element method, the temperature distribution of the tanks that are exposed to external fire is determined. Using the equation of elasticity theory, analytical expressions of stress-strain state of cylindrical tanks are obtained under conditions of temperature change of their structural elements, which make it possible to determine the most vulnerable place in the design of the tank to the effect of temperature.

Нафта і природний газ – одні із найбільш цінних та найбільш споживаних корисних копалин у світі. Після видобування нафти і газу виникає потреба в їхньому зберіганні, транспортуванні та переробці. Для зберігання цих продуктів споруджуються склади нафти, газу і нафтопродуктів. Здебільшого такі склади являють собою резервуарні парки (рис. 1).



Рис. 1. Резервуарний парк

Скупчення великої кількості горючих вуглеводнів призводить до зростання рівня пожежної небезпеки таких об’єктів. Пожежі на об’єктах нафтогазової промисловості часто призводять до загибелі людей, великих матеріальних збитків та наносять значну шкоду екології.

Якщо розглядати проблематику пожежної безпеки складів нафти і газу в контексті «перспектив інвестування», то слід зазначити, що будь-який інвестор зацікавлений у збережені та безпеці своїх капіталовкладень. З огляду на це забезпечення пожежної безпеки нафтогазової промисловості є одним із ключових напрямків на шляху до сталого розвитку.

Яскравим повчальним прикладом є пожежа на нафтобазі, яка сталася в червні 2015 року у Васильківському районі Київської області (рис. 2). В наслідок надзвичайної ситуації загинуло 5 осіб, в тому числі троє рятувальників, 16 людей отримали травми різних ступенів важкості. Пожежа тривала майже два тижні і завершилась повним вигоранням нафтопродукту. Витрати на гасіння пожежі оцінили в 50 млн грн. Згідно даних ДСНС це була найбільша пожежа в Україні за час незалежності [1].

Такі пожежі не є рідкістю і для інших країн світу, серед яких є і найбільш економічно розвинені держави, наприклад:

- 2003 року у сусідній нам Польщі, в Гданську, трапилася пожежа в резервуарному парку. За даними інституту причиною пожежі являвся мобільний телефон, який зіграв роль джерела займання паро-повітряної суміші. В наслідок вибуху газів загинуло троє робітників, які в цей момент перебували на покрівлі резервуара. Після вибуху резервуар об'ємом 20 000 м^3 охопило полум'ям;
- 11 грудня 2005 року в Бунсфілді, що на півночі від Лондону, відбулася найбільша в Європі пожежа на нафтобазі. В наслідок пожежі зруйновано 23 великих резервуари з нафтою (рис. 3).

Запобігти таким катастрофам можна шляхом вдосконалення та підвищення рівня пожежної безпеки об’єктів нафто-газової промисловості. Високий рівень пожежної безпеки забезпечується впровадженням у промислові процеси новітніх технологій, вдосконаленням існуючих норм, правил та нормативно правових актів у галузі видобутку, зберігання та переробки нафти і газу. Очевидним є той факт, що рушійною силою цих процесів є наука.

Отже висновок простий: розвинемо науку – здобудемо новітні технології, якісні норми та правила; здобудемо новітні технології, якісні норми та правила – підвищимо рівень пожежної безпеки; підвищимо рівень пожежної безпеки – вбережемося від загибелі людей в наслідок пожеж, великих матеріальних збитків та шкоди екології. Все це в свою чергу забезпечить сталий розвиток галузі та сприятиме залученню інвестицій.



Рис. 2. Фото пожежі на нафтобазі у Васильківському районі Київської області. Червень 2015 року



Рис. 3. Фото з пожежі на нафтобазі у Бунсфілді

Метою роботи є дослідження пожеж на складах нафти і нафтопродуктів, їх вплив на резервуарні парки та поведінки резервуарів під час пожежі. Що в свою чергу дозволить розробити превентивні заходи у галузі пожежної безпеки.

У попередніх працях розглянуто питання теплового впливу на резервуари під час пожежі. Методом математичного моделювання розраховано інтенсивність теплообміну між вертикальними сталевими резервуарами (РВС) та полум'ям пожежі. При цьому враховано різні варіації розмірів резервуарів, віддалі між резервуарами та полум'ям пожежі, а також їхнього взаємного розміщення [2–6].

На основі отриманих даних за допомогою методу кінцевих елементів визначено температурний розподіл резервуарів, які піддаються зовнішньому впливу пожежі (рис. 4, 5) [7].

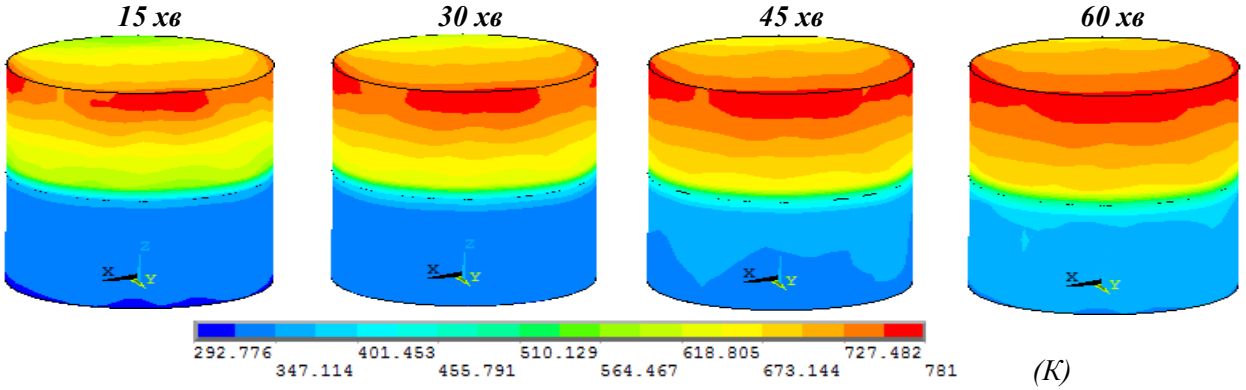


Рис. 4. Розподілення температури по зовнішній стінці резервуару яка нагрівається тепловим впливом пожежі при його заповненні на 50 % та віддалі до факелу полум'я 10 м

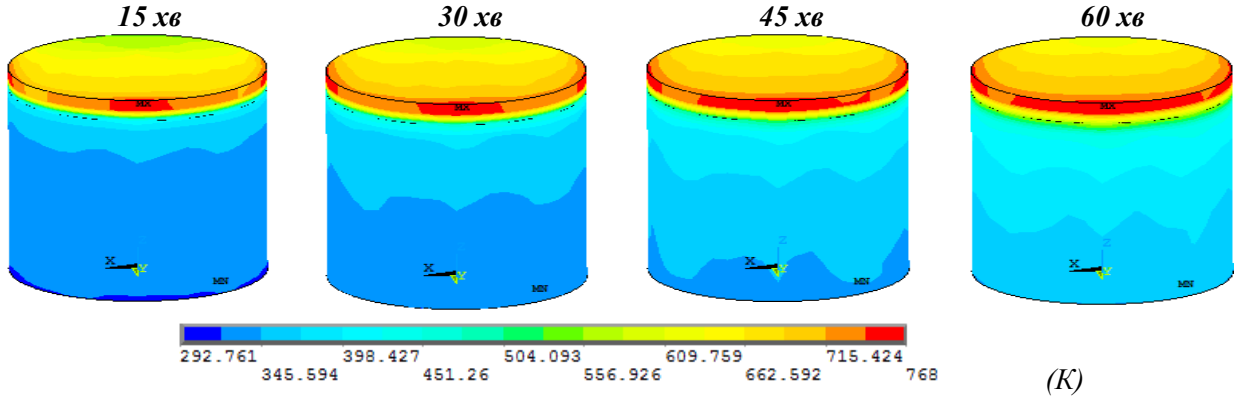


Рис. 5. Розподілення температури по зовнішній стінці резервуару яка нагрівається тепловим впливом пожежі при його заповненні на 90 % та віддалі до факелу полум'я 10 м

Також розраховано термо-напружений стан металевих конструкцій РВС із нафтопродуктами під впливом пожежі. Що у свою чергу дозволяє визначити найбільш вразливі до впливу температури місця в конструкції резервуарів.

На сьогоднішній день наші зусилля сконцентровані на вивченні та дослідженні таких явищ як викид нафтопродуктів під час горіння резервуарів та руйнування резервуарів під впливом температури. Викид це явище яке супроводжує горіння рідких вуглеводнів у резервуарах. В наслідок цього явища стовп горючої рідини вириваєтся з резервуара, утворюючи при цьому «вогняну кулю» (рис. 6).

Найчастіше викид відбувається при пожежах у резервуарних парка, при горінні вертикальних резервуарів зі стаціонарною покрівлею.

Наслідки які несе за собою викид горючої рідини є катастрофічними. "Вогняна куля" накриває полум'ям велику площу, при цьому наносить непоправної шкоди.

Як свідчить аналіз сучасної літератури [8–10] причини руйнування резервуарів під час пожежі залишаються загадкою для світової наукової спільноти. Таким це унеможливлює розробку запобіжних заходів, які дозволять зберегти резервуари від руйнування під впливом пожежі.



Рис. 6. Вогняна куля на нафтобазі БРСМ Нафта (Україна, Київська обл.)

Отже для досягнення поставленої мети необхідно глибше дослідити явище руйнування резервуарів під час пожежі для подальшого розроблення превентивних заходів.

Література

1. https://undicz.dsns.gov.ua/files/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%82%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B8%D0%BA%D0%B0/2015/AD_12_15.pdf
2. Семерак М.М., Чернецький В.В., Михайлишин М.Р. Математичне моделювання та дослідження теплових процесів у вертикальних коаксіальних резервуарах за умов пожежі. Пожежна безпека: Збірник наукових праць. ЛДУ БЖД. Львів, 2015. №26. С. 133–137.
3. Чернецький В.В., Семерак М.М., Михайлишин М.Р. Математичне моделювання та дослідження теплових процесів у вертикальних сталевих резервуарах за умов пожежі. *Пожежна безпека*: Збірник наукових праць. ЛДУ БЖД. Львів, 2015. №27. С. 151–156.
4. Семерак М.М., Чернецький В.В., Михайлишин М.Р. Термодинамічні процеси в замкнутому просторі вертикальних сталевих резервуарів за умов пожежі. Пожежна безпека: Збірник наукових праць. ЛДУ БЖД. Львів, 2016. №29. С. 142–148.
5. Семерак М.М., Михайлишин М.Р. Вплив швидкості вітру на процеси теплообміну між вертикальними сталевими резервуарами (на прикладі пожежі на нафтобазі «БРСМ Нафта»). Пожежна безпека: Збірник наукових праць. ЛДУ БЖД. Львів, 2017. №30. С. 137–147.
6. Семерак М. М., Михайлишин М. Р. Визначення інтенсивності теплових потоків, обумовлених пожежею в резервуарному парку за умов розливу нафтопродуктів. Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека №1(5), 2018. С. 86–98.
7. Семерак М.М., Поздєєв С.В., Яковчук Р.С., Чернецький В.В. Моделювання теплового впливу пожежі на резервуари з нафтопродуктами в резервуарних парках. Пожежна безпека: Збірник наукових праць. ЛДУ БЖД. Львів, 2016. №29. С. 125–136.
8. Швырков С.А. Анализ статистических данных квазимгновенных разрушений вертикальних стальных резервуаров/ С.А. Швырков, С.В. Батманов// Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация. № 1(9). М.: Академия ГПС МЧС России, 2008. 166 с.
9. Волков О. М. Версия «домино» на пожаре группы РВС – 20 000 на линейной производственно-диспетчерской станции «Конда»/ О.М. Волков// Интернет-журнал «Технологии техносферной безопасности» (http://ipb.mos.ru/ttb) випуск № 3 (49), 2013 г.
10. Persson, H. and Lönnermark, A. (2004) «Tank Fires - Review of Fire Incidents 1951–2003», SP Fire Technology Report 14, BRANDFORSK Project 513-021, SP Swedish National Testing and Research Institute.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98

ПОШУКИ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ І ЕТАПНІСТЬ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

***Харченко М.В.*[1]**, *к. геол.-мін. н., kharchenko@naukanaftogaz.kiev.ua,*
***Вакарчук С.Г.*[2]**, *к. геол. н., svakarchuk@vikoil.kiev.ua,*
***Чепіль П.М.*[3]**, *к. геол.-мін. н., PChepil@naftogaz.com,*
***Коваль А. М.*[3]**, *к. геол. н., KovalA@naftogaz.com,*
1 – Дочірнє підприємство «Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості»
Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», м. Вишневе, Україна,
2 – Геофізична компанія ТОВ «Вікоіл Лтд», м. Київ, Україна,
3 –- Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України», м. Київ, Україна

Ефективність проведення геологорозвідувальних робіт значним ступенем визначається правильною постановкою завдань, визначенням етапів робіт і відповідних видів геолого-геофізичних і інших видів дослідження. Сучасний стан проведення робіт вимагає коригування стандарту «Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ».

HYDROCARBON PROSPECTING AND EXPLORATION ACTIVITY STAGES

***Kharchenko M.*[1]**, *Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), kharchenko@naukanaftogaz.kiev.ua,*
***Vakarchuk S.*[2]**, *Cand. Sci. (Geol.), svakarchuk@vikoil.kiev.ua,*
***Chepil P.*[3]**, *Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), PChepil@naftogaz.com,*
***Koval A.*[3]**, *Cand. Sci. (Geol.), KovalA@naftogaz.com,*
1 – Subsidiary enterprise «Scientific-research institute of oil and gas industry»
of National Joint Stock Company «Naftogaz of Ukraine», Vyshneve, Ukraine,
2 – Geophysical company LLC «Vicoil LTD», Kyiv, Ukraine,
3 – National Joint Stock Company «Naftogaz Of Ukraine», Kyiv, Ukraine

Effectiveness of the exploration works is significantly based on correct formulation of its tasks, definition of its stages and respective types of geological and geophysical investigations, etc. Current state of the art for such activity requires updating of the Stages and phases of exploration works for oil and gas Industrial Standard.

Ефективність проведення геологорозвідувальних робіт (ГРР) значним ступенем визначається правильною постановкою завдань, визначенням етапів ГРР і відповідних видів геолого-геофізичних і інших видів дослідження. Визначення видів робіт і ступеню їх детальності (зокрема масштабу сейсморозвідки і інших досліджень) обумовлюється завданнями, які повинні бути вирішені на даному етапі (стадії) проведення ГРР.

На сьогодні стадійність проведення ГРР на пошуки вуглеводнів (ВВ) в Україні регламентується прийнятому в 1999 р. Галузевому стандарту «Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ» [1]. Згідно зазначеного стандарту в залежності від поставлених задач і стану вивченості нафтогазонасиченості надр виділяється три етапи ГРР – регіональний, пошуковий і розвідувальний. Кожен з етапів в свою чергу має окремі стадії виконання робіт. Зокрема регіональний етап включає три стадії :

- виділення зон і районів для першочергового вивчення;
- виявлення об’єктів (структур);
- визначення наявності пасток ВВ і підготовка об’єктів (структур) до глибокого буріння.

Пошуковий етап має лише одну стадію : пошуків родовищ (покладів).

Розвідувальний етап характеризується двома стадіями :

- оцінки і підготовки родовища (покладу) до розробки;

- дорозвідки родовищ

Дуже актуальне для нафтогазоносних регіонів України питання нарощування ресурсної бази ВВ пов'язано з підготовкою нових нафтогазоперспективних об'єктів та проведення на цих об'єктах глибокого буріння. У зв'язку з цим необхідно визначення місця пошукових робіт в загальній етапності ГРР.

В діючому Галузевому стандарті [1], при його підготовці, були внесені суттєві зміни до попереднього стандарту [2] щодо розподілу видів ГРР за етапами та стадіями. Так, найбільш суттєвим нововведенням було включення до регіонального етапу стадій «Виявлення об'єктів (структур)» та «Визначення наявності пасток ВВ і підготовка об'єктів (структур) до глибоко буріння»

Стадія «Виявлення об'єктів (структур)» передбачає наступні види досліджень: геолого-геофізичні дослідження для виділення можливих пасток, сприятливих для скупчень ВВ; оцінка прогнозних ресурсів виявлених об'єктів категорії $Д_1$; буріння параметричних свердловин; зональний прогноз нафтогазоносності. Стадія «Визначення наявності пасток ВВ і підготовка об'єктів (структур) до глибоко буріння» передбачає наступні види досліджень: детальні геолого-геофізичні дослідження виявлених об'єктів, що дозволить визначити просторове положення пастки; локальний прогноз нафтогазоносності розрізу; експертна оцінка нафтогазоносності пасток з визначенням перспективних ресурсів ВВ категорії $С_3$; проведення; ГЕО-3.

Розділення зазначених вище робіт на дві окремі стадії на нашу думку є недоцільним в зв'язку тим, що вони є складовою єдиного практично нерозривного процесу пошуку покладів ВВ. Особливо це яскраво проявляється при проведенні на перспективних ділянок сейсмічних досліджень за методикою 3D. Так, за результатами сейсмічних досліджень 3D створюється єдина комплексна структурно-петрофізична модель ділянки. В цьому випадку, фактично, виявлені об'єкти, одночасно, є і підготовленими. В цьому контексті слід відзначити про існування точки зору, що підготовка паспортів, при проведені сейсмічних досліджень 3D, виглядає як анахронізм і пережиток минулого. В той же час, слід відзначити, що проведення локального прогнозу і оцінка перспективних ресурсів, безумовно є необхідними. Однак питання доцільності підготовки паспортів на перспективні об'єкти, потребує окремого розгляду, в зв'язку з цим в даній роботі детально не розглядається

Повертаючись, до питання розділення геологорозвідувального процесу, на етапи та стадії, слід відзначити наступне. Віднесення до регіонального етапу стадій «Виявлення об'єктів…» та «Визначення наявності пасток ВВ і підготовка об'єктів…..» на думку авторів виглядає малообґрунтованим і не відповідає сучасним вимогам нафтогазової галузі. Так за діючим стандартом, всі сейсмічні роботи (які спрямовані на виявлення та підготовку об'єктів до глибокого буріння), які проводять надрокористувачі в межах своїх ліцензійних ділянок, повинні бути віднесені до регіональних робіт. Таким чином, практично кожний надрокористувач займається ГРР, що відносяться до регіонального етапу, що є само по собі нонсенсом. Також слід розуміти, що ті площі де тривають сейсмічні дослідження, апріорі, зважаючи на діючий стандарт [1] необхідно відносити до регіонального етапу вивчення, зокрема і площі (родовища), де геологічне вивчення триває вже понад 40-50 років. Це також, безумовно, є нонсенсом.

Ще одним аргументом щодо необхідності перерозподілу етапів і стадій є ступінь детальності ГРР. За діючим Галузевим стандартом [1] на стадії «Визначення наявності пасток ВВ і підготовка об'єктів (структур) до глибокого буріння», яка відноситься до регіонального етапу, передбачається проведення, зокрема, детальної сейсморозвідки масштабу 1 : 50 000 і 1 : 25 000. Безумовно, що така детальність сейсморозвідки не може відображати регіональні роботи.

Неоднозначно сприймаються і деякі інші положення Галузевого стандарту [1]. Наприклад, неконкретно прописані пункти щодо АТП («аномалія типу поклад»), з незрозумілих причин

виділено в якості самостійного пункту такий далеко не самий ефективний метод як «біолокаційні дослідження». В той же час є необхідність згадати про геоінформаційні технології, моделювання об'єктів.

В зв'язку з викладеним, сьогодні є нагальна необхідність внесення коректив в діючий галузевий стандарт і найбільш актуальним є перерозподіл стадій між етапами.

Першочерговим, на нашу думку є:

1) об'єднання стадій «Виявлення об'єктів…» та «Визначення наявності пасток ВВ і підготовка об'єктів…..» в одну стадію «Виявлення та підготовка об'єктів до глибокого буріння»;

2) перенесення стадії «Виявлення та підготовка об'єктів до глибокого буріння» з регіонального етапу до пошукового.

Необхідно зазначити про існування неоднозначної пропозиції, враховуючі сучасні умови проведення ГРР, про об'єднання пошукового і розвідувального етапу в один «Пошуково-розвідувальний етап».

Враховуючи досвід ГРР на «старих родовищах», які перебувають в розробці з 50-60х років минулого століття, і на яких, завдяки впровадження новітніх технологій і як і раніше виділяють нові об'єкти для розвідки і пошуку покладів ВВ, існує також точка зору про можливе переформатування стадії «Дорозвідки родовищ» в стадію «Доопошукування та дорозвідки родовищ» і виділення її в окремий етап. Особливо це актуально, для крупних та середніх родовищ Східного нафтогазоносного регіону, де продовжується відкриття нових покладів ВВ, що пов'язані зокрема з окремими тектонічними блоками, літологічними пастками, глибоко зануреними горизонтами і відкладами що залягають на невеликих глибинах, тощо.

Окреме питання стосується проведення ГРР на пошуки і розвідку покладів ВВ, приурочених до сланцевих відкладів та ущільнених порід.

В Україні широкомасштабні роботи з освоєння нетрадиційних джерел ВВ, на жаль, практично не проводяться. Започатковані за ініціативи НАК «Нафтогаз України» в 2010-2014 рр. інтенсивні наукові дослідження з цієї проблематики були зупинені у 2014 році. Однак, за результатами проведених досліджень КНУ ім. Т.Г.Шевченко та ДП «Науканафтогаз» (Михайлов В.А. та ін., 2014 рік) підготовлено та опубліковано для широкого загалу фахівців монографію із 8-ми томів «Нетрадиційні джерела вуглеводнів України». Вибіркові дослідження з цієї проблеми виконувались і іншими дослідниками.

Україна не може залишатись осторонь вивчення цієї проблеми і безсумнівно, що інтенсивні широкомасштабні роботи з освоєння нетрадиційних джерел необхідно невідкладно продовжити.

Нормативно-правова база з проблеми вивчення та освоєння нетрадиційних джерел вуглеводнів також потребує вдосконалення, зокрема, діючий Галузевий стандарт [1].

Системи нетрадиційних джерел вуглеводнів принципово відрізняються від традиційних структурно-геологічними умовами залягання, літологічними, петрофізичними, геомеханічними параметрами, факторами накопичення, екранування, характером насичення тощо. Зокрема, якщо традиційні скупчення вуглеводнів приурочені до класичних антиклінальних, структурно-тектонічних, літологічних чи комбінованих пасток, моделі колектор - (напівпокришка) покришка, то поклади нетрадиційних джерел приурочені до значних за площами розвитку однотипних літофаціальних стратиграфічних формацій (сланцевих, ущільнених пісковиків та карбонатів, флішових тощо), в основному маловодних, з одночасними функціями колектора та покришки. Підготовка та освоєння ресурсів ВВ нетрадиційних джерел теж вимагають використання більш складних іноваційних технологій.

Вказана специфіка нетрадиційних джерел спонукає до корегування положень про етапність та стадійність геологорозвідувальних робіт. В свою чергу ці корективи на нашу думку слід виокремити для слабовивчених територій, де власне ще не виконана (чи не в повному обсязі)

регіональна сейсморозвідка 2Д (Волино-Поділля, Закарпаття, зона зчленування ДСС і ДДЗ, Азовське море, транзитні зони море-суша, північний захід ДДЗ тощо), та уже достатньо вивчених нафтогазоносних басейнів України (ДДЗ, Карпатський регіон, Чорне море).

Для слабовивчених територій згідно галузевого стандарту [1] власне до регіонального етапу при проведенні геологорозвідувальних робіт на нетрадиційні джерела слід віднести лише встановлення наявності і виділення районів та зон з оптимальними, з позицій нетрадиційних скупчень ВВ, параметрами. Це досягатиметься комплексуванням проведення регіональної сейсморозвідки 2Д з іншими геофізичними методами, а також масовим проведенням піролітичних та петрофізичних досліджень керну з вже пробурених раніше свердловин.

В межах виділених зон і районів пропонується буріння параметричних свердловин з повним відбором кернів з перспективних інтервалів розрізу, їх всебічним лабораторним дослідженням, з проведенням пробних гідророзривів пластів.

Для достатньо вивчених частин нафтогазоносних басейнів України, де раніше вже виконані значні обсяги сейсморозвідувальних робіт (2 D в та 3 D), гравімагнітна та інші зйомки, пробурено значну кількість глибоких свердловин, встановлено перспективні літофаціальні стратиграфічні формації (сланцеві, ущільнених пісковиків та карбонатів, флішові та ін.) тощо, всі подальші геологорозвідувальні роботи з вивчення нетрадиційних джерел вуглеводнів пропонується відносити вже до пошукового етапу.

Для пошукового (або пошуково-розвідувального ?) етапу пропонується віднести наступне. Виділення перспективних ділянок і проведення в їх межах детальних широкоазимутальних сейсмічних досліджень 3D з послідуючими спеціалізованою обробкою та інтерпретацією отриманих даних. Спорудження в межах перспективних ділянок сітки пілотних свердловин з максимальним відбором кернів з визначених інтервалів з проведенням спеціалізованих лабораторних досліджень, багатостадійними гідророзривами пластів, освоєнням та промисловими дослідженнями продуктивних інтервалів. В рамках розвідувального етапу проводиться розвідувальне буріння і оконтурювання найбільш перспективних ділянок («sweet points»). Після цього проводиться оцінка ресурсної бази ВВ. Фактично для нетрадиційних вуглеводнів пошуковий і розвідувальний можуть об’єднуватися в один пошуково-розвідувальний етап. В такому випадку доцільно видаляти дів стадії: пошукову та розвідувальну.

Таким чином, викладене свідчить про необхідність внесення відповідних коректив до діючих положень Галузевого стандарту [1] з врахуванням специфіки проведення ГРР в сучасних умовах, що може бути реалізовано розробкою його нової редакції.

Література

1. Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ/ Галузевий стандарт України / Комітет з питань геології та використання надр, Київ 1999, 17 с.
2. Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ /Москва, ВНИИГНИ, 1983, 17 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.041

НАУКОВИЙ ТА ОСВІТНІЙ СУПРОВІД НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ

Вижва С.А., *д. геол. н., професор, vsa@univ.net.ua,*
Балега А.В., *a_balega@ukr.net,*
ННІ «Інститут геології» Київський національний інститут імені Тараса Шевченка,
м. Київ, Україна

Досліджено місце та роль інституцій галузевої компетенції та міжгалузевих інституцій спеціальної компетенції в частині науково-освітнього супроводу геологічного вивчення та використання надр як частини державних заходів щодо реалізації політики в сфері надрокористування. Визначено, що підготовка фахівців та наукових кадрів в геологічної галузі здійснюється за державним замовленням, де замовником виступає Міністерство освіти і науки України та Національна академія наук України. Систематизовано перелік галузей та спеціальностей, за якими здійснюється підготовка фахівців геологічного профілю за освітньо-кваліфікаційними рівнями - молодший спеціаліст, бакалавр, спеціаліст, магістр, та науковими рівнями - аспірант, докторант. Проведений аналіз динаміки випуску кадрів геологічного напряму засвідчив, що даний показник в період з 2016 року по 2018 рік має стійку тенденцію до зменшення, як результат недостатньої уваги профільного галузевого органу виконавчої влади до питань науково-кадрового забезпечення геологічної галузі. Виконання наукових досліджень в сфері геологічного вивчення, використання, відтворення та охорони надр на базі вищих навчальних закладів та наукових установ відбувається за результатами конкурсного відбору. Досліджено активність ВНЗ та наукових установ щодо участі у конкурсі на виконання таких досліджень. Встановлено, що така активність має тенденцію до спадання, що пояснюється намаганнями ВНЗ подавати проекти більш високої якості з точки зору наукової складової.

SCIENTIFIC AND EDUCATIONAL SUPPORT OF EXPLORATION AND SUBSOIL USE IN UKRAINE

Vyzhva S., *Dr. Sci. (Geol.), Prof., vsa@univ.net.ua,*
Balega A., *a_balega@ukr.net,*
Institute of Geology, Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

The place and role of institutions of branch competence and inter-branch institutions of special competence in providing scientific and educational support for geological study and use of subsoil are investigated. It is determined that the training of specialists and scientists in the geological field is carried out under state orders, where the customer is the Ministry of Education and Science of Ukraine (MES) and the National Academy of Sciences of Ukraine (NAS). List of branches and specialties, which are trained specialists in the geological profile is systematized. An analysis of the dynamics of the training of geological personnel was made. The number of graduates of the geological direction in the period from 2016 to 2018 decreased. This reduction is the result of the lack of participation of the relevant geological department. Geological research, funded by the Ministry of Education and Science of Ukraine, is carried out by universities and scientific institutions on a competitive basis. The activity of universities and scientific institutions for participation in the competition for geological research has been researched The reason for the low activity of submitting geological projects is the efforts of universities to submit projects of high scientific quality.

Державне замовлення на підготовку фахівців, наукових, науково-педагогічних та робітничих кадрів геологічного напряму формується відповідно до чинного законодавства кожного року з затвердженням відповідних обсягів прийому та випуску. Для формування державного замовлення враховуються такі показники: попит та пропозиція робочої сили на ринку праці за видами економічної діяльності та професіями; чисельність зареєстрованих безробітних за професіями; кількість випускників ВНЗ, що звернулися за сприянням у працевлаштуванні; кількості працюючих пенсіонерів; кількості працюючих осіб перед пенсійного віку; чисельності осіб, зайнятих в економіці за видами економічної діяльності; рівня економічної активності за віковими групами, показників руху робочої сили, показників народжуваності, смертності; обсягів та індексів валового внутрішнього продукту, обсягу капітальних інвестицій; показників впровадження інновацій; рентабельності операційної діяльності; чистого експорту та інші.

Фінансування державного замовлення на підготовку фахівців, наукових, науково-педагогічних кадрів в геологічній сфері відбувається в рамках бюджетних програм, головним розпорядниками яких є Міністерство освіти і науки України (МОН) та Національна академія наук України (НАН).

В основу вибірки галузей знань та спеціальностей, за якими здійснюється підготовка геологічних кадрів, було покладено норми чинного законодавства в частині цілей для яких надаються надра у користування, а саме: геологічного вивчення, в тому числі дослідно-промислової розробки родовищ корисних копалин; видобування корисних копалин; будівництва та експлуатації підземних споруд, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин, у тому числі споруд для підземного зберігання нафти, газу та інших речовин та матеріалів; створення геологічних територій та об'єктів, що мають важливе наукове та культурне значення; виконання робіт, передбачених угодою про розподіл продукції.

Підготовка та випуск фахівців в геологічній сфері відбувається за такими освітньо-кваліфікаційними рівнями (ОКР) як молодший спеціаліст, бакалавр, спеціаліст, магістр. Державне замовлення на підготовку наукових кадрів в сфері геології здійснюється в рамках аспірантури та докторантури. Замовником кадрів в геологічній сфері за ОКР молодший спеціаліст, бакалавр, спеціаліст та магістр є МОН, а замовником наукових кадрів в межах аспірантури та докторантури є НАН та МОН. Підготовка фахівців в геологічні сфері здійснюється за такими галузями знань: науки про землю, виробництво та технології, природничі науки, розробка корисних копалин, машинобудування та матеріалообробка. Підготовка наукових кадрів здійснюється за галуззю науки – геологічні науки (рис. 1).

Аналіз динаміки підготовки кадрів слід проводити саме за показником випуску, як такого, який реально відображає кількість підготовлених фахівців в геологічній сфері. Всього в 2016 році було підготовлено 4236 фахівців в геологічній сфері, що складає 1,74 % від загального державного замовлення, в 2017 році – 3553 фахівця або 1,44 % від загального державного замовлення, в 2018 році – 2960 фахівців, що складає 1,32 % від загального державного замовлення. Така динаміка свідчить про те, що при загальному зменшенні державного замовлення, обсяг такого замовлення саме фахівців в геологічній сфері залишається відносно нестабільним і має тенденцію до поступового зменшення. Так, обсяг державного замовлення в цілому на випуск в 2018 році відносно 2016 року зменшився на 7,6 %, при зменшенні відповідного показника на підготовку кадрів в геологічній сфері на 30,1 %. В період з 2016 року по 2018 рік за державним замовлення на випуск кадрів в геологічній сфері було підготовлено 4213 молодших спеціалістів, що складає 39,3 % від загального обсягу випуску в даній галузі, 4468 бакалаврів або 41,5 %, 627спеціалістів або 5,8 %, 1304 магістра або 12,1 %, 128 аспірантів або 1,2 %, 9 докторантів або 0,1 % відповідно.

Унікальність та цінність наукової діяльності вищих навчальних закладів та наукових установ полягає в потужному науковому потенціалі, що створює нові знання та вирішує ряд загальнодержавних проблем за галузевою ознакою. Дана галузева ознака покладена в основу формування тематик досліджень за фаховими напрямами Наукової ради МОН при проведенні конкурсного відбору МОН України наукових проектів, які виконуються підвідомчими ВНЗ III-IV рівнів акредитації та науковими установами Міністерства за рахунок коштів загального фонду державного бюджету.

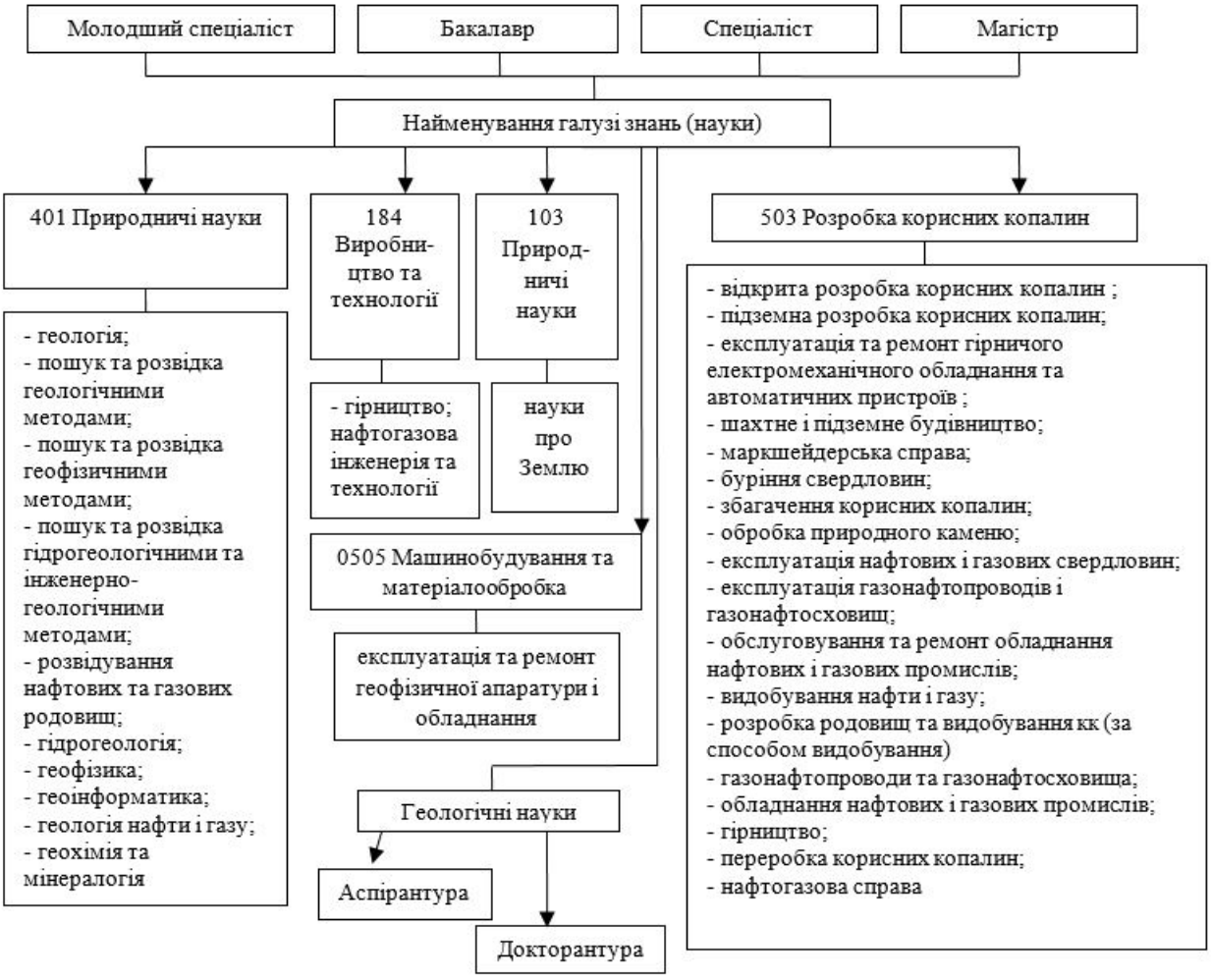


Рис. 1. Випуск фахівців геологічного профілю за ступенем вищої освіти та науковим ступенем

Таблиця 1

Динаміка випуску фахівців геологічного профілю за ступенем вищої освіти в період з 2016 до 2018 року*

Ступінь вищої освіти	2016 рік		2017 рік		2018 рік	
	Усього	У т.ч. денної форми навчання	Усього	У т.ч. денної форми навчання	Усього	У т.ч. денної форми навчання
Молодший спеціаліст	1703	1395	1732	1383	778	709
Бакалавр	1665	1432	1439	1227	1364	1197
Спеціаліст	601	529	26	15		
Магістр	209	202	313	307	782	700
Аспірантура	54	42	39	31	35	30
Докторантура	4	4	4	4	1	1
Всього за геологічним профілем	4236	3604	3553	2967	2960	2637

Фінансування вищевказаних досліджень відбувається за напрямами фундаментальні та прикладні дослідження, розробки в рамках виконання 3 бюджетних програм, а саме: КПКВ 2201040, що забезпечує фінансування ВНЗ та наукових установ, крім Київського національного університету імені Тараса Шевченка, наукові дослідження якого, фінансуються за рахунок КПКВ 2201290 та крім Національного технічного університетом України «Київський національний політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», фінансування досліджень якого, здійснюється за КПКВ 2201330. Стратегічною ціллю, на досягнення якої спрямовані вищевказані бюджетні програми, є розвиток науково-технічного потенціалу ВНЗ та наукових установ МОН та сприяння впровадженню наукових результатів в національну економіку.

Обсяг фінансування ВНЗ та наукових установ в рамках виконання вищевказаних бюджетних програм в період з 2015 року по 2018 рік зріс в 1,6 рази з 509,6 млн грн до 836,5 млн грн, в той час як кількість установ, залучених до виконання фундаментальних та прикладних досліджень зменшилась на 12 установ з 149 до 137, штатна чисельність працівників зменшилась на 234 особи з 9572 осіб до 9338 осіб.

Слід зауважити, що абсолютний показник фінансування ВНЗ для виконання НДР зріс в 1,5 разів з 436,8 млн грн в 2016 році до 671,4 млн грн в 2018 році при зменшенні питомої ваги даного показника в загальному обсязі фінансування науки ВНЗ з 85,7 % (2016 рік) до 80,3 % (2018 рік). Фінансування фундаментальних та прикладних досліджень за досліджуваний період розподілено практично рівномірно. Середня вартість одного фундаментального дослідження в 2018 році становить 455,1 тис. грн, що перевищує на 24,7 % вартість прикладного дослідження, яке становить 364,8 тис. грн відповідно. Тобто, в Україні більш капіталомісткими є фундаментальні дослідження, хоча в кількісному вимірі перевага в фінансуванні надається прикладним дослідженням.

Перелік секцій за фаховими напрямами Наукової ради МОН налічує 24 напрями досліджень [19], з яких 2 безпосередньо можливо віднести до досліджень в сфері геологічного вивчення, використання, охорони та відтворення надр, а саме: секція 8 «Технології видобутку та переробки корисних копалин» та секція 22 «Науки про землю». В вищевказаних секціях в кількісному вимірі перевага надавалась прикладним дослідженням, їх кількість більше ніж в 2 рази перевищувала кількість фундаментальних проектів, що подані на конкурс. Частка заявленого на конкурс фінансування досліджень в сфері геологічного вивчення, охорони, відтворення та використання надр в загальному обсязі в 2016 році складає 3,4 %, в 2017 році – 6,0 %, в 2018 році – 1,5 %, що обумовлена зменшенням активності ВНЗ за секціями геологічного напряму.

Аналіз експертних оцінок дає змогу зробити висновок, що за досліджуваний період, за секцією 8 «Технології видобутку та переробки корисних копалин» рівень підготовки проектів прикладного характеру вищий ніж фундаментальних, а за секцією 22 «Науки про землю» навпаки.

Враховуючи щорічне зменшення обсягу державного замовлення на підготовку кадрів геологічного напряму можна зробити висновок, що підготовка таких кадрів втрачає свою пріоритетність для держави.

Проведений аналіз засвідчив, що рівень активності ВНЗ щодо участі у конкурсі наукових проектів в сфері геологічного вивчення, використання, відтворення та охорони надр має тенденцію до зниження синхронно зі зниженням загальної активності ВНЗ щодо участі у конкурсі проектів. Така тенденція пояснюється намаганнями ВНЗ подавати проекти більш високої якості з точки зору наукової складової. Кількісна перевага підготовки прикладних проектів на конкурс наукових робіт в сфері геологічного вивчення, використання, відтворення та охорони надр засвідчує намагання та фактичну спроможність ВНЗ щодо одержання та використання нових знань для практичних цілей як результат виконання таких досліджень.

Рівень поданих проектів та їх актуальність визначається рішеннями наукової ради МОН з врахуванням оцінок експертів, але враховуючи Порядок формування тематики наукових

досліджень і науково-технічних (експериментальних) розробок, що фінансуються за рахунок коштів державного бюджету, тематика таких досліджень формується з метою розроблення наукових засад державної політики та розвитку суспільного виробництва у відповідних сферах [18]. Але, Держгеонадра, як центральний орган виконавчої влади в сфері геологічного вивчення, охорони та використання надр, не приймає участь в погоджені виконання та фінансування галузевих досліджень, що проводяться на базі ВНЗ, та не здійснює їх аналіз та моніторинг на предмет дублювання з дослідженнями, що проводяться на базі установ та організацій, що належать до сфери управління Держгеонадр. Адже забезпечення наукового супроводження геологорозвідувальних робіт є одним із завдань на виконання бюджетної програми КПКВ 2404020 «Розвиток мінерально-сировинної бази». Враховуючи вищевикладене, для підвищення рівня виконання досліджень в сфері геологічного вивчення, використання, відтворення та охорони надр, ефективного та раціонального використання державних коштів різних бюджетних програм, доцільно законодавчо закріпити порядок погодження фінансування таких робіт між МОН України та Держгеонадр.

Підсумовуючи вищевикладене, науково-освітній супровід геологічної галузі залишено без уваги профільних органів виконавчої влади в сфері геологічного вивчення та використання надр, що як наслідок, може призвести до гострого дефіциту висококваліфікованих геологічних кадрів, які є запорукою розвитку галузі.

Література

1. Державні закупівлі замовника Державна служба геології та надр. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://zakupki.prom.ua/gov/company0eaa96d6b6344df0bf574a6cef5c8e22?p=2
2. Звіти про виконання паспортів бюджетних програм за 2017 рік Міністерства освіти і науки України. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://mon.gov.ua/storage/app/media/budzhet/2018/03/pasporta-za-2017-rik.pdf
3. Звіти про виконання паспортів бюджетних програм за 2016 рік Міністерства освіти і науки України. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://mon.gov.ua/ua/ministerstvo/diyalnist/byudzhet-ta-zakupivli/byudzhet/zvit-pro-vikoristannya-pasporta-byudzhetnoyi-programi
4. Кодекс України про надра від 27.07.1994 року № 132/94ВР. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/132/94-%D0%B2%D1%80
5. Про державне замовлення на підготовку фахівців, наукових, науково-педагогічних та робітничих кадрів, на підвищення кваліфікації та перепідготовки кадрів у 2016 році: Постанова КМУ від 06.07.2016 року № 408. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/408-2016-%D0%BF
6. Про державне замовлення на підготовку фахівців, наукових, науково-педагогічних та робітничих кадрів, на підвищення кваліфікації та перепідготовки кадрів у 2017 році: Постанова КМУ від 12.07.2017 року № 511. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/511-2017-%D0%BF
7. Про державне замовлення на підготовку фахівців, наукових, науково-педагогічних та робітничих кадрів, на підвищення кваліфікації та перепідготовки кадрів у 2018 році: Постанова КМУ від 11.07.2018 року № 556. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/ru/556-2018-%D0%BF
8. Про Державний бюджет України на 2018 рік: Закон України від 07.12.2017 року №2246-VIII. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2246-19

9. По затвердження експертних оцінок проектів фундаментальних та прикладних досліджень та науково-технічних (експериментальних) розробок: Наказ МОН від 31.07.2017 року № 1104. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://mon.rit.org.ua/node/150

10. Про затвердження паспорту бюджетної програми на 2018 рік: Наказ Міністерства освіти і науки України та Міністерства фінансів України від 28.02.2018 року № 214/330. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://mon.gov.ua/ua/npa/pro-zatverdzhennya-pasporta-byudzhetnoyi-programi-na-2018-rik-214

11. Про затвердження паспорту бюджетної програми на 2018 рік: Наказ Міністерства освіти і науки України та Міністерства фінансів України від 20.02.2018 року № 171/304. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://mon.gov.ua/ua/npa/pro-zatverdzhennya-pasporta-byudzhetnoyi-programi-na-2018-rik-171

12. Про затвердження паспорту бюджетної програми на 2018 рік: Наказ Міністерства освіти і науки України та Міністерства фінансів України від 15.02.2018 року № 152/279. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://mon.gov.ua/ua/npa/pro-zatverdzhennya-pasporta-byudzhetnoyi-programi-na-2018-rik-152

13. Про затвердження паспорту бюджетної програми на 2018 рік: Наказ Міністерства освіти і науки України та Міністерства фінансів України від 21.02.2018 року № 178/306. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://mon.gov.ua/ua/npa/pro-zatverdzhennya-pasporta-byudzhetnoyi-programi-na-2018-rik-178

14. Про затвердження переліків тематик фундаментальних та прикладних досліджень і науково-технічних розробок вищих навчальних закладів і наукових установ та формування їх тематичних планів у 2016 році: Наказ МОН від 25.02.2016 року № 158. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0158729-16

15. Про затвердження переліку проектів фундаментальних і прикладних досліджень та науково-технічних (експериментальних) розробок: Наказ МОН від 31.10.2016 № 1296. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://mon.rit.org.ua/info/nakaz_1296_31-10-2016.pdf

16. Про затвердження Положення про Державну службу геології та надр України: Постанова КМУ від 30.12.2015 року №1174. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1174-2015-%D0%BF

17. Про затвердження Порядку формування державного замовлення на підготовку фахівців, наукових, науково-педагогічних та робітничих кадрів, підвищення кваліфікації та перепідготовку кадрів: Постанова КМУ від 15.04.2013 року № 306. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/306-2013-%D0%BF

18. Про затвердження Порядку формування тематики наукових досліджень і науково-технічних (експериментальних) розробок, що фінансуються за рахунок коштів державного бюджету, та визнання такими, що втратили чинність, деяких постанов Кабінету Міністрів України: Постанова КМУ від 11.01.2018 року № 13. [Електронний ресурс]. Режим доступу:http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/13-2018-%D0%BF

19. Про затвердження складу Наукової ради МОН, переліку та персонального складу секцій за фаховими напрямами: Наказ МОН від 22.01.2016 року № 45. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0045729-16

20. Про формування та розміщення державного замовлення на підготовку фахівців, наукових, науково-педагогічних та робітничих кадрів, підвищення кваліфікації та перепідготовку кадрів: Закон України від 20.11.2012 року № 5499-VI. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/5499-17

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.042

РЕГІОНАЛЬНІ АСПЕКТИ РОЗВИТКУ МІНЕРАЛЬНО-СИРОВИННОЇ БАЗИ УКРАЇНИ: НАПРЯМИ ОРГАНІЗАЦІЇ ТА ФІНАНСУВАННЯ

Балега А.В., *a_balega@ukr.net,*
Курило М.М., *к. геол. н., доцент, kurilo@univ.kiev.ua,*
ННІ «Інститут геології» Київський національний інститут імені Тараса Шевченка,
м. Київ, Україна

Розглянуто основні аспекти регіонального розвитку мінерально-сировинної бази України (МСБ), досліджено її регіональну структуру через групування адміністративно-територіальних одиниць за активністю щодо виконання робіт з користування надрами, ступенем промислового освоєння наявних розвіданих запасів корисних копалин, кількісно-видовою ознакою та наявністю стратегічно важливих корисних копалин. З'ясовано, що збалансований розвиток МСБ окремих регіонів ускладнений нерівномірним розподілом вивчених і прогнозних мінеральних ресурсів у межах окремих територій, а також особливостями розподілу споживачів мінеральної сировини. Виявлено головні вади в регіональній структурі МСБ та визначено напрями їхньої оптимізації задля досягнення збалансованих показників освоєння.

REGIONAL ASPECTS OF DOMESTIC MINERAL BASE'S DEVELOPMENT: ORGANIZATION AND FINANCING

Balega A., *a_balega@ukr.net,*
Kurylo M., *Cand. Sci. (Geol.), Assoc. Prof. kurilo@univ.kiev.ua,*
Institute of Geology, Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

Main aspects of regional development of mineral base of Ukraine are defined. The structure of regional development of the mineral base of Ukraine was investigated by grouping administrative and territorial units by the activity of subsoil work, by the degree of industrial development of available proven reserves of minerals, by quantity and type, by the presence of strategically important minerals. It is established that balanced development of the mineral base of individual regions is complicated by the uneven distribution of studied and forecast mineral resources within the limits of separate territories, as well as the peculiarities of distribution of consumers of mineral raw materials. The main disadvantages in the regional structure of the mineral base were identified and the main directions of their optimization were determined in order to achieve balanced development indicators.

The state of national programs development of mineral base of Ukraine for period to 2010 and 2030 was adopted for the balanced development of Ukraine's mineral base. But this program does not include the issue of the regional nature of the development of a mineral base in the conditions of decentralization, which is provided for by the Concept of reforming local self-government and territorial organization of power in Ukraine.

Концепція сталого розвитку у сфері використання мінеральних ресурсів ґрунтується на визначенні збалансованих показників їхнього сучасного використання, темпів відтворення для майбутніх поколінь, зважаючи на всі позитивні й негативні аспекти використання надр. Збалансований розвиток МСБ окремих регіонів України ускладнений нерівномірним розподілом вивчених і прогнозних мінеральних ресурсів у межах окремих територій, а також особливостями розподілу підприємств-споживачів мінеральної сировини. На загальнодержавному рівні для розв'язання вищезазначених проблем було затверджено Загальнодержавну програму розвитку мінерально-сировинної бази до 2030 року [3], але за основу документа було взято виконання стратегічних загальнодержавних питань у сфері геологічного вивчення та використання надр без відображення регіонального аспекту розвитку МСБ у контексті децентралізації владних і фінансових повноважень регіонів України згідно з Концепцією реформування місцевого самоврядування та територіальної організації влади в Україні [5]. Регіональний рівень розвитку МСБ передбачає розроблення й затвердження регіональних програм розвитку МСБ, що належить до компетенції обласних, Київської та Севастопольської рад відповідно до чинного законодавства. Утілення місцевих програм розвитку мінерально-сировинної бази є компетенцією сільських, селищних, міських і районних рад [2]. Ці норми законодавства не є такими, що зобов'язують обласні

ради звітувати про розроблення й упровадження таких програм розвитку, а крім того, не визначено джерела фінансування таких дій, що призводить або до низького рівня підготовки регіональних програм розвитку МСБ, або до їх відсутності.

Зважаючи на поділ корисних копалин за своїм значенням на корисні копалини загальнодержавного та місцевого значення [4] часто вважають, що регіональний рівень використання надр стосується тільки корисних копалин місцевого значення. Такі твердження не відповідають дійсності, оскільки всі види користування надр починаються з отримання погодження місцевих органів влади, які і є відповідальними за регіональний розвиток МСБ. Зокрема, визначено [2], що до відання сільських, селищних, міських і районних рад на їхній території належить погодження надання надр у користування для геологічного вивчення, розробки родовищ корисних копалин місцевого значення. До компетенції обласних, Київської та Севастопольської міських рад належить погодження надання надр у користування для розробки родовищ корисних копалин місцевого значення; погодження надання надр у користування для геологічного вивчення й розробки родовищ корисних копалин загальнодержавного значення, а також для цілей, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин. Отже, на регіональному рівні є можливості регулювання всіх видів користування надр, яке відбувається на визначеній території.

Головним інструментом управління та відтворення МСБ на місцевому рівні є регіональні програми розвитку МСБ. Такі програми – офіційний документ, який регламентує використання й відтворення мінерально-сировинної бази окремого регіону.

Підготовка регіональних програм розвитку мінерально-сировинної бази, раціонального використання та охорони надр, а саме їхнє розроблення, затвердження й виконання в нашій державі визначено нормативними документами і є компетенцією обласних, Київської та Севастопольської міських рад у сфері регулювання гірничих відносин [2]. Там само ст. 10 Кодексу України про надра визначено, що реалізація місцевих програм розвитку мінерально-сировинної бази, раціонального використання та охорони надр є компетенцією сільських, селищних, міських і районних рад.

Регіональні програми розвитку мають визначати як об'єкти МСБ, так і мінерально-ресурсного потенціалу конкретної території. Водночас мінерально-сировинна база – це сукупність розвіданих і попередньо оцінених запасів корисних копалин і супутніх компонентів, що може бути застосована в галузях економіки за умови отримання економічного зиску на рівні, достатньому для провадження розширеного виробництва для забезпечення економічної безпеки держави. Мінерально-сировинний потенціал – сукупність уміщених у надрах держави чи регіону розвіданих і попередньо оцінених запасів і перспективних ресурсів корисних копалин, які становлять економічний інтерес в перспективі.

Докладний аналіз розроблених і опублікованих програм обласного та районного рівнів [9–12] засвідчив головними проблемними питаннями розвитку місцевої мінерально-сировинної бази такі:

– недостатня кількість геологічної інформації щодо родовищ корисних копалин і особливо проявів з недостатнім ступенем геологічного вивчення, що не дає змоги оцінити потенціал району;

– відсутність регіональних кадастрів корисних копалин і балансів запасів з обов'язковим переліком стратегічних і дефіцитних для району видів корисних копалин;

– розпаювання земельних ділянок, де залягають чималі запаси корисних копалин;

– брак або обмежене фінансування пошуків і розвідки нових родовищ.

Для розв'язання проблем збалансованого розвитку регіональних МСБ потрібно спочатку встановити загальні закономірності їхнього функціонування, особливості сировинної структури МСБ окремих регіонів нашої держави.

У праці [6] визначено, що структура мінерально-сировинної бази промислових регіонів України за ступенем геологічного вивчення та підготовленості родовищ до промислового освоєння

сприятлива загалом і для забезпечення потреб промисловості щодо базових видів мінеральної сировини на віддалену перспективу зокрема. Проте загальновідомим є дефіцит таких видів корисних копалин, як природний газ, нафта, благородні, рідкісні та кольорові метали, алмази, ванадій, вольфрам, молібден, літій, барит, апатити, фосфорити тощо. Це характеристика вітчизняної МСБ у державному масштабі, але є диспропорції в структурі МСБ і дефіцити окремих видів корисних копалин на регіональному й місцевому рівнях. Аналіз регіонального масштабу надання спеціальних дозволів на користування надрами (з визначенням корисної копалини) засвідчив неоднорідність в активності робіт з користування надрами в Україні. Усього станом на 27.09.2018 року в Україні є чинними 3 115 таких дозволів, але їхня кількість в окремих адміністративно-територіальних одиницях коливається від 2 до 313 [14]. З огляду на норми чинного законодавства щодо припинення права користування надрами, наявність чинного дозволу на користування надрами зобов'язує надрокористувача здійснювати обсяг та перелік робіт, визначений дозволом [2]. Відповідно до даних пошукової системи ДНВП «Геоінформ України» адміністративно-територіальні одиниці України за активністю виконання робіт з користування надрами можна поділити на такі групи: група регіонів з достатньо високою активністю виконання робіт з надрокоритування (150–300 спеціальних дозволів), група регіонів із середньою активністю (100–149 спеціальних дозволів), група регіонів з помірною активністю (99–50 спеціальних дозволів), група регіонів з низькою активністю (49–1 спеціальний дозвіл):

– *1 група (150–300 дозволів)* (Луганська, Львівська, Донецька, Полтавська, Житомирська, Харківська області)

– *2 група (100–149 дозволів)* (Івано-Франківська, Закарпатська, АР Крим, Вінницька, Хмельницька, Тернопільська, Рівненська, Дніпропетровська, Київська області)

– *3 група (50–99 дозволів)* (Сумська, Чернівецька, Кіровоградська, Запорізька, Черкаська, Херсонська, Волинська, Чернігівська області)

– *4 група (49–1 дозвіл)* (Миколаївська, Одеська області, м. Київ, шельф Чорного моря, шельф Азовського моря, м. Севастополь).

Відповідно до аналізу статистичної інформації та інформації з опублікованих і довідкових джерел (дані ДНВП «Геоінформ України» та ін. [15, 16]) визначено такі показники регіонального масштабу, які характеризують структуру МСБ окремих областей:

– загальна кількість обліковуваних родовищ разом з окремими об'єктами обліку;

– кількість родовищ, які залучено в експлуатацію;

– кількість родовищ за видами корисних копалин разом з експлуатованими;

– розвідані запаси промислових категорій за видами корисних копалин (A+B+C_1 та C_2 за умов складної геологічної будови);

– кількість видів корисних копалин, обліковуваних у регіоні;

– обсяги видобутку за окремими видами корисних копалин.

Унаслідок розраховано такі показники, як частка сировинної бази окремих видів корисних копалин у загальних показниках МСБ регіону; частка залучених у промислове освоєння об'єктів; частка видобутку регіону в загальних показниках видобутку по Україні тощо.

За ступенем промислового освоєння наявних розвіданих запасів корисних копалин серед областей вирізняється група з показниками нижче від середнього рівня (частка залучених у промислове освоєння об'єктів становить 20–30 %); група із середніми показниками (30–40 %) та група з масштабним залученням розвіданих запасів у розробку з показником понад 40 %.

Відповідно до груп належність регіонів є такою:

1 група (20–30 %): Вінницька, Волинська, Кіровоградська, Миколаївська, Рівненська області;

2 група (30–40 %): Запорізька, Івано-Франківська, Київська, Львівська, Одеська, Тернопільська, Херсонська, Харківська, Хмельницька, Черкаська, Чернівецька області;

3 група (понад 40 %): АР Крим, Дніпропетровська, Донецька, Закарпатська, Полтавська, Житомирська, Сумська, Чернігівська області.

За кількістю обліковуваних видів корисних копалин (за розвіданими запасами) виділяють групу з обмеженою кількістю (10–20 видів); групу із середніми показниками (20–30) та групу областей з набагато більшим різноманіттям корисних копалин (понад 30 %).

Відповідно до груп належність регіонів є такою:

1 група (10–20 видів): Вінницька, Волинська, Київська, Рівненська, Тернопільська, Херсонська, Черкаська, Чернігівська, Чернівецька області;

2 група (20–30 %): Закарпатська, Запорізька, Івано-Франківська, Сумська, Хмельницька області;

3 група (понад 30 %): АР Крим, Дніпропетровська, Донецька, Закарпатська, Полтавська, Житомирська, Кіровоградська, Одеська, Харківська області.

Крім наведених вище класифікацій, для структури МСБ має велике значення, чим забезпечуються показники кількості запасів та залучення в промислове освоєння родовищ. Проведений аналіз структури МСБ областей засвідчив, що можна виділити такі групи областей з переважанням певних груп корисних копалин:

1 група – регіони з переважанням корисних копалини паливно-енергетичного комплексу;

2 група – регіони з переважанням корисних копалини для виробництва будівельних матеріалів;

3 група – з рівномірним розподілом окремих груп корисних копалин.

За результатами аналізу довідкових даних [14] зафіксовано істотні відмінності в структурі мінерально-сировинної бази окремих областей. Кількість родовищ корисних копалин та об’єктів обліку змінюється у великих межах – від 99 в Херсонській до 689 в Донецькій областях; експлуатованих родовищ – від 34 в Херсонській до 291 в Житомирській і Донецькій областях. Середні значення цих показників по Україні становлять 348 родовищ та ділянок надр, обліковуваних балансом, та 130 експлуатованих об’єктів. Середній показник залучених у промислове освоєння об’єктів за областями – 37 %.

Такі характеристики, як структура розвіданих запасів за видами корисних копалин та величина і якість запасів зумовлені насамперед геологічними передумовами розвитку території, але такі характеристики МСБ, як ступінь залучення в експлуатацію, темпи відтворення МСБ за головними напрямами залежать і від систем господарювання, які функціонують у відповідних регіонах.

Відповідно до виявлених недоліків у структурі регіональних МСБ можна визначити головні напрями їхньої оптимізації для досягнення збалансованих показників освоєння:

– створення бази обліку та зберігання геологічної інформації регіонального рівня, яка забезпечить вирішення оперативних завдань місцевого рівня;

– визначення темпів видобутку й використання окремих видів корисних копалин, їхніх втрат, терміну забезпеченості розвіданими запасами;

– визначення пріоритетних напрямів розвитку місцевих мінерально-сировинних комплексів, які передусім стосуються таких складників.

Для першої групи регіонів з переважанням корисних копалини паливно-енергетичного комплексу:

– забезпечення бази мінеральної сировини для виробництва будівельних матеріалів;

– забезпечення бази мінеральної сировини для сільського господарства;

– забезпечення районів питною підземною водою.

Для другої групи регіонів з превалюванням корисних копалини для виробництва будівельних матеріалів:

– забезпечення геологічного вивчення та промислової оцінки родовищ корисних копалин, які є дефіцитними для цього району (паливно-енергетичних, рудних і нерудних);

– визначення способів забезпечення потреб за допомогою родовищ інших районів і областей з обґрунтуванням конкретних родовищ і об'єктів обліку.

Для третьої групи регіонів з рівномірним розподілом окремих груп корисних копалин:

– забезпечення геологічного вивчення та промислової оцінки родовищ корисних копалин стратегічного значення;

– геолого-екологічний моніторинг територій з утіленням потрібних заходів екологічної рекультивації відпрацьованих об'єктів.

Неоднорідність розподілу корисних копалин в Україні та різний ступінь їхнього вивчення за територіально-адміністративною ознакою зумовлюють потребу регіонального вивчення розвитку та відтворення вітчизняної МСБ. Дорожньою картою щодо таких дій мають стати регіональні програми розвитку МСБ, наявність яких закріплено законодавчо, але повноцінно не впроваджено. Відповідно до виявлених недоліків у структурі регіональних МСБ можна визначити головні напрями їхньої оптимізації для досягнення збалансованих показників освоєння: створення бази обліку та зберігання геологічної інформації регіонального рівня, яка забезпечить вирішення оперативних завдань місцевого рівня; визначення темпів видобутку й використання окремих видів корисних копалин, їхніх втрат, терміну забезпеченості розвіданими запасами; визначення пріоритетних напрямів розвитку місцевих мінерально-сировинних комплексів.

В умовах поглиблення децентралізації, зокрема об'єднання територіальних громад та надання їм частини владних повноважень з передбаченими фінансовими ресурсами, відповідальність за розроблення та виконання регіональних програм розвитку МСБ має зростати й регулюватися законодавчо. Програми розвитку мають бути науково та економічно обґрунтованими з чітко визначеною метою, містити завдання, стратегічну ціль, напрями використання коштів, показники якості, кількості та відповідну щорічну звітність щодо їхнього виконання й використання асигнувань на їхнє втілення в життя. Адже регіональний розвиток МСБ – це запорука загальнодержавного розвитку МСБ на шляху до зміцнення ресурсної та національної безпеки України загалом.

Література

1. Бюджетний кодекс України: від 08.07.2010 року № 2456-VI. Електронний ресурс: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2456-17

2. Кодекс України про надра від 27.07.1994 року № 132/94ВР. Електронний ресурс: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/132/94-%D0%B2%D1%80

3. Про затвердження Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року: Закон України від 21.04.2011 № 3268-VI. Електронний ресурс: http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/3268-17.

4. Про затвердження переліків корисних копалин загальнодержавного та місцевого значенням: Постанова Кабінету міністрів України від 12.12.1994 року № 827-94-п.//http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/827-94-%D0%BF

5. Про схвалення Концепції реформування місцевого самоврядування та територіальної організації влади: Постанова Кабінету міністрів України від 01.04.2014 року № 333-2014. Електронний ресурс: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/333-2014-%D1%80

6. Жикаляк М. Сучасні тенденції сталого розвитку надрокористування в мінерально-сировинних центрах економічного зростання // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія. Київ: ВПЦ «Київський університет», 1958. № 56. С. 36–38.

7. Звіти про виконання Державного бюджету. Електронний ресурс: http://www.treasury.gov.ua/main/uk/doccatalog/list?currDir=146477

8. Звіт про результати аудиту ефективності справляння та дієвості контролю за надходженням рентної плати за користування надрами для видобування газу до державного бюджету. Електронний ресурс: http://www.ac-rada.gov.ua/doccatalog/document/16754489/zvit_24-6_2017.pdf?subportal=main

9. Програма розвитку мінерально-сировинної бази (МСБ) Рокитнівського району Рівненської області на 2013-2015 роки. Електронний ресурс: http://www.rv.gov.ua/sitenew/rokytnivsk/en/publication/content/24423.htm

10. Програма розвитку мінерально-сировинної бази Заставнівського району Чернівецької області на 2013–2015 роки. Електронний ресурс: www.zrrada.cv.ua/get/programs/?file=69

11. Програма розвитку мінерально-сировинної бази Іванівського району Одеської області на 2009–2015 роки. Електронний ресурс: http://ivanivka-rada.odessa.gov.ua/index.php/2011-10-19-14-18-39/31-2011-09-12-06-59-06/2011-09-12-07-02-33/2011-10-14-13-40-52/469-pro-programu-rozvitku-mineralno-sirovinnoji-bazi-ivanivskogo-raonu-odeskoji-oblasti-na-2009-2015-roki

12. Програма розвитку та промислового освоєння мінерально-сировинних ресурсів Рівненської області на період до 2010 року. Електронний ресурс: http://oblrada.rv.ua/docs/

13. Чому більше ренти за газ, нафту і бурштин має надходити до місцевих бюджетів? Електронний ресурс: https://news.finance.ua/ua/news/-/422329/vasyl-golyan-chomu-bilshe-renty-za-gaz-naftu-i-burshtyn-maye-nadhodyty-do-mistsevyh-byudzhetiv

14. http://geoinf.kiev.ua/specdozvoli

15. http://ukrgeology.com.ua/

16. http://www.geo.gov.ua/

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 615.327.001.18 (477.82)

ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ДОННИХ ВІДКЛАДІВ ГРУПИ ШАЦЬКИХ ОЗЕР

Нікіпелова О.М., *д. хім. н. проф., mrik@kurort.odessa.net,*
Насібуллін Б.А., *д. мед.н., проф.,* ***Захарченко Є.А.,*** *zahar.gis@gmail.com,*
Ярошенко Н.О., *fiziol_29@meta.ua,* ***Гуща С.Г.,*** *к. мед. н., ст. н. с.,*
ДУ «Український науково-дослідний інститут медичної реабілітації та курортології МОЗ України» м. Одеса, Україна

Охарактеризовано результати фізико-хімічних та експериментальних досліджень донних відкладів 5 озер Шацької групи. Проведено оцінку їх фізико-хімічних властивостей вимогам, які встановлено до сапропелевих відкладів. Оцінено біологічну активність та вплив донних відкладів на фізіологічні показники експериментальних тварин.

CHARACTERISTICS AND PROSPECTS FOR USE OF GROUP SEDIMENTS SHATSKY LAKES

Nikipelova O., *Dr.Sci. (Chem.), Prof.,mrik@kurort.odessa.net,*
Nasibullin B., *Dr.Sci. (Med.), Prof.,* ***Zaharchenko E.,*** *zahar.gis@gmail.com,*
Yroshenko N., *fiziol_29@meta.ua*, ***Gusha S.,*** *Cand. Sci. (Med.),*
State institution «Ukrainian Scientific research Institute of Medical Reabilitation and Resort Therapy Ministry of Health of Ukraine care, Odesa, Ukraine

The results of physicochemical and experimental studies of bottom sediments of 5 lakes of the Shatsky group are characterized. Their physicochemical properties were evaluated for the requirements that are established in sapropelic deposits. The biological activity and the effect of bottom sediments on the physiological parameters of experimental animals were evaluated.

Ефективне використання природних ресурсів – важлива умова виходу України з економічної кризи і поступового переходу до сталого розвитку. Природні ресурси виступають важливим фактором соціально-економічного піднесення. Від їх запасів, якості та окремих техніко-економічних характеристик залежить господарська самодостатність країни і її регіонів. В умовах реформи з децентралізації та формування об'єднаних територіальних громад оцінка природних лікувальних ресурсів територій та їх інвентаризація набуває важливого значення. Якщо природні ресурси залучені в природний обіг, то вони повинні бути оцінені. Необхідною залишається оцінка всіх природних ресурсів (земельних, водних, лісових, рекреаційних т. ін.) з метою просторового планування територій, виявлення перспективних напрямків використання. Така оцінка дасть можливість сформувати природно-територіальні комплекси, визначити оптимальну галузеву структуру регіонів, розрахувати природно-ресурсний потенціал певної території і, таким чином, показати цінність певного регіону в межах країни [1].

Медико-біологічна оцінка складає комплекс геолого-географічних, мікробіологічних, фізико-хімічних, експериментальних досліджень та клінічних випробувань. Суттєве значення при виконанні медико-біолоігчної оцінки має група якісних фізико-хімічних показників відкладів та їх показників фізіологічного впливу, інших характеристик, які визначають перспективність використання ресурсу у лікувальній практиці або у іншій сфері господарської діяльності.

Дослідження озерних відкладів бере початок з середини XIX ст. Термін сапропель (від грец. Saprós – гнилостний і pelós – мул) був запропонований німецьким вченим Р. Лаутерборном в 1901 р., який розумів під цим терміном всі відклади з запахом сірководню. Вдруге термін «сапропель» був введений в науку Г. Потоньє в 1920 р. для позначенняя всіх типів озерних відкладів, що формуються за рахунок багатого білками планктону, який проходить процес бітумізації в анаеробних умовах.

В Україні вивчення озерних відкладів проводилося на окремих водоймах, в основному, в 50-і роки минулого століття Академією наук УРСР. Геологорозвідувальні роботи з вивчення запасів сапропелю в Україні почала проводити Київська геологорозвідувальна експедиція з 1980 р. Подальша розвідка і вивчення відкладів сапропелей здійснювалися низкою геологічних підприємств України, в тому числі «Північгеологія», Укргеокаптажмінвод та ін. За данними ДНВП «Геоінформ» в Україні відклади сапропелю виявлено у водоймах північних областей: Волинській, Рівненській, Сумській, Чернігівській, Харківській і Київській. Основна кількість запасів (75 %) зосереджена у водоймах Волинської області. Найбільші за площею озера відносяться до Шацької групи, у межиріччі Західного Бугу і Прип'яті. Найбільша кількість запасів розвідано у Ковельському, Любешівському, Любомильському районах. Найбільші озера за запасами саме в Шацькому районі – оз. Світязь, Пулемецьке, Луки, Люцимер, Кримне. З 308 родовищ для виробництва сировини (органо-мінеральних добрив) розробляються сапропелі оз. Біле, Прибіч та Синове. Використання сапропелю як лікувального засобу не практикується. Перші роботи, пов'язані із використанням сапропелю при лікуванні ревматизму, запалень надкісниць та інших хвороб, з'явилися у пресі наприкінці XIX ст. Лікувальна дія сапропелю пов'язана з його фізико-хімічними властивостями, в основному з органічною частиною, тепловою дією.

Склад і властивості сапропелей з різних родовищ коливаються в дуже широких межах, що обумовлено продуктивністю водойми, особливостями поверхневого стоку і кліматичними умовами.

Відповідно [2] до лікувальних грязей висувається ряд вимог, яким вони повинні відповідати. Властивості сапропелю визначаються трьома головними складовими: вода, зольна частина та органічні речовини дуже складного і неоднорідного складу. Надходження органічної речовини в озера відбувається за рахунок фіто- і зоопланктону, а також фіто- і зообентос, включаючи макроліти та перифітон [3]. Одним з параметрів, що дозволяють оцінити і прогнозувати досить високу терапевтичну активність пелоїдів і перспективність їх використання в практичній медицині, є біологічна активність. Це здатність визивати відповідь з боку систем та органів тварини та людини, за рахунок фізико-хімічних властивостей, наявних специфічних активних сполук та компонентів.

ДУ «Український НДІ медичної реабілітації та курортології МОЗ України» було проведено прогнозну оцінку донних відкладень 5 Шацьких озер Волинської області, проаналізовано матеріали відібраних проб та визначено перспективу використання.

Спільною типологічною ознакою для всіх озер Українського Полісся є їх розміщення в зоні хвойно-широколистяних лісів, що відображається на загальних закономірностях температурного й газового режиму, на живленні, седиментації, складі біоти. Територія характеризується типовими рисами поліської природи – переважанням моренно-флювіогляціальних супіщаних відкладів, домінуванням дерново-підзолистих ґрунтів, високою заболоченістю. До специфічних рис Волинського Полісся належить будова його надр – переважанням серед корінних порід крейди та мергелю верхньокрейдового віку [4].

Відповідно до програми наукових досліджень проби донних відкладів та поверхневих вод було відібрано з трьох озер Шацької групи (Пісочне, Світязь та Пулемецьке) та оз. Олешно та Прибіч у різних частинах водоймищ, де відклади мають характерне представництво (рис. 1).

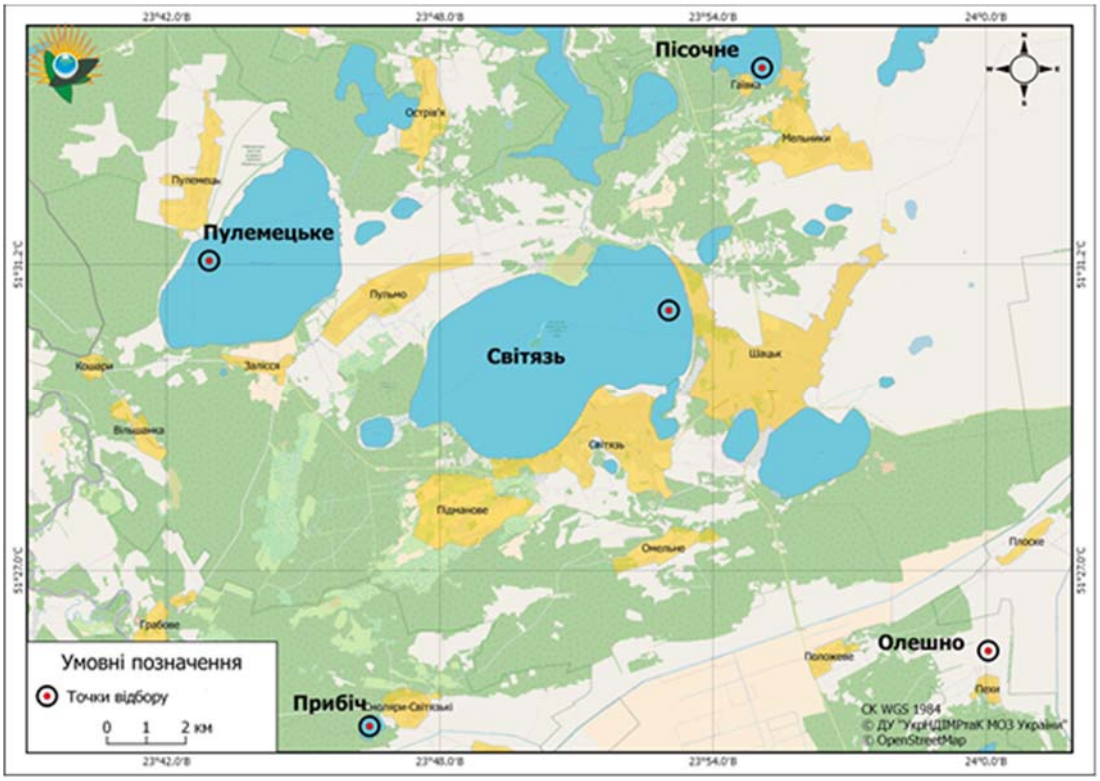


Рис. 1. Карта точок відбору проб донних відкладів досліджених озер

Відбір проб доних відкладів виконано в період з 31.08.17 по 05.09.17. Керн донних відкладів відбирався в кожному озері в більше ніж 200 m від берега при глибині води від 0,8 m до 11,0 m. На місці відбору проб проводився візуальний огляд, опис об'єктів дослідження. Пункти відбору фіксувалися за допомогою GPS-приймача.

Досліджені озера Шацької групи мають овальну конфігурацію та просторово витягнуті за широтою зі сходу на захід, південний захід (оз. Світязь, Пулемецьке та Пісочне) зі складною береговою лінією та округлою конфігурацію (оз. Олешно та оз. Прибіч) з простою береговою лінією.

Досліджені відклади оз. Пісочне та оз. Пулемецьке представлено водоростево-зоогенними мулами, однорідними за складом, темно-зеленого кольору, з землянистим запахом, текучопластичною консистенцією (рис. 2).

Досліджені відклади оз. Світязь представлено мулами вапняковими, однорідними за складом, сірого кольору, без запаху, з комкуватою та маслянистою консистенцією (рис. 2).

Досліджені відклади оз. Олешно представлено мулами торф’янисто-водоростевими, однорідними за складом, темно-коричньового кольору, з слабким сірководневим запахом, розжиженою консистенцією

Досліджені відклади оз. Прибіч представлено мулами водоростевими, однорідними за складом, темно-зеленого кольору, з болотним запахом, пластичні та комкуваті за консистенцією.

Відклади озер характеризуються слабкокислою (від 6,5 од. pH, оз. Олешно, оз. Пісочне), до 6,6 од. pH (оз. Пулемецьке), нейтральною (7,0 од. pH, оз. Прибіч) та слабколужною (7,2 од. pH) реакцію середовища. Досліджені сапропелі характеризуються дуже низьким значенням Eh (від –15 mV (оз. Світязь) до – 80 mV (оз. Прибіч), що вказує на перевагу відновлювальних процесів. Характеризуються незначним вмістом сірководню: від 0,004 % (оз. Світязь) до 0,006 %

(оз. Пулемецьке, оз. Прибіч) та відносяться до безсульфідних. Сапропелеві відклади відзначаються високими значеннями масової частки вологи: від 73,6 % (оз. Світязь) до 96,15 % (оз. Прибіч).





Рис. 2. Керн донних відкладів оз. Пулемецьке та оз. Світязь

Об'ємна вага пелоїдів залежить від мінерального складу, пористості та масової частки вологи. В досліджених відкладах значення об'ємної ваги коливається від 1,00 (оз. Олешно) до 1,14 (оз. Світязь). За значенням липкості донні відклади озер розташовані в наступному порядку: 518,38 Ра (оз. Олешно) → 578,86 Ра (оз. Пулемецьке) → 606,33 Ра (оз. Прибіч) → 610,96 Ра. Значення напруги зсуву досліджних відкладів знаходиться в межах від 161,46 Ра (оз. Пісочне) до 412,84 Ра (оз. Світязь). Засміченість мінеральними частинками діаметром більше $0,25 \cdot 10^{-3}$ m в сапропелевих пелоїдах не повинна перевищувати 2 %. Досліджені сапропелі містять незначну кількість домішок: від 0,035 % (оз. Прибіч) до 0,269 % (оз. Пулемецьке), що відповідає допустимим значенням засміченості при використанні сапропелей з лікувальною метою.

Досліджені сапропелеві відклади характеризуються широким інтервалом значень зольності – від 10,84 % (оз. Прибіч) до 83,48 % (оз. Світязь). За цим показником сапропелі оз. Олешно та оз. Прибіч можна віднести до низькозольних сапропелей органічного типу, оз. Пісочне – до середньозольних органо-мінерального, оз. Пулемецьке – до середньозольних мінерально-органічного типу та відклади оз. Світязь – високозольних мінералізованого типу.

Ефективність пелоїдів в певній мірі залежить від вмісту органічних речовин, велика концентрація яких є характерною особливістю сапропелевих пелоїдів. Досліджені сапропелеві відклади містять від 4,88 % (оз. Світязь) до 29,69 % (оз. Прибіч) органічних речовин.

За основними фізико-хімічними показниками донні відклади досліджених озер відповідають вимогам, які висуваються до сапропелевих пелоїдів, крім значень масової частки вологи у озерах Пулемецьке, Олешно, Прибіч та Пісочне, що потребує підготовки до відпуску лікувальних процедур.

Аналіз результатів проведених експериментальних досліджень з залученням білих лабораторних щурів лінії Вістар дозволяє виділити такі особливості за впливом на центральну нервову систему:

Сапропелі озер Пісочне, Пулемецьке, Олешно та Прибіч не чинять суттєвого впливу на стан центральної нервової системи інтактних щурів та слабо стимулюють вегетативні реакції, тоді як сапропелі озера Світязь чинять виражену заспокійливу дію на центральну нервову систему піддослідних тварин, сприяють міорелаксації та покращують емоційний стан тварин.

Вплив на функціональний стан сечовидільної системи виражається наступним чином:

Сапропелі озера Пісочне не впливають на сечоутворення та дещо зменшують екскрецію азотистих продуктів обміну (сечовини);

Сапропелі озера Світязь впливають на парціальні процеси сечоутворення без зміни кількості сечі, що виділяються та підсилюють екскрецію азотистих продуктів обміну (креатиніну);

В окрему групу можна виділити сапропелі озер Пулемецьке та Прибіч, які стимулюють сечоутворення та підсилюють екскрецію креатиніну.

Сапропелі озера Олешно гальмують сечоутворення зі зниженням екскреції азотистих продуктів обміну (сечовини).

Висновки.

ДУ «Укр. НДІ медреабілітації та курортології МОЗ України» було проведено польові та стаціонарні лабораторні роботи з визначення характеристик фізико-хімічних досліджень та впливів на показники інтактних лабораторних тварин в науковому експерименті. За основними фізико-хімічними показниками донні відклади досліджених озер відповідають вимогам, які висуваються до сапропелевих пелоїдів, крім значень масової частки вологи у озерах Пулемецьке, Олешно, Прибіч та Пісочне, що потребує підготовки до відпуску лікувальних процедур. Експериментальні дані щодо вивчення впливу сапропелей озер Пісочне, Світязь, Пулемецьке та Прибіч на організм інтактних тварин доводять, що при курсовому зовнішньому застосуванні сапропелі безпечні для організму та володіють біологічною активністю, що дозволяє рекомендувати проведення подальших досліджень. Данні щодо встановлених властивостей будуть внесено до Державного кадастру природних лікувальних ресурсів.

Література

1. Данилишин Б.М., Хвесик М.А., Голян В.А. Економіка природокористування: Підручник. К.: Кондор, 2010. 465 с.
2. Наказ Державної комісії по запасах корисних копалин при Державному комітеті природних ресурсів України від 29 грудня 2004 року № 298 «Про затвердження Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ лікувальних грязей» // Офіційний вісник України від 28.01.2005. 2005 р., № 2, стор. 467, стаття 118.
3. Шевчук М.Й. Сапропелі України: запаси, якість та перспективи використання. Луцк: Надстир'я, 1996. 384 с.
4. Маринич О.М., Шищенко П.Г. Фізична географія України: Підручник. К.: Знання, 2006. 510 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 550.312

АЛГОРИТМ ПРОГНОЗУ РОДОВИЩ УРАНУ КІРОВОГРАДСЬКОГО РУДНОГО РАЙОНУ В ГІС НА ОСНОВІ НЕЧІТКОЇ ЛОГІКИ

Віршило І.В., *к. геол.н., доцент, ivirshylo@knu.ua,*
Пап І.В., *papiryna@gmail.com;* ***Ігнатьєва М.-В.Г.,***
Київський національний університет імені Тараса Шевченка, м. Київ, Україна

Розглядається побудова алгоритму прогностичної просторової моделі невідкритих родовищ урану метасоматичного типу для застосування її в подальшому на території Кіровоградського рудного району та інших районів України. Прогнозування наявності рудопроявів та прогнозних/перспективних ресурсів корисних копалин базується на основі методу трьохчастинної оцінки. Глобальний (або регіональний) частотний розподіл тоннажу і вмісту відомих, добре вивчених родовищ служить моделлю для оцінки розміру невідкритих родовищ. Перша частина передбачає створення карт, які визначають тракти (зони) території, що «дозволяють» виникнення досліджуваного типу родовища («дозвільні карти зон») з використанням методів моделювання мінерального потенціалу. Друга - складається з визначення кількості та якості ресурсів у відомих родовищах обраного типу. Третя частина передбачає оцінку кількості невідкритих відкладів в межах кожного дозволеного тракту. В даному дослідженні авторами проведений аналіз основних факторів, що впливають на успішність уранової мінеральної системи: джерело, шляхи міграції, пастки, накопичення та збереження.

THE FUZZY LOGIC BASED GIS ALGORYTHM FOR URANIUM DEPOSITS PROGNOSIS IN KIROVORAD ORE REGION

Virshylo I., *Cand. Sci. (Geol.), Assoc. Prof., ivirshylo@knu.ua,*
Pap I., *papiryna@gmail.com,* ***Ignatieva M.-V.,***
Taras Shevchenko National university of Kyiv, Kyiv, Ukraine

The construction of an algorithm of the predictive spatial model of unopened metasomatic type uranium deposits for its further use in the territory of Kirovograd ore district and other regions of Ukraine is considered. Prediction of the presence of ore deposits and prospective mineral resources is based on the three-part estimation method. The global (or regional) frequency distribution of the tonnage and content of known, well-studied fields serves as a model for estimating the size of undiscovered fields. The first part involves the creation of maps that identify tracts of land permissive for the occurrence of the deposit type under investigation («permissive tract maps») using mineral prospectivity modelling (MPM) techniques. The second part-consists of determining the quantity and quality of resources in known deposits of the type selected for assessment.The third part involves the estimation of the number of undiscovered deposits within each permissive tract, which makes possible the calculation of an estimate of total undiscovered mineral resources for the tract. The probability of success of such a mineral system is estimated as the product of all these components.

Прогнозування наявності рудопроявів та прогнозних/перспективних ресурсів корисних копалин є важливою частиною стратегії раціонального природокористування більшості розвинутих країн Світу, а також включається до цілей сталого розвитку Організації Об'єднаних Націй (ООН) (UN, 2017). Оцінка ресурсного потенціалу важлива не тільки на регіональному рівні (залучення інвестицій у видобувний сектор, створення робочих місць під час розвідки та видобутку майбутніх родовищ) або державному рівні (визначення пріоритетних напрямків розвитку економіки, планування податкової або рентної політики, забезпечення критичними ресурсами важливих секторів економіки). Великого значення набувають загальносвітові оцінки ресурсного потенціалу окремих корисних копалин, що є частинами глобальних стратегій людства. Найбільш яскраво та найбільш суперечливо це відбувається у секторі енергетичного забезпечення та проблем змін клімату. Незважаючи на різне ставлення до проблематики глобальних змін клімату, зараз спостерігається загальний тренд кардинальних змін у споживанні природних ресурсів. Це пов'язано не тільки зі зменшенням споживання вугілля та вуглеводнів (Low-carbon economy – низьковуглецева економіка) та переходом до альтернативних джерел (відновлювальних джерел та атомної енергії), це також розвиток нових матеріалів та технологій (акумуляторних батарей, поглинаючих фільтрів та каталізаторів, електронного управління процесами – від безпілотного

транспорту до «сонячних» або «вітрових» ферм). Всі ці напрямки потребують різних матеріалів (урану, літію, графіту, рідкісноземельних та рідкіснометальних елементів тощо) ресурсна база яких в планетарному масштабі оцінюється з великим ступенем невизначеності. Головна причина цього – відсутність єдиної методики оцінки ресурсів невідкритих родовищ.

Одним із найбільш перспективних кандидатів на таку загальносвітову методику є метод трьохчастинної оцінки (three-part assessment, TPA), запропонований Д. Зінгером (*Singer, D.A., 1993*) та який став стандартом для Геологічної Служби Сполучених Штатів Америки (*Mihalasky, M.J.,et al., 2016*), (*USGS, 2017*). Цей метод дозволяє проводити як регіональну, так і загальносвітову оцінку ресурсів певного генетичного типу, для якого встановлені імовірнісні критерії просторової щільності родовищ, характерного вмісту та запасів корисних компонентів, базуючись на загальносвітових статистичних даних (*Ellefsen, K.J., 2017*). Такий уніфікований підхід дозволяє проводити оцінку в регіонах з малою кількістю родовищ певного типу або зі слабкою геологічною вивченістю території.

На сьогодні подібна загальносвітова оцінка проведена для ресурсного потенціалу міді (*Johnson, K.M., Hammarstrom, J.M., Zientek, M.L., and Dicken, C.L., 2014*). Позитивний досвід США використовується в Австралії, Канаді, Фінляндії тощо. Також цей досвід використовується в Міжнародній Агенції з Атомної Енергії (МАГАТЕ) для оцінки ресурсів урану та рідкоземельних елементів, що є важливим для оцінки балансу постачання та споживання ресурсів. На території України оцінка подібного типу проведена тільки для ресурсів калієвих солей (*Cocker, M.D., Orris, G.J., and Dunlap, P., 2010*).

Метою даної роботи є побудова алгоритму прогностичної просторової моделі невідкритих родовищ урану метасоматичного типу для застосування її в подальшому на території Кіровоградського рудного району та інших районів України. Подібна оцінка є актуальною з огляду на нерівномірне поширення в Світі родовищ такого типу і Україна є однією із небагатьох, хто проводить комерційну розробку родовищ такого типу. З огляду на Енергетичну стратегію України до 2030 року (*Постанова Кабінету Міністрів України №764 від 19.09.2018*), розвиток власної атомної енергетики є одним із пріоритетів. Однак сучасний баланс постачання та споживання урану є від'ємним (*NEA, 2016*), (*Fairclough, M, Poliakovska, K and Pylypenko, O., 2017*), що потребує довготривалих зусиль з нарощування мінеральної бази урану в Україні.

В даному дослідженні авторами проведений аналіз основних факторів, що впливають на успішність уранової мінеральної системи: джерело, шляхи міграції, пастки, накопичення та збереження. Імовірність успіху такої мінеральної системи оцінюється як добуток усіх цих складових. При аналізі таких систем виникає дві принципових складнощі: 1) елементи системи можуть бути значно рознесені в просторі як по латералі так і по глибині; 2) відомості про окремі елементи систем спостерігаються у вигляді непрямих ознак різних методів дослідження, з різним ступенем просторової вивченості. Це ускладнює використання звичайної математики карт та призвело до появи низки різних методів інтегрованої оцінки (*Bonham-Carter, G. F., 1994*), (*Agterberg, F.P., Bonham-Carter, G.F., 2005*), (*Zhang, Shuai & Xiao, Keyan & Carranza, Emmanuel John & Yang, Fan., 2018*), (*Xiong, Yihui & Zuo, Renguang & Carranza, Emmanuel John. 2018*).

Одним із найуспішніших методів останніх років є метод нечіткої логіки, який дозволяє об'єднувати карти різних критеріїв за допомогою операторів нечіткої логіки (*Zadeh, L. A., 1965*), (*Carranza, E.J.M., 2008*), які дозволяють оцінювати успішність фактору за наявності в заданій точці одного критерію та відсутності інших. Для уранових мінеральних систем найбільш показовими є приклади для поверхневих калькретових та особливо метасоматичних родовищ Австралії (*Wilde et al., 2018*), (*Chudasama B. et al., 2018*). Нажаль, ступінь відкритості баз геологічних даних в Україні набагато нижче, тому загальна схема моделювання спрощується відповідно до доступних даних.

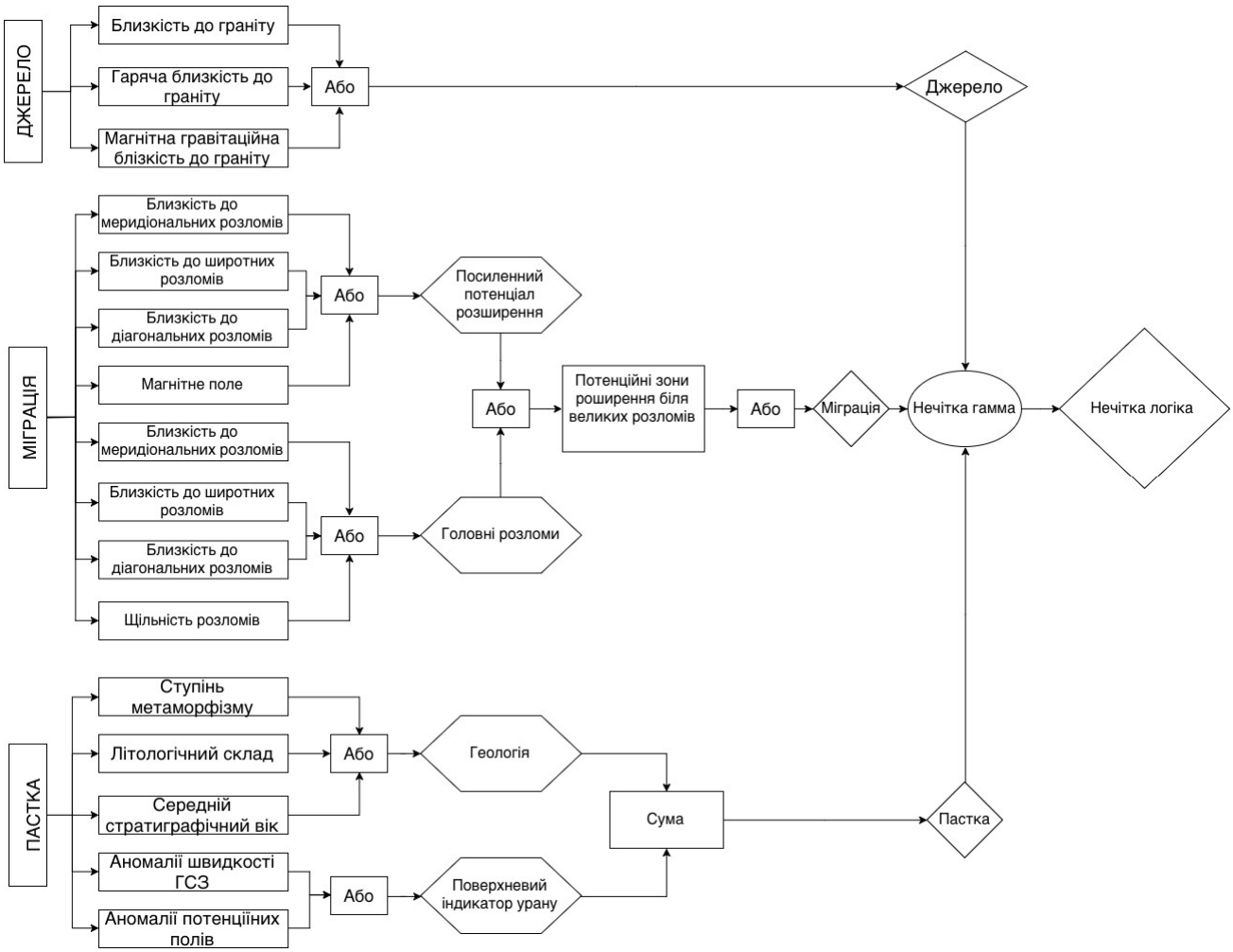


Рис. 1. Модель прогнозу потенціалу метасоматичних покладів урану за алгоритмом нечіткої логіки адаптована для Кіровоградського рудного району

Головними критеріями, що включені до оцінки є:

- розповсюдженість магматичних гранітних тіл (в тому числі з підвищеною лужністю);
- наявність проявів натрієвих метасоматичних порід або вторинних змін у інших породах;
- наявність зон тектонічних деформацій та глибинних розломів, які могли слугувати в якості шляхів міграції, в тому числі перетини розломів різної орієнтації;
- наявність зон пониження швидкості об'ємних пружних хвиль спільно з даними про від'ємні аномалії гравітаційного поля, що можуть свідчити про збагачення земної кори лейкократовими породами;
- наявність рудопроявів урану, як прямої ознаки процесу мінералізації;
- аномалії магнітного поля;

Всі вище наведені критерії містять в собі елемент просторової невизначеності, відповідно просторові карти критеріїв рекласифікуються з присвоєнням ймовірностей 1,0 в межах окреслених трактів і побудовою буферних контурів зі зниженою імовірністю (0,9; 0,8 і т.д.) навколо виділених об'єктів. З'єднання шарів здійснюється відповідно до моделі наведеної на рисунку

Запропонований новий кількісний підхід до оцінки потенціалу рудоносності родовищ урану метасоматичного типу на території Українського кристалічного щита, зокрема Кіровоградського

рудного району з урахуванням доступної геолого-геофізичної інформації. Наведена геоінформаційна модель може бути реалізована для інших блоків УЩ, а також доповнена та розширена за наявності додаткової інформації, в першу чергу результатів геохімічного опробування. Розроблена модель є частиною першого етапу моделювання – імовірнісної оцінки перспектив знаходження нових родовищ. В подальшому модель може бути залучена Державною Геологічною Службою України або Державною комісією з запасів корисних копалин для національної оцінки ресурсів.

Література

1. Agterberg, F.P., Bonham-Carter, G.F., (2005). Measuring performance of mineral-potential maps. *Natural Resources Research* 14 (1), 1–17.

2. Bonham-Carter, G. F., (1994), Geographic information systems for geoscientists, modelling with GIS. *Pergamon,New York*, 398.

3. Carranza, E.J.M., (2008). Geochemical anomaly and mineral prospectivity mapping in GIS. *Handbook of Exploration and Environmental Geochemistry* vol. 11. Elsevier, Amsterdam, 351.

4. Cocker, M.D., Orris, G.J., and Dunlap, P., with contributions from Lipin, B.R., Ludington, S., Ryan, R.J., Słowakiewicz, M., Spanski, G.T., Wynn, J., and Yang, C., (2017), Geology and undiscovered resource assessment of the potash-bearing Pripyat and Dnieper-Donets Basins, Belarus and Ukraine: *U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2010–5090–BB*, 116, https://doi.org/10.3133/sir20105090BB.

5. Chudasama B., Kreuzer O. P., Thakur S., Porwal A. K., Buckingham A. J., Surficial uranium mineral system in Western Australia: Geologically-permissive tracts and undiscovered endowment. / «Quantitative and spatial evaluation of undiscovered uranium resources». *Selected papers from technical and training meetings organized by the IAEA and held in Fuzhou (2014), Regina (2015), Denver (2015), Vienna (2015-2016), Buenos Aires (2016) and Nanchang (2017). International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria (2018)*.

6. Ellefsen, K.J., (2017), User's guide for MapMark4—An R package for the probability calculations in three-part mineral resource assessments: *U.S. Geological Survey Techniques and Methods*, book 7, chapter C14, 23. https://doi.org/10.3133/tm7C14.

7. Fairclough, M, Poliakovska, K and Pylypenko, O. (2017) Global uranium resources - how much is left?, The AusIMM International Uranium Conference. *Australian Institute of Mining and Metallurgy, Volume of Abstracts.. Adelaide, Australia*

8. Grad M., Tripolsky A. A. (1994) Structure of the Ukrainian shield. P. 3: Seismic and petrological models of the Ukrainian shield. *Acta Geophysica Polonica*, 42, 1,23-44.

9. Johnson, K.M., Hammarstrom, J.M., Zientek, M.L., and Dicken, C.L., (2014), Estimate of undiscovered copper resources of the world, 2013: *U.S. Geological Survey Fact Sheet 2014–3004*, 3, https://doi.org/10.3133/fs20143004.

10. Mihalasky, M.J., Hall, S.M., Hammarstrom, J.M., Tureck, K.R., Hannon, M.T., Breit, G.N., Zielinski, R.A., and Elliott, B., (2015), Assessment of undiscovered sandstone-hosted uranium resources in the Texas Coastal Plain, *U.S. Geological Survey Fact Sheet 2015–3069*, 4, http://dx.doi.org/10.3133/fs20153069.

11. NEA, 2016, Uranium 2016: Resources, Production and Demand, *A Joint Report by the Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency: Organisation for Economic Co-Operation and Development Publishing, Paris, France,* http://dx.doi.org/10.1787/uranium-2016-en.

12. Singer, D.A., (1993), Basic concepts in three-part quantitative assessments of undiscovered mineral resources: *Nonrenewable Resources*, 2(2), 69–81, https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/BF02272804.pdf.

13. Singer, D.A., and Menzie, W.D., (2010), Quantitative mineral resource assessments. *An integrated approach: New York, Oxford University Press*, 232.

14. UN, (2017), *Sustainable Development Goals: 17 Goals to Transform Our World*, http://www.un.org/sustainabledevelopment/.

15. UNECE, (2017), *United Nations Framework Classification for Resources (UNFC)*, https://www.unece.org/energywelcome/unfc-and-resource-classification.html.

16. USGS, (2017), Global Mineral Resource Assessments: *U.S. Geological Survey, Mineral Resources Program, https://minerals.usgs.gov/global/.*

17. Virshylo,I., Fairclough, M., Mihalasky, M. (2017) Three-part assessment, big data, GIS, and undiscovered resources: how to apply modern techniques in Ukraine. *The Fourth International Scientific-Practical Conference "Subsoil use in Ukraine. Prospects for investment"*: *Truskavets, Ukraine* November 2017, 91-95.

18. Xiong, Yihui & Zuo, Renguang & Carranza, Emmanuel John. (2018). Mapping mineral prospectivity through big data analytics and a deep learning algorithm. *Ore Geology Reviews*. 102. 10.1016/j.oregeorev.2018.10.006.

19. Zadeh, L. A., 1965, Fuzzy sets. *IEEE Information and Control* 8(3), 338–353.

20. Zhang, Shuai & Xiao, Keyan & Carranza, Emmanuel John & Yang, Fan. (2018). Maximum Entropy and Random Forest Modeling of Mineral Potential: Analysis of Gold Prospectivity in the Hezuo–Meiwu District, West Qinling Orogen, China. *Natural Resources Research*. 10.1007/s11053-018-9425-0.

21. Wilde A. R., Bruce M., Knox-Robinson C., Bierlein F. P., Lisitsin V., Fuzzy logic mineral prospectivity analysis of the Mount Isa region (Queensland, Australia) for metasomatite-type (albite-type) uranium / Quantitative and spatial evaluation of undiscovered uranium resources. *Selected papers from technical and training meetings organized by the IAEA and held in Fuzhou (2014), Regina (2015), Denver (2015), Vienna (2015-2016), Buenos Aires (2016) and Nanchang (2017). International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria* (2018).

22. Віршило І., Пап І. (2019) Інтегроване стохастичне моделювання петрофізичних параметрів для оцінки мінералогічного складу земної кори. *Вісник Київського університету. Серія Геологія.* Випуск 84 (1), 83-88.

23. Постанова Кабінету Міністрів України №764 від 19.09.2018 Про внесення змін до пункту 8 *Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр* URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/764-2018-%D0%BF

24. Розпорядження Кабінету Міністрів України №605-р від 18.08.2017 *Енергетична стратегія України на період до 2035 року "Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність».* URL: https://www.kmu.gov.ua/ua/npas/250250456

25. Соллогуб В. Б., Чекунов А. В., Трипольский А. А., Бабинец В. А. (1978). Результаты исследования глубинного строения Украинского щита. Строение коры и верхней мантии Центральной и Восточной Европы. *Киев: Наук. Думка*,136-147.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.003.1

ПРОБЛЕМНІ АСПЕКТИ АМОРТИЗАЦІЇ АКТИВІВ І ВИТРАТ, ПОВЯЗАНИХ ІЗ НАДРОКОРИСТУВАННЯМ

Жикаляк М.В., *д. екон. н, к. геол. н, dongeo@ukr.net,*
ДРГП «Донецькгеологія», м. Бахмут, Україна

Інноваційно-інвестиційні перспективи сталого розвитку мінеральних ресурсів надр в умовах становлення ринкових відносин і недосконалого державного регулювання надрокористування обумовлюють необхідність розроблення концептуальних системних заходів для обґрунтування реальної вартості родовищ корисних копалин, рівно вісної техніко-економічної оцінки перспектив їх видобування, достовірного обліку та визначення активів, витрат і зобов'язань з використанням амортизації та амортизаційних відрахувань.

PROBLEM ASPECTS OF ASSETS AND EXPENSES AMORTIZATION RELATED TO SUBSURFACE RESOURCES MANAGEMENT

Zhykalyak M., *Dr. Sci.(Econ.), Cand. Sci. (Geol.), dongeo@ukr.net,*
SRGE «Donetskgeologiya», Bakhmut, Ukraine

Innovation and investment prospects of sustainable development of mineral resources of subsurface in the conditions of formation of market relations and imperfect state regulation of subsurface use necessitate the development of conceptual systematic measures to substantiate the real value of mineral deposits, equal to a clear technical and economic evaluation of prospects of their extraction, reliable accounting and determination of assets, expenses and liabilities using depreciation and amortization.

Вступ.Незважаючи на багаторічну практику застосування економічних чинників державного регулювання надрокористування та охорони надр у період становлення та розвитку України як самостійної держави, в гірничовидобувній діяльності до 2010 року переважали витратно-ресурсний та монопольно-відомчий підхід щодо оцінки й сталого розвитку мінеральних ресурсів надр, а після 2010 року – переважає монопольно-олігархічний із залишковими реліктами відновлювально-відтворювального і початковими проявами найбільш ринковоорієнтованого та економічно рівновісного рентного підходу.

Неефективна з позицій загальнонаціональних інтересів господарська діяльність гірничовидобувних підприємств України з урахуванням низької конкурентоспроможності вітчизняної мінерально-сировинної бази стосовно паливно-енергетичної та гірничохімічної сировини, кольорових, рідкісних і рідкісноземельних металів тощо, обумовлюють необхідність удосконалення державного регулювання рентних відносин у гірничій промисловості, доопрацювання чинних нормативно-правових й регуляторних актів щодо використання та охорони мінеральних ресурсів надр із запровадженням рентної еколого-економічної системи обліку та оподаткування видобування корисних копалин для обґрунтування інноваційно-інвестиційних напрямів неоіндустріального розвитку базових галузей промисловості країни.

1. Стан та особливості обліку витрат, пов'язаних із надрокористуванням. Родовища, ділянки надр і запаси корисних копалин не є об'єктами бухгалтерського обліку згідно Положення (Стандарту) бухгалтерського обліку 7 [П(С)БО7] «Основні засоби», затвердженого наказом Мінфіну України 27.04.2000 № 92 із чинними змінами, хоча бухгалтерський облік в Україні земельних, лісових і водних відтворюваних природних ресурсів регулюється цим Положенням (Стандартом). Не обліковуються та не враховуються П(С)БО7 родовища і запаси корисних копалин, витрати на розвідку (дорозвідку), підготовку, облаштування й здійснення видобування любих запасів корисних копалин, а з 2019 року із Податкового кодексу України вилучена амортизація витрат (ст. 148), пов'язаних із видобуванням корисних копалин.

У міжнародних стандартах бухгалтерського обліку (МСБО2 «Запаси», МСБО8 «Облікові політики, зміни в облікових політиках та помилки», МСБО16 «Основні засоби», МСБО38

«Нематериальні активи» та МСБО40 «Інвестиційна нерухомість») і в Міжнародному стандарті фінансової звітності 6 (МСФЗ6) – «Розвідка та оцінка запасів корисних копалин» визначаються результати розвідки та оцінки запасів корисних копалин як активи та вказується на необхідність проводити періодичну оцінку (переоцінку) таких активів на предмет зменшення їх корисності. При цьому суб'єкт господарювання самостійно застосовує модель переоцінки за МСБО16 «Основні засоби» або за МСБО38 «Нематеріальні активи» для визнання та визначення активів розробки родовища корисних копалин за конкретний період без урахування активів щодо його розвідки та оцінки [4]. Крім того, відповідно до МСБО37 «Забезпечення, непередбачені зобов'язання та непередбачені активи», суб'єкт господарювання визначає будь-які зобов'язання щодо демонтажу основних засобів та відновлення природного середовища на відповідній території (здійснення рекультивації), що виникають протягом певного періоду внаслідок проведення розвідки, оцінки запасів і видобування корисних копалин, а також розкриває інформацію, яка визначає та пояснює суми, визначені (наведені) в його фінансовій звітності. Суб'єкти господарювання з 2006 року застосовують також Міжнародний стандарт фінансової звітності 6 (МСФЗ6) до щорічних періодів згідно «Концептуальних основ фінансової звітності» Регламенту міжнародного стандарту бухгалтерського обліку – РМСБО [4].

В американській системі обліку за стандартами US GAAP об'єктами основних засобів є земля, покращення земельної ділянки… і природні ресурси, однак методологія обліку мінеральних ресурсів надр знаходиться в залежності від обліку земельної ділянки, на якій вони знаходяться, й тому розкриття інформації про запаси та обсяги видобування корисних копалин розглядається додатково в спеціальних стандартах для провідних видобувних компаній [5].

У процесі вартісної оцінки родовищ і ділянок вітчизняних надр та обґрунтуванні чистого прибутку гірничої діяльності експертами ДКЗ України для збільшення коефіцієнта рентабельності видобування корисних копалин широко використовуються явні та неявні витрати із додаванням амортизації до економічного прибутку, завищенням доданої вартості та пропорційним збільшенням майбутніх грошових потоків. Фактично, у реальному секторі господарської діяльності гірничовидобувних підприємств, це призводить до викривлення обліку активів і витрат, значного зменшення бухгалтерського прибутку, який підлягає оподаткуванню, використання амортизації та амортизаційних відрахувань для ухиляння або мінімізації податкових зобов'язань, що, по-суті, обумовило невизнання фіскальними органами родовищ і запасів корисних копалин в якості основних засобів для цілей бухгалтерського обліку та неврахування як активу гірничовидобувних підприємств первісної й щорічної зменшеної в результаті видобування вартості цих активів. Стало неможливим також розкриття інформації про видобування та використання невідтворюваних мінеральних ресурсів надр згідно впровадженого в 51 країнах світу стандарту Ініціативи прозорості видобувних галузей (ІПВГ), незважаючи на те, що 17 жовтня 2013 року Україна отримала статус країни-кандидата ІПВГ [3].

Розглянувши особливості державного регулювання та бухгалтерського обліку мінеральних ресурсів надр за вітчизняними і міжнародними стандартами можна стверджувати, що родовища і запаси корисних копалин мають характерні риси основних засобів із певними недоліками або відмінностями в залежності від інституційних умов країн та норм і правил рентного надрокористування. Тому наведені проблемні аспекти та особливості обліку витрат, пов'язаних із видобуванням корисних копалин охарактеризуємо в контексті сталого розвитку мінеральних ресурсів надр і надрокористування України на середньо-довгострокову перспективу.

2. Концепція сталого розвитку мінеральних ресурсів надр і надрокористування. Особливість використання мінеральних ресурсів надр полягає в тому, що вони є невідтворюваними та вичерпними, а отже мають бути збережені для наступних поколінь [1, 2]. Крім того сталий розвиток мінерально-сировинних ресурсів передбачає економічно рівновісне збалансоване

видобування та використання корисних копалин без збільшення негативного впливу на геологічне середовище й довкілля в цілому на протязі достатньо довгого часового періоду. Тобто сталий розвиток – це не тільки зафіксований стан гармонії між видобуванням і використанням мінеральної сировини та природним середовищем, а, скоріше за все, такий процес гармонійного розвитку, в якому перманентні зміни повинні здійснюватися у відповідності як з майбутніми, так і сьогоднішніми потребами. Не випадково Міжнародна Комісія з проблем довкілля та розвитку (World Commission on Environment and Development, скорочено WCED) дає наступне визначення сталого розвитку [1]:

Сталість – це такий стиль прогресу чи розвитку, який задовольняє потреби сьогоднішнього дня, не перешкоджаючи при цьому можливостям майбутніх поколінь задовольняти свої потреби.

Принципи сталого економічно рівновісного розвитку мінеральних ресурсів надр в умовах необхідності неоіндустріалізації вітчизняного промислового виробництва передбачають широке застосування економічних інструментів державного регулювання та управління мінерально-сировинною базою, геологічним і природним середовищем України в цілому. До них відносяться заходи щодо реальної вартісної оцінки родовищ і запасів корисних копалин у надрах, визначення та оцінка активів і витрат на предмет зменшення корисності мінеральних ресурсів надр у процесі видобування, обґрунтування збалансованих темпів компенсаційного їх прирощення та удосконалення правового регулювання надрокористування і чинної фіскальної політики (справляння податків, платежів, штрафів або застосування пільг чи стимулів).

Сталий розвиток і реальна вартісна оцінка мінеральних ресурсів надр. Сучасна ринкова оцінка мінерально-сировинних ресурсів у надрах повинна здійснюватися з урахуванням інноваційно-інвестиційних принципів структурування та геолого-економічного логістичного районування території країни і гірничо-видобувних регіонів на основі складання інтерактивних цифрових геолого-економічних карт видобувної цінності окремих видів корисних копалин, родовищ і ділянок надр в цілому. При цьому в якості показника вартісної оцінки повинна прийматися не валова оцінка мінеральної сировини в надрах, а видобувна цінність – цінність рентабельно видобувних або дефіцитних, стратегічних і технологічно доступних обсягів корисних копалин, потенційно-видобувні запаси яких відповідають не менше ніж 20-річній перспективі споживання.

Для обґрунтування найбільш інноваційно-інвестиційних напрямів функціонування вітчизняного мінерально-сировинного комплексу доцільно використати результати техніко-економічного аналізу особливостей адаптації гірничо-видобувного комплексу перших 10 східноєвропейських країн після їх вступу в Європейський Союз (ЄС) – із збереженням і неоіндустріальним розвитком базових галузей промисловості та високоліквідних родовищ стратегічних видів корисних копалин в інтересах усіх країн ЄС [7].

Економічний аспект сталого розвитку мінерально-сировинних ресурсів України забезпечить неоіндустріальне функціонування вітчизняної промисловості, перманентне збільшення доданої вартості й дохідної частини державного бюджету та прямих внутрішніх і зовнішніх інвестицій. Дозволить виявити нові елементи і чинники структурування Державного балансу запасів корисних копалин за ступенем техніко-економічної, екологічної та соціальної ліквідності, обґрунтувати або суттєво деталізувати в процесі комплексного геолого-економічного районування центри економічного зростання для реалізації ресурсно-інноваційних напрямів сталого неоіндустріального розвитку національної економіки. У свою чергу, комплексне обґрунтування інноваційно-інвестиційних центрів економічного зростання в умовах поетапної інтеграції мінерально-сировинного комплексу України та базових галузей промисловості в європейську і світову систему економічних відносин, набуває особливого стратегічного значення у створенні конкурентних

переваг власних родовищ корисних копалин для вітчизняної переробної промисловості та забезпечення ефективного соціально-економічного розвитку гірничо-видобувних регіонів і держави в цілому.

Сталий розвиток і темпи компенсаційного прирощення мінеральних ресурсів. У надрах України виявлено майже 20000 родовищ і проявів 117 видів корисних копалин, з яких 8172 родовища 94 видів мінеральної сировини мають промислове значення і облікуються Державним балансом запасів. При цьому до промислового освоєння залучено за різними оцінками від 2868 до 3350 родовищ різних видів корисних копалин, що становить від 36 до 41 % від розвіданих і облікованих у Державному балансі запасів.

У структурі реального мінерально-сировинного комплексу України дані родовища представлені 10 % великих родовищ, які станом на 2010 рік забезпечували 51 % усього обсягу видобутку мінеральної сировини, близько 27 % середніх родовищ із 24 % видобутку та понад 61 % малих, на які припадало лише біля 25 % від загального видобутку мінеральних ресурсів надр. Як наслідок – питома вага низькоякісних та важко технологічних некондиційних запасів і дрібних низько рентабельних родовищ у традиційних гірничовидобувних регіонах перманентно зростає. Крім того багато із облікованих у Державному балансі родовищ і запасів корисних копалин не передаються в експлуатацію потенційним надрокористувачам у зв'язку із тим, що отримана в результаті їх розвідки і оцінки минулих років геолого-економічна інформація є застарілою та не відповідає сучасним вимогам. Тобто більше 50 % активів розвідки та оцінки родовищ і запасів корисних копалин нерозподіленого фонду надр фактично втратили або суттєво зменшили свою корисність в сучасних соціально-економічних умовах. Однак системна робота щодо переоцінки родовищ і запасів нерозподіленого фонду надр, їх оптимізації, техніко-економічної диференціації та інноваційно-інвестиційної актуалізації із переведенням у позабалансовий галузевий облік родовищ, які втратили своє промислове значення Державною службою геології та надр не проводиться. Замість цього з метою формування монопольно-олігархічної мінерально-сировинної бази на окремі види корисних копалин (природний газ, вогнетривкі глини, каолін, рідкіснометальну, флюсову і цементну сировину) або формального сприяння незаконному видобуванню та тіньовій господарській діяльності (бурштин, бутовий камінь, пісок тощо) ДНВП «Геоінформ України» реєструє незаконно перейменовані раніше розвідані родовища або ділянки надр на приватні юридичні особи для штучного визначення даних об'єктів як нових, нібито, розвіданих за їх власні кошти з подальшим оформленням спецдозволів на користування надрами за спрощеною процедурою. Тобто, замість перекласифікації активів розвідки родовищ нерозподіленого фонду надр минулих років із комплексною переоцінкою зменшення їх корисності у відповідності з сучасними вимогами, а також визначенням реальної теперішньої вартості в інтересах держави, посадовими особами Держгеонадр України і ДНВП «Геоінформ України» фактично здійснюється корупційно-рентоорієнтована діяльність на шкоду державним інтересам і сталому інноваційно-інвестиційному розвитку вітчизняної мінерально-сировинної бази.

У зв'язку із знищенням за останні 15 років системи сталого прирощення видобутих запасів високоліквідних і дефіцитних видів корисних копалин за рахунок цільових геологорозвідувальних робіт зараз доля реальної мінерально-сировинної бази України у світовому мінерально-сировинному потенціалі за оцінками вітчизняних вчених зменшилася з 5 до 2,2 %. Зокрема необґрунтоване катастрофічне зменшення бюджетного фінансування «Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року (ЗДМСП-2030) – на 92 % від програмних показників і на 80 % від економічно доцільних збалансованих обсягів, призвело не тільки до фактичного згортання розвитку ЗДМСП-2030, а й до неможливості підтримання наявної в Україні мінерально-сировинної бази високоліквідних, дефіцитних, інноваційно-технологічних, критичних і стратегічних видів корисних копалин хоча б на рівновісному не деградаційному рівні.

Державна служба геології та надр України на думку експертів країн Європейського Союзу, США і Канади переважно займається моніторингом нерозподіленого фонду родовищ і ділянок надр та видачею спецдозволів на користування надрами, а не організацією ефективного розвитку вітчизняної мінерально-сировинної бази на середньо-довгострокову перспективу. Розробка стратегічного плану ефективних заходів з поетапної адаптації галузі до ринкових умов господарювання та підготовка збалансованої «Дорожньої карти» щодо зменшення імпорту вуглеводнів і дефіцитної для національної економіки мінеральної сировини та збільшення експортного потенціалу країни за рахунок високоліквідних на світовому ринку корисних копалин так і не була здійснена ні Державною геологічною службою, ні Державною службою геології та надр України.

Наукові дослідження та соціально-економічна практика переконливо доводять, що розвиток і темпи економічного зростання держави залежать від ефективності функціонування державних установ і стимулюючого екологічно ощадливого надрокористування для забезпечення інноваційно-інвестиційної господарської діяльності та неоіндустріального розвитку базових галузей промисловості. При цьому технологічні та інституційні зміни виступатимуть в якості головних детермінаторів щодо радикального реформування промислового виробництва та сталого соціально-економічного розвитку України. Тому формування конкурентоспроможної та інноваційно-інвестиційно привабливої мінерально-сировинної бази України і достовірної інтерактивної інформації про родовища та перспективні прояви корисних копалин необхідно здійснювати шляхом прискореного геологічного вивчення й цільового освоєння високоперспективних структур Азово-Чорноморського шельфу, виділених за неомобіліською гіпотезою газоносних блоків і зон у Східному нафто-газоносному регіоні, потенційно видобувних ресурсів природного газу щільних пісковиків і газу метану вугільних родовищ, рентабельних запасів кам'яного вугілля нижньокам'яновугільної вугленосної формації Західного і Південного Донбасу та Покровського геолого-промислового району як єдиної вуглевидобувної провінції, а також технологічно доступних покладів кольорових металів, ванадію, кобальту, літію, нікелю, ніобію, танталу, циркону рідкісноземельних елементів ітрієвої та церієвої груп тощо.

Реалізація відмічених інноваційно-інвестиційних напрямів удосконалення та сталого приросщення вітчизняної мінерально-сировинної бази сприятиме матеріально-технічному забезпеченню неоіндустріального розвитку вітчизняної промисловості та збільшенню доданої вартості на мінеральну сировину завдяки виробництву високотехнологічної й високоліквідної продукції.

Сталий розвиток і правове регулювання використання та охорони мінеральних ресурсів надр. Основними нормативно-правовими документами державної політики й державного регулювання у галузі геології та надрокористування є:

– Кодекс України «Про надра»;
– Закон України «Про державну геологічну службу»;
– «Загальнодержавна програма розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року», яка затверджена Законом України від 21.04.2011 № 3256-VI;
– Постанова Кабінету Міністрів України від 25.01.1999 № 83 «Про затвердження Порядку проведення геологорозвідувальних робіт за рахунок коштів державного бюджету;
– Постанова Кабінету міністрів України від 28.02.2011 № 301 «Про затвердження Порядку використання коштів, передбачених у державному бюджеті для розвитку мінерально-сировинної бази…»;
– Постанова Кабінету Міністрів України від 30.05.2011 № 615 «Про затвердження Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами»;

– Постанова Кабінету Міністрів України від 30.12.2015 № 1174 «Про затвердження Положення про Державну службу геології та надр України».

Однак при цьому необхідно відмітити, що Кодекс України «Про надра» розроблений на основі досвіду надрокористування в минулі роки періоду планової економіки, а інші нормативно-правові та регуляторні акти не відповідають складним соціально-економічним умовам сьогодення й реальному стану неефективного функціонування галузі геології та надр на протязі останніх 10 років, не враховують стратегічні орієнтири сталого розвитку надрокористування та неоіндустріальні потреби базових галузей промисловості, а також не передбачають ефективних заходів і стимулів для поетапного інтегрування основних норм до правил і технологій ринкової економіки та загальноєвропейських стандартів. Недосконаліть надроресурсного законодавства та відсутність в Україні надійних і законодавчо гарантованих прав власності на розвідані за не державні інвестиційні кошти запаси корисних копалин у надрах, призводить до обмеження раціональності, підвищення рівня опортунізму і рентоорієнтованої поведінки, обумовлює скорочення легального сектору економіки й сприяє зростанню привабливості незаконного видобування корисних копалин загальнодержавного значення та тіньової господарської діяльності в цілому.

З метою радикального удосконалення законодавчого і нормативно-правового державного регулювання надрокористування у загальнонаціональних інтересах доцільно терміново розробити та прийняти Закон України ***«Про основи державної політики в галузі геології, розвідки надр, надрокористування та використання мінеральної сировини».*** Необхідно також максимально обмежити опортуністичний та рентоорієнтований вплив олігархічно-політичних еліт на формування й прийняття оновлених норм, правил і показників у чинні нормативно-правові акти. Земельні ділянки над родовищами і запасами корисних копалин загальнодержавного значення в Положенні (Стандарті) бухгалтерського обліку (П(С)БО-7) доцільно визначати в якості об'єктів основних засобів. Приватизація таких ділянок повинна бути забороненою. Усі регуляторні акти щодо земле- і надрокористування на таких ділянках необхідно збалансувати та законодавчо врегулювати. При цьому замість спецдозволів на користування надрами, за аналогією з Державними Актами на землю, ввести в дію Державні Акти на користування ділянкою надр. Незаконне видобування корисних копалин і тіньову гірничовидобувну діяльність доповненнями і змінами до Кримінального кодексу України визначити в якості крадіжок державного майна та шкоди державі в особливо великих розмірах за фактом правочину.

Сталий розвиток і удосконалення еколого-економічної системи надрокористування. Обмежені фінансові можливості України та існуючі фінансові ринки світу не містять достатніх стимулів для забезпечення екологічно ощадливого й економічно рівновісного сталого розвитку вітчизняних мінерально-сировинних ресурсів, що обумовлено наступними причинами:

1) низькою конкурентоспроможністю мінерально-сировинної бази України;

2) монопольно-відомчим і монопольно-олігархічним підходами до економічної оцінки вартості корисних копалин у надрах й перспектив їх видобування та використання;

3) недосконалою фіскальною політикою в сфері надрокористування, яка орієнтована на витрату, а не на рентно-ефективну економічну оцінку родовищ і запасів корисних копалин;

4) зацікавленістю в інвестиціях із швидкою віддачею та високою рентабельністю, тоді як для сталого розвитку необхідні інвестиції, які будуть орієнтовані на економічно урівноважену рентабельність та відтерміновані дохід і дивіденди;

5) існуючою фінансовою звітністю, яка не відображає грошових критеріїв екологічного ефекту і, таким чином, віддає перевагу проектам з більшим господарським ефектом, не рахуючись з їх екологічними результатами;

6) відсутністю в Україні автоматизованих систем звітності за стандартом ініціативи прозорості видобувних галузей (ІПВГ) з оприлюдненням інформації про фінансово-економічні показники, прибуток, податкові платежі, дивіденди, ліцензії, основні контракти тощо, які стосуються видобутку мінерально-сировинних ресурсів;

7) рентоорієнтованою поведінкою уповноважених посадових осіб і високими корупційними ризиками в процесі державного регулювання надрокористування.

Комплексні нормативно-правові й регуляторні заходи щодо удосконалення еколого-економічної системи надрокористування повинні охоплювати усі напрями і складові від геологічного вивчення надр, розвідки та підготовки до промислового освоєння родовищ корисних копалин, надання на конкурсно-аукціонній основі прав на їх видобування й комплексне використання до оптимізації системи оподаткування в залежності від величини гірничої ренти, амортизаційних і природоохоронних чинників. Необхідно гарантувати гірничовидобувним підприємствам і компаніям одночасно з отриманням ними спецдозволів на користування надрами прав власності на запаси корисних копалин у надрах, що дозволило би включати розвідані за власні або недержавні інвестиційні кошти запаси мінеральної сировини в активи відповідних господарюючих суб'єктів та значно розширило б можливості їх використання в якості застави при отриманні кредитів і визначенні економічно збалансованих показників господарської діяльності в конкурентних ринкових умовах та для обґрунтування реальної ліквідності розвіданих запасів корисних копалин за міжнародними стандартами. При цьому в процесі купівлі-продажу прав на надрокористування за результатами аукціонних торгів будуть формуватися рівновісні ринкові ціни на запаси корисних копалин у надрах і визначатися реальна вартість розвіданих родовищ і ділянок надр, що призведе до зменшення рентоорієнтованих проявів та корупційних ризиків при розгляді матеріалів і оформленні спецдозволів на користування надрами. До речі аналогічні права, інституційні норми і правила ефективно використовуються та законодавчо гарантуються суб'єктам господарювання у більшості гірничовидобувних країнах світу [2].

З метою поетапного переходу до низьковуглецевої ресурсоефективної економіки, підготовки та освоєння інноваційно ємних для неоіндустріального розвитку базових галузей промисловості руд кольорових, легуючих, рідкісних і рідкоземельних металів, високоліквідної гірничометаліргійної, гірничохімічної та вогнетривкої сировини, податок за використання надр для видобування корисних копалин доцільно справляти в залежності від величини гірничої ренти, яка, в основному, не залежить від поведінки надрокористувачів і вартості видобутку корисних копалин, а враховуватиме об'єктивні природні чинники та вартість реалізації видобутої мінеральної сировини без урахування витрат на її постачання споживачу (рис. 1). При оподаткуванні негативних екстерналій, пов'язаних із забрудненням навколишнього природного середовища в процесі видобування корисних копалин, необхідно не тільки оподатковувати обсяги техногенного забруднення, але й стимулювати інноваційну, природоохоронну та енерго-ресурсозберігаючу діяльність.

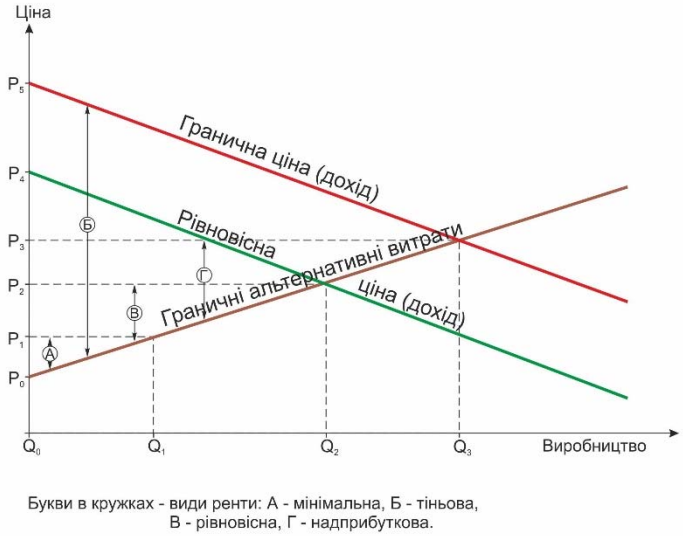


Рис. 1. Рента при видобуванні корисних копалин

Амортизація та амортизаційні відрахування – ефективні чинники сталого розвитку мінеральних ресурсів надр. Родовища і запаси корисних копалин у надрах або мінеральні ресурси надр відносяться до невідтворюваних природних ресурсів, загальні запаси яких зменшуються пропорційно їх видобуванню та використанню. При цьому невідтворюваність стосовно підземних вод, природного газу, газу метану тощо має певний обмежувальний характер, так як їх відновлення в надрах здійснюється перманентно й зараз, однак процес відтворення відбувається настільки повільно у порівнянні із обсягами та темпами їх видобування, що й дані види корисних копалин доцільно також відносити до невідтворюваних мінеральних ресурсів надр.

Мінерально-сировинні ресурси (мінеральна сировина) характеризується надзвичайно високою нерівномірністю розповсюдження на території України і по земній кулі в цілому й незначною часткою запасів корисних копалин, придатних для промислового освоєння за техніко-технологічними, економічними та екологічними чинниками.

Технологічний цикл підготовки до промислового освоєння мінеральної сировини надр починається з пошукових і розвідувальних робіт, узагальнюється дослідно-промисловою розробкою та техніко-економічною оцінкою запасів корисних копалин родовищ, шахтних полів або ділянок і закінчується оформленням спецдозволу на користування надрами, отриманням гірничого та земельного відводів, проектуванням і комплексом робіт по будівництву, а потім – видобуванням і переробкою видобутої мінеральної сировини. Тобто підготовка й промислове освоєння невідтворюваних мінеральних ресурсів надр на кожному із відмічених етапів єдиного технологічного процесу значною мірою залежить не тільки від природних чинників, але й характеризується спільними з основними засобами типовими рисами:

- конкретною матеріальною формою та параметрами;
- наявністю фізичного і морального зносу;
- використовується у процесі промислового виробництва;
- створюється за участю людини з використанням праці та капіталу;
- строком використання більше одного року;
- здатністю приносити економічний прибуток і ренту.

Оскільки видобута мінеральна сировина є важливим об'єктом бухгалтерського обліку активів і витрат гірничовидобувних підприємств, а достовірна інформація про наявність, кількісні та якісні показники родовищ і запасів корисних копалин значною мірою визначає їх конкурентоспроможність на внутрішньому і зовнішніх ринках, у міжнародних і вітчизняних стандартах бухгалтерського обліку запаси переданих в експлуатацію родовищ корисних копалин доцільно класифікувати та обліковувати в якості основних засобів (МСБО16 і П(С)БО7 «Основні засоби»), а обліковані у Державному балансі запаси родовищ нерозподіленого фонду надр в якості активів за МСБО2 «Запаси», МСБО40 «Інвестиційна нерухомість» або МСБО38 «Нематеріальні активи» в залежності від їх вартісної оцінки та перспектив промислового освоєння.

Тобто законно набуті права на експлуатацію родовищ корисних копалин і видобувні рентабельні їх запаси промислового значення повинні зараховуватись на баланс гірничовидобувних підприємств як «Основні засоби» (п. 7 П(С)БО7). Інша справа, що з 2019 року не підлягають амортизації витрати, які пов'язані з видобуванням корисних копалин, у податковому обліку. Однак з метою сталого рівновісного розвитку мінеральних ресурсів надр та акумуляції коштів на балансі гірничовидобувних підприємств для компенсаційного приросщення видобутих балансових запасів за рахунок проведення цільових геологорозвідувальних робіт на флангах родовища, в податковому обліку гірничовидобувних підприємств, на думку автора, доцільно щорічно амортизувати та зменшувати вартість балансових запасів корисних копалин як основних засобів на обсяг їх видобування за попередній рік. При цьому ні в якому разі не слід допускати викривлення та невідповідності показників податкової декларації з фінансовою звітністю, які будуть розцінюватися фіскальними органами як ухилення від оподаткування. Тому неправильно та фінансово недоцільно використовувати амортизацію для збільшення коефіцієнта рентабельності гірничовидобувної діяльності, оскільки це призводить до віртуального збільшення економічного прибутку та фактичного зменшення бухгалтерського прибутку. *Тоді як усе повинно бути навпаки - бухгалтерський прибуток, який підлягає оподаткуванню, завжди повинен бути більшим за економічний прибуток!*

Додатково необхідно відмітити, що витрати на геологічну розвідку (дорозвідку) родовищ корисних копалин, що виконується за власні або інвестиційні кошти, придбання державної геологічної інформації та оформлення спецдозволу на користування надрами повинні амортизуватися та відноситися на зменшення оподаткованого прибутку або капіталізуватися і пропорційно списуватися на витрати на початку гірничовидобувної діяльності на собівартість видобутої мінеральної сировини. Крім того, враховуючи, що в процесі геологорозвідувальних робіт (ГРР) створюються позитивні екстерналії та завжди отримується важлива інформація про будову і стан геологічного середовища, доцільно, за прикладом провідних гірничовидобувних країн світу, застосовувати прискорену амортизацію витрат на ГРР.

Висновки. Амортизація мінеральних ресурсів надр – це грошова оцінка зменшення первісної вартості родовищ і запасів корисних копалин або перенесена частина вартості використаних (видобутих) їх запасів як основних засобів за попередній рік з одночасним перенесенням цієї вартості на собівартість мінеральної сировини. Амортизаційні відрахування, що підлягають включенню в собівартість видобутої мінеральної сировини, необхідно розраховувати щорічно по кожному родовищу і виду корисних копалин як зменшену частку основних засобів (фондів), відображати в кошторисі витрат на виробництво та акумулювати для удосконалення (дорозвідки) запасів або компенсаційного їх приросщення на флангах родовищ за рахунок цільових геологорозвідувальних робіт.

В якості ефективного стимулюючого інструменту державного регулювання надрокористування може застосовуватися прискорена амортизація первісної вартості родовищ і запасів корисних копалин шляхом обґрунтованого підвищення норм амортизаційних відрахувань

на щорічне зменшення первісної їх вартості пропорційно видобутим обсягам балансових запасів корисних копалин.

Ефективний економічно рівновісний сталий розвиток мінеральних ресурсів надр завдяки удосконаленню державного регулювання надрокористування й запровадження екологічно ощадливої системи видобування та використання рентабельних запасів корисних копалин як основних засобів створить реальні можливості для неоіндустріалізації базових галузей промисловості, збільшення внутрішніх і зовнішніх інвестицій та забезпечить надійне перманентне формування дохідної частини державного бюджету в загальнонаціональних інтересах.

Література

1. Астахов А.С., Зайденварг В.Е., Певзнер М.Е., Харченко В.А. (2002). Экономические и правовые основы природопользования / изд-во Московского госуд. горн. ун-та. М. 528с.

2. Веткин А.С., Жикаляк Н.В. (2010). Мировой опыт налогообложения и правового регулирования горной деятельности: моногр. / А.С. Веткин, Н.В. Жикаляк / НАН Украины. Ин-т экономики пром-сти. Донецк. 236 с.

3. Ініціатива прозорості видобувних галузей (ІПВГ) / [Електронний ресурс]. Режим доступу: https: //www.facebook.com/UAEITI. 24с.

4. Міжнародний стандарт фінансової звітності 6 (МСФЗ6). Розвідка та оцінка запасів корисних копалин. (2012)/ [Електронний ресурс]. Режим доступу: http: //www.minfin.gov.ua.

5. Порохнавець Я.А. (2014). Особливості визначення природних ресурсів в системі бухгалтерського обліку / Міжн. наук.-виробн. журн. «Сталий розвиток економіки», № 1 (23). С. 101–109.

6. Порохнавець Я.А. (2015). Структура та порядок обліку витрат на використання природних ресурсів / Ефективна економіка, № 7 / [Електронний ресурс]. Режим доступу: www.economy.nayka.com.ua. – 8с.

7. Райк, Михаэл Винкель (2007). Экономические и технические аспекты развития горнодобывающей промышленности в 10 новых странах ЕС. М. Глюкауф, 3. С. 40–46.

8. Шапран А.Б., Зур'ян О.В., Кошляков О.Є., Качалова О.І. (2018). Щодо врахування амортизації матеріальних та нематеріальних активів при вартісних оцінках родовищ корисних копалин// V міжн. наук. практ. конф. «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування». ДКЗ України. К. 2010. Т. 2. С. 205.

УДК 615.838.7(26.05).07:504.064.3](477.74)

РЕЗУЛЬТАТИ МОНІТОРИНГУ ЯКОСТІ, БЕЗПЕЧНОСТІ ТА БІОЛОГІЧНОЇ АКТИВНОСТІ ПЕЛОЇДІВ КУЯЛЬНИЦЬКОГО ЛИМАНУ (2016–2017)

Бабов К.Д., *д. мед. н., проф., mrik@juror.odessa.net,*
Нікіпелова О.М., *д. хім. н., проф., mrik@juror.odessa.net,*
Гуща С.Г., *к. мед. н., ст. н. с., gushchasergey@gmail.com,*
Ніколенко С.І., *к. біол. н., ст. н. с., mrik@kurort.odessa.net,*
Арабаджи М.В., *к. хім. н., amvmail1991@gmail.com,*
ДУ «Український науково-дослідний інститут медичної реабілітації та курортології МОЗ України», м. Одеса, Україна

Однією з найвідоміших у світі природних перлин Одещини є Куяльницький лиман з муловими сульфідними грязями та ропою, завдяки яким вже біля 200 років функціонує найстаріший у Східній Європі бальнеологічний курорт. Але на сьогодні відбувається обміління лиману, що є загрозою втрати запасів унікальних природних лікувальних ресурсів – пелоїдів та ропи. В зв'язку з даними обставинами Одеською обласною радою затверджено ряд регіональних програм щодо збереження та відновлення водних ресурсів в басейні Куяльницького лиману. Запуск морської води в Куяльницький лиман є дуже відповідальним кроком, так як здійснюється втручання в якість природних лікувальних ресурсів, які знаходяться під охороною Держави, оскільки на них надано Спеціальний дозвіл на користування надрами з визначеними охоронними заходами та бальнеологічними параметрами. З метою оцінки стану якості пелоїдів та ропи Куяльницького лиману після запуску морської води ДУ «Український НДІ медичної реабілітації та курортології МОЗ України» виконано науково-дослідну роботу з медико-біологічного обстеження стану Куяльницького лиману та морської води з Одеської затоки, результати якої стали підґрунтям проекту Закону України щодо визнання природної території Куяльницького лиману курортом державного значення.

RESULTS OF QUALITY, SAFETY MONITORING AND BIOLOGICAL ACTIVITY OF PELOIDS KUYALNIK ESTUARY (2016–2017)

Babov K., *Dr. Sci. (Med.), Prof., mrik@kurort.odessa.net,*
Nikipelova E., *Dr. Sci. (Chem.), Prof., mrik@kurort.odessa.net,*
Gushcha S., *Cand. Sci. (Med.), Senior research, gushchasergey@gmail.com,*
Nikolenko S., *Cand. Sci. (Biol.), Senior research, mrik@kurort.odessa.net,*
Arabadji M., *Cand. Sci. (Chem.), amvmail1991@gmail.com,*
SI «Ukrainian Research Institute of Medical Rehabilitation and Resort Therapy of Ministry of Health of Ukraine», Odessa, Ukraine

One of the most famous natural pearls of Odesa region in the world is the Kuyalnik Estuary with silt sulfide mud and brine, thanks to which the oldest balneological resort in Eastern Europe has been functioning for about 200 years. But today there is a refinement of the estuary, which is a threat to the loss of stocks of unique natural healing resources – peloids and brines. Due to these circumstances, the Odessa Regional Council approved a number of regional programs for the conservation and restoration of water resources in the Kuyalnik Estuary basin. The launching of seawater into the Kuyalnik Estuary is a very important step, as it is interfering with the quality of the state's protected natural resources, as they have been granted a Special Permit to use the subsoil with certain protective measures and balneological parameters. In order to assess the quality of peloids and ripples of the Kuyalnik Estuary after launching seawater of the SI «Ukrainian Research Institute of Medical Rehabilitation and Resort Therapy of Ministry of Health of Ukraine», a scientific-research work was carried out on the medical and biological examination of the state of Kuyalnik Estuary and seawater from the Odessa Gulf. Of the Law of Ukraine on the recognition of the natural territory of the Kuyalnik Estuary as a resort of state importance.

В період 2005–2007 рр. ДУ «Український НДІ медичної реабілітації та курортології МОЗ України» виконано комплекс медико-біологічних досліджень лиману з оцінкою впливу біологічної дії та безпечності застосування пелоїдів безпосередньо на лабораторних тваринах, узагальнено результати моніторингу якості пелоїдів за попередні роки, проведено клінічні випробування,

розроблено Довідку про кондиції для затвердження експлуатаційних запасів, видано медичний (бальнеологічний) висновок.

Як відомо [1–4] останні роки характеризуються погіршенням екологічного стану Куяльницького лиману. За різними причинами порушено його водонаповнення. Запуск морської води дозволив зберегти лікувальні грязі та ропу лиману.

Якісний склад пелоїдів в період 2016–17 рр. спостерігали по трьох ділянках лиману – в південній (курорт Куяльник), центральній (с. Кубанка) та північній (с. Ковалівка) частинах.

За основними фізико-хімічними показниками донні відклади Куяльницького лиману відповідають вимогам, які висуваються до мулових пелоїдів, і конкретно вимогам кондицій, які було розроблено для 2-х ділянок південної частини лиману, окрім значень окиснювально-відновлювального потенціалу, по всій акваторії лиману.

Досліджені осади по всій акваторії лиману періоду 2017 р. хоча і характеризуються від'ємними значеннями, але суттєво нижчими порівняно з попередніми роками, що може свідчити про зміну умов формування пелоїдів у більш окиснювальну обстановку, що впливає на характер мікробіоти пелоїдів і пов'язаних з цим процесів пелоїдогенезу. Аналізуючи дані, можна прослідкувати, що значення Eh зменшуються по акваторії лиману від півдня на північ від (– 115 до 120 мВ) до (– 30 до 90 мВ).

При вивченні хімічного складу мулових грязей (пелоїдів) велике значення має порівняльне вивчення складу ропи і розчину пелоїдів, особливо у покладах з умістом сірководню. В цих водоймищах розчини пелоїдів дещо відрізняються від ропи, як у відношенні катіонного і аніонного складу, так і в реакції середовища (значення pH).

Головним джерелом розчинних речовин розчинів пелоїдів є мінеральні компоненти ґрунтів, які оточують родовище, гірських порід, органічні речовини. Особливе місце займають живі організми, які активно впливають на склад розчинів.

Порівняння складу розчину пелоїдів та ропи Куяльницького лиману, які проаналізовано по південній його частині свідчить, що як загальна мінералізація, так і вміст макрокомпонентів у розчині пелоїдів практично завжди знаходяться у більш високих концентраціях, ніж у ропі. Можна відмітити відмінності у кількісному вмісті окремих макрокомпонентів ропи і розчину пелоїдів, але в цілому вони характеризуються однотипним хімічним складом.

В мікробному ценозі пелоїдів Куяльницького лиману присутні мікроорганізми, які приймають участь у пелоїдогенезі. Щодо складу мікробіоти відмічаються певні характерні особливості їх динаміки розвитку впродовж річного циклу спостережень, притаманна їм загальна розповсюдженість та специфіка щодо кожної ділянки. Так, наприклад, анаеробні сульфатвідновлювальні бактерії – продуценти сірководню – визначались практично тільки у пелоїдах ділянки курорту Куяльник.

Загалом, присутні у пелоїдах сапрофітні бактерії, мікроорганізми, які засвоюють органічний азот, олігокарботрофні, амілолітичні та жиророзщеплюючі бактерії тощо підвищували свою чисельність у літній період. Найбільш активна динаміка коливань інтенсивності розвитку мікробіоти була характерна для пелоїдів південної частини лиману (курорт Куяльник).

За результатами кореляційного аналізу складу мікробіоти пелоїдів ділянки курорту Куяльник позитивні значущі коефіцієнти кореляції (Rk) пов'язують наступний склад мікробіоти – жиророзщеплюючі, амілолітичні, мікроміцети та метанутворювальні бактерії. Найбільш тісний зв'язок спостерігається між метаноутворювальними бактеріями та мікроміцетами (Rk=0,95), а також між амілолітичними та жиророзщеплюючими бактеріями (Rk=0,92).

В свою чергу, від'ємні зв'язки спостерігаються і між гетеротрофними бактеріями та мікроміцетами (Rk=-0,82), денітрифікувальними бактеріями (Rk=-0,84), між мікроорганізми, які засвоюють органічний азот, та сульфатвідновлювальними бактеріями (Rk=-0,84), але найбільш тісний від'ємний зв'язок спостерігається між сапрофітами та метанутворювальними бактеріями (Rk=-0,98), мікроміцетами (Rk=-0,95).

Слід підкреслити, що для пелоїдів Куяльницького лиману взагалі характерне слабке сульфатвідновлення, що може бути наслідком змін умов формування пелоїдів за таким показником, як окиснювально-відновнювальний потенціал. Сульфатвідновлення є одним з найбільш важливих процесів, які проходять у пелоїдах у відновнювальних умовах.

Узагальнюючи результати досліджень пелоїдів Куяльницького лиману по його акваторії в річному циклі спостережень, можливо зробити наступні висновки:

– Пелоїди Куяльницького лиману безпечні для застосування та характеризуються біологічною активністю у весняно-літньо-осінній період. В даний період зовнішнє застосування пелоїдів на організм інтактних щурів викликає активацію сечеутворювальної функції нирок; стимулює метаболічні перебудови в печінці та викликає активацію пігментного обміну; впливає на перерозподіл формених елементів крові та знижує відсоток загальних Т-лімфоцитів. Ці зміни є фізіологічною відповіддю на дію природного фактору та найбільш виражено проявляються при застосуванні пелоїдів, які було відібрано у літній період.

– Зовнішнє застосування пелоїдів Куяльницького лиману викликає сезонну односпрямовану фізіологічну відповідь організму інтактних щурів з боку показників периферійної крові та імунної системи.

Для оцінки впливу на стан природних ресурсів Куяльницького лиману досліджено санітарно-мікробіологічний стан вод водотоків в гирлах балок лиману в районі с. Красносілка (Гильдендорфська балка), с. Корсунці (Корсунцівська балка), води зі скидного лотку на території курорту Куяльник, які поступають з пересипських озер, водотоки р. Кубанка та зарегульованої р. Великий Куяльник.

Потенційне можливе живлення Куяльницького лиману здійснюється водотоками, як правило, з незадовільним санітарно-мікробіологічним станом.

В мікробному ценозі морської води висіювалися сапрофітні та олігокарботрофні бактерії, мікроорганізми, які засвоюють органічний азот, жиророзщеплюючі бактерії, що розкладають жири з утворенням жирних кислот та CO_2, маслянокислі бактерії, які розщеплюють вуглеводи, спирти та їх сполуки. Санітарно-бактеріологічний стан морської води впродовж періоду моніторинга був задовільним.

Щодо основного хімічного складу морська вода характеризується як високомінералізована хлоридна натрієва, слабколужна. Медико-біологічні моніторингові дослідження при курсовому зовнішньому застосуванні морської води засвідчили, що морська вода при зовнішньому застосуванні є безпечною для організму та володіє помірною біологічною активністю.

Таким чином, для поліпшення стану якості пелоїдів Куяльницького лиману необхідно відновити живлення прісними водами водотоків, що несуть органо-мінеральні речовини, які необхідні для процесів пелоїдогенезу, і, в першу чергу, це стосується р. Великий Куяльник.

При цьому запуск морської води буде мати позитивний вплив, як це і відмічалося при неодноразовому запуску попередніх років.

Результати багаторічних моніторингових досліджень ропи та пелоїдів Куяльницького лиману відображено в монографії «Куяльницький лиман: реалії та перспективи рекреаційного використання» яку опубліковано сумісно з Інститутом проблем ринку та економіко-екологічних досліджень НАН України.

Література

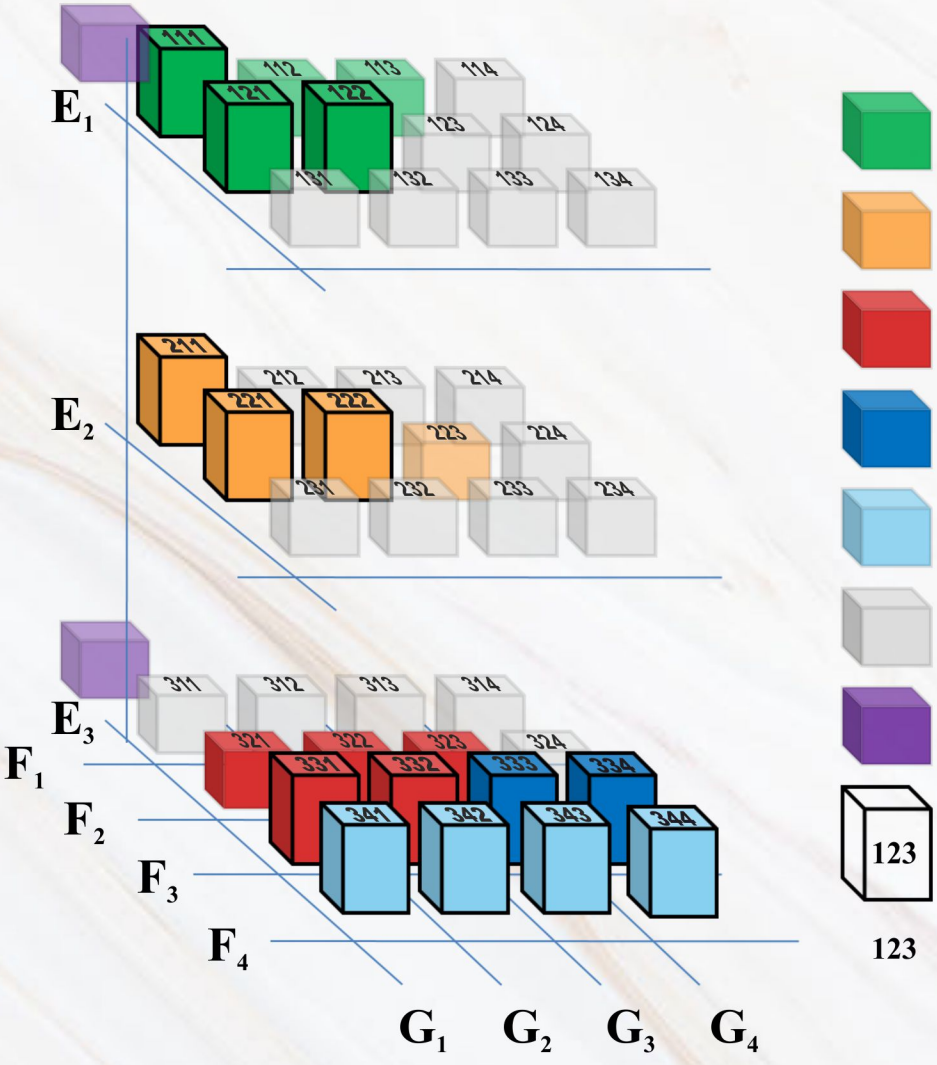
1. Причерноморские лиманы: гигиенические и медико-экологические аспекты сохранения природных лечебных ресурсов [Коллективная монография] / А.В. Мокиенко, Е.М. Никипелова, Л. Б. Солодова; под ред. А. В. Мокиенко, Е. М. Никипеловой, К. Д. Бабова. Одесса; ТЭС, 2012. 274 с.

2. Причины обмеления Куяльницького лимана и пути его спасения / С.Н. Степаненко. Одесса: Экология, 2013. 36 с.

3. Водний режим та гідроекологічні характеристики Куяльницького лиману: монографія / Н.С. Лобода, Є.Д. Гопченко, С.М. Степаненко, Ю.С. Турченко, С.М. Сербов; за ред. Н.С. Лободи та Є.Д. Гопченка. Одеський державний екологічний університет. Одесса; ТЕС, 2016. 331 с.

4. Куяльницький лиман: реалії та перспективи рекреаційного використання: монографія / Частина І: К.Д. Бабов, О.М. Нікіпелова, А.Л. Погребний, С.І. Ніколенко, Б.А. Насібуллін, С.Г. Гуща, Н.О. Ярошенко, О.Я. Олешко, О.І. Бахолдіна; Частина ІІ: Б.В. Буркинський, С.Р. Гриневецький, Н.І. Хумарова, А.І. Мартієнко, Т.М. Безверхнюк, О.С. Голікова, О.О. Шека. Одеса, 2019, 314 с.

МЕТОДИКА І ПРАКТИКА ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ РОДОВИЩ КОРИСНИХ КОПАЛИН



ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.3/.9:338

ОСОБЛИВОСТІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ГІРНИЧОДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВ МЕТОДАМИ ОПЕРАЦІЙНОГО АНАЛІЗУ

Шапран А.Б., *shapran_ab@ukr.net,*
Зур'ян О.В., *доктор філософії (екон.), olegzurian@gmail.com,*
Качалова О.І., *e_kachalova@ukr.net,*
Український державний геологорозвідувальний інститут, м. Київ, Україна

В роботі автори наголошують на особливостях застосування для вартісної оцінки родовищ корисних копалин такого ефективного інструментарію економічних досліджень як операційний аналіз. Операційний аналіз – це елемент управління затратами підприємства, що аналізує вплив структури витрат і виручки на рентабельність продукції. Він дозволяє шляхом моделювання знайти найбільш вигідне співвідношення між змінними та постійними витратами, ціною товарної продукції та обсягом виробництва. За допомогою тестових задач та на конкретних прикладах проілюстрована ефективність використання операційного аналізу при оцінках рівня беззбитковості гірничодобувного підприємства.

FEATURES RESEARCH OF TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS OF WORK OF MINING ENTERPRISES BY METHODS OF OPERATIONAL ANALYSIS

Shapran A., *shapran_ab@ukr.net,*
Zurian O., *PhD, olegzurian@gmail.com,*
Kachalova E., *e_kachalova@ukr.net,*
Ukrainian State Geological Research Institute, Kyiv, Ukraine

In the paper the authors emphasize the features of the application for a cost estimation of mineral deposits of such effective tools of economic research as the operational analysis. Operational analysis is the control of the enterprise, that examines the impact of cost structure and on the profitability of products. It allows through simulation find the most favourable ratio between the variable and constant costs, the price of a commodity product and the volume of production. Using the test tasks and specific examples illustrated the efficiency of the operational analysis of the breakeven level assessments at the mining company.

Вступ. При виконанні вартісної оцінки родовищ корисних копалин фахівці стикаються з необхідністю визначення рівня підприємницького ризику, запроектованого чи діючого гірничодобувного підприємства. Для таких досліджень застосовують методи операційного аналізу. Цей економічний інструмент забезпечує системний підхід до аналізу взаємозв'язку між трьома найважливішими економічними показниками – операційними затратами, обсягами видобутку корисної копалини та прибутком від операційної діяльності. Такий вид аналізу дає змогу досліджувати межі змін вартісних показників, визначати рівень підприємницького ризику, зокрема беззбитковості підприємства [2, 3].

Головною привабливістю операційного аналізу є можливість простого і ефективного моделювання впливу на обсяг прибутку підприємства відразу декількох факторів:

- обсягу видобутку корисної копалини, як товарної продукції;
- структури і обсягу затрат;
- ціни на товарну продукцію.

Однак, як показує практика вартісної оцінки родовищ, вітчизняні підприємства видобувної галузі недостатньо реалізують можливості цього виду аналізу. Однією з причин, яка обмежує його використання, це нестача відповідної вихідної інформації певного рівня деталізації. Така ситуація, в свою чергу, зумовлена недосконалістю на підприємствах управлінського обліку через його фрагментарність і відірваність від бухгалтерського обліку. Фахівці з бухгалтерського обліку гірничодобувних підприємств часто не усвідомлюють цінність зібраної інформації, не аналізують

структуру витрат, не розділяють їх на постійні та змінні, втрачаючи дієвий економічний інструментарій.

Слід відзначити, що операційний аналіз, на відміну від фінансового, є елементом управлінського обліку і його результати можуть складати комерційну таємницю підприємства. Тому для проведення операційного аналізу використовується так званий формат звіту про прибуток на основі маржинального прибутку. Максимізація цього показника – головна мета управління підприємством, тому що він є джерелом покриття постійних витрат і формування чистого прибутку.

Інструменти операційного аналізу будуть корисні як при прогнозуванні роботи гірничодобувних підприємств так і при аналізі техніко-економічних показників уже діючих. Їх можна застосовувати при повторній оцінці запасів для оптимізації техніко-економічних показників роботи гірничодобувного підприємства. Нехтування таким інструментом можуть привести до втрати цінної техніко-економічної інформації, яка окрім підвищення дисципліни надрокористування дозволить уточнити видобувні запаси корисної копалини та оптимізувати їхні техніко-економічні характеристики.

Отже, застосування операційного аналізу на всіх стадіях надрокористування дозволить уточнити не тільки кількісні, але й вартісні характеристики родовища та більш впевнено спрогнозувати роботу гірничодобувного підприємства в майбутньому.

Мета роботи. Відомо, що точність операційного аналізу залежить від точності визначення постійних витрат при вивченні структури собівартості товарної продукції гірничодобувного підприємства. Отже, їх визначення потребує ретельного обґрунтування, зокрема, на основі бухгалтерської інформації та даних управлінського обліку.

Проте, на практиці доступ до детальної економічної інформації підприємства з різних причин обмежений. Таке обмеження пов’язане із посиланням на комерційну таємницю, із неналежною організацією управлінського обліку, не усвідомленням бухгалтерами підприємства суті отриманої інформації, нехтуванням вимог П(с)БО-16, та ін. Тому у дослідників виникає необхідність застосування спрощених підходів до вирішення зазначеної проблеми.

В зв’язку з цим, дана робота має за мету звернути увагу надрокористувачів та фахівців на користь операційного аналізу, як на стадії аналізу досягнутих техніко-економічних показників з метою їх оптимізації, так і на стадії їх прогнозування.

Але є ще одна причина, яка спонукала нас звернутися до цієї теми. Діючі методичні документи з вартісної оцінки родовищ корисних копалин рекомендують при доборі варіантів моделювання приймати зміни вхідних розрахункових параметрів (обсяг, ціна, собівартість) в межах 10, 20, 30 %. Але на практиці застосовувати такі рекомендації не завжди вдається.

Саме про вибір меж змін зазначених параметрів за допомогою інструментів операційного аналізу і йтиметься далі у цій роботі.

Теоретичні засади операційного аналізу. За твердженнями фахівців, операційний аналіз є одним із найефективніших методів обґрунтування рішень у процесі управління прибутком підприємства, зокрема гірничодобувного підприємства, за допомогою якого визначається вплив структури витрат і обсягу видобутку на рентабельність об’єкта надрокористування.

Напрямки аналізу формуються з урахуванням тісного взаємозв’язку операційного аналізу з обсягом видобутку, доходів та витрат, в зв’язку з чим метод отримав назву: «витрати–обсяг–прибуток» (англ. «cost–volume–profit» – CVP) і застосовується для пошуку можливої максимізації прибутку шляхом найвигіднішого для надрокористувача поєднання постійних і змінних витрат при постійній ціні на товарну продукцію [3].

Перевагою аналізу CVP є можливість просто і ефективно моделювати вплив на прибуток обсягу видобутку, структури витрат та ціни товарної продукції.

Водночас методи операційного аналізу ґрунтуються на таких основних припущеннях і обмеженнях: обсяг видобутку дорівнює обсягу реалізації товарної продукції; валові операційні витрати (ТС) поділяють на постійні (FC) і змінні (VC); аналіз можна застосовувати або за умов виробництва тільки одного виду товарної продукції, або незмінного співвідношення між обсягами при виробництві декількох видів товарної продукції.

Операційний аналіз охоплює обчислення рівня беззбитковості, оцінювання фінансової міцності і маржинального прибутку, обчислення операційного важеля, мінімізацію операційних ризиків підприємства.

Основними критеріями аналізу є такі показники, які обчислюються за відповідними формулами [1, 4], це – маржинальний прибуток (М), чистий операційний прибуток (PR), мінімальна рентабельна потужність (Q_{min}), запас надійності (Зн), сила впливу операційного важеля (DOL), межа безпеки (MS).

Дослідження чутливості обраної методики. Для визначення чутливості обраної методики аналізу було вирішено ряд тестових задач з наступними вихідними даними:

Qф – фактична виробнича потужність – 100 грош. од.;

P – ціна змінюється в інтервалі від 1,1 до 2 грош. од.;

C – собівартість одиниці товарної продукції становить 1 грош.од.;

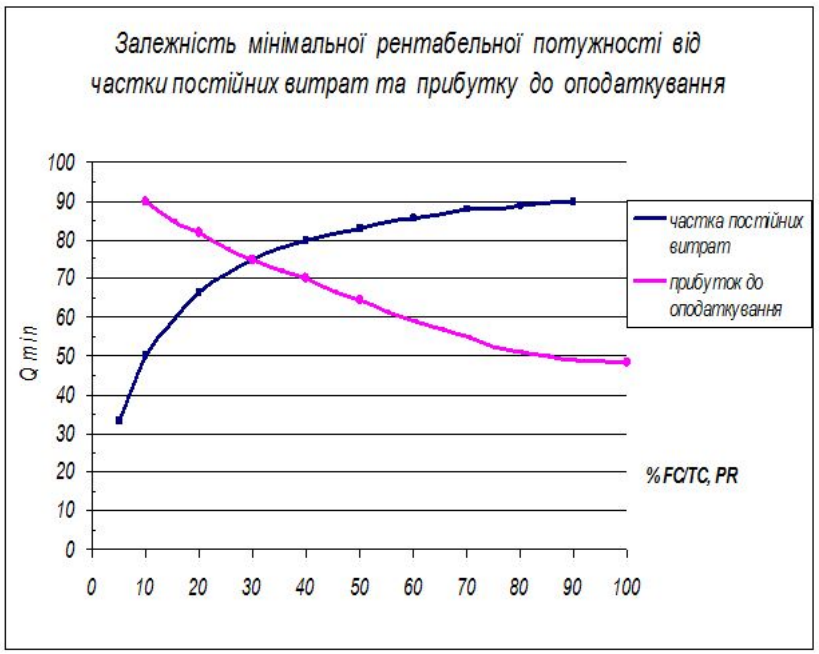
FC – постійні витрати для різних варіантів набувають значень від 10 до 90 грош. од.;

TC – валові витрати для всього обсягу товарної продукції становить 100 грош. од.;

FC / TC – частка постійних у валових витратах (від 10 до 90 %);

PR – прибуток до оподаткування від реалізації всього обсягу продукції в залежності від зміни ціни коливається в межах від 10 до 100 грош. од.

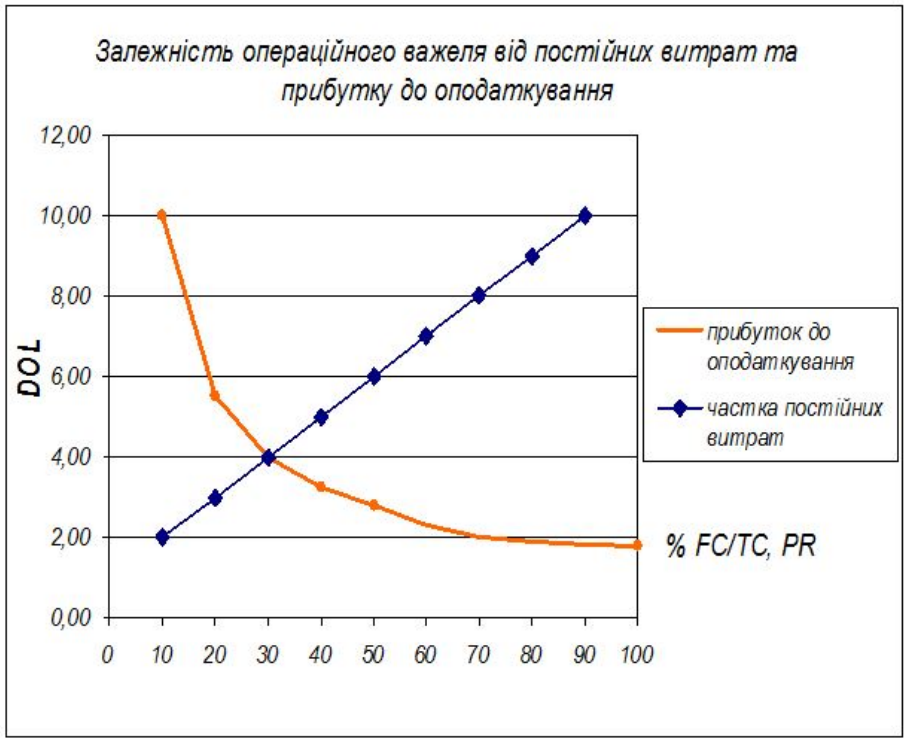
Результати рішення тестових задач подано на графіках залежності розрахункових критеріїв: мінімальної рентабельної потужності підприємства (Q_{min}) від відношення постійних до валових витрат (*FC / TC*) та величини прибутку до оподаткування (*PR*) (рис. 1) та сили впливу операційного важеля (*DOL*) від відношення постійних до валових витрат та величини прибутку до оподаткування (рис. 2).



FC/TC	Q_{min}
90	90,0
80	88,9
70	87,5
60	85,7
50	83,3
40	80,0
30	75,0
20	66,7
10	50,0
5	33,3

PR	Q_{min}
10	90,0
20	81,8
30	75,0
40	69,0
50	64,3
100	47,4

Рис. 1. Залежність порогу рентабельності Q_{min} від частки постійних витрат та прибутку до оподаткування



PR	DOL
10	10,0
20	5,0
30	4,0
40	3,25
50	2,8
100	1,8

FC/TC	DOL
90	10
80	9
70	8
60	7
50	6
40	5
30	4
20	3
10	2

Рис. 2. Залежність операційного важеля від частки постійних витрат та прибутку до оподаткування

Аналіз виявлених в процесі рішення тестових задач наведених залежностей дозволяє визначити такі закономірності:

а) щодо мінімальної рентабельної потужності Q_{min}

– найбільша чутливість значень Q_{min} відзначається в інтервалі значень *FC/TC* 5–30 %;

– найбільші значення Q_{min}, тобто найбільші економічні ризики можливі при незначних значеннях прибутку до оподаткування *PR*, теж – в межах значень 10–30 % від можливого;

б) щодо сили впливу операційного важеля *DOL*

– найбільші значення *DOL*, що означає найбільші ризики для підприємства, відзначаються при низьких значеннях прибутку до оподаткування *PR* (до 30 %);

– залежність *DOL* від *FC/TC* – прямо-пропорційна, лінійна, найбільші значення критерію відзначаються при найбільших значеннях показника. Отже, інтервал змін вихідних параметрів – від 5 до 30% найбільш чутливий для розрахункових критеріїв.

Виходячи з того, що операційний аналіз прибутку підприємства дозволяє більш повно вивчити взаємозв'язок показників і точніше вимірювати вплив факторів, застосовуємо обрані нами інструменти для аналізу маржинального прибутку конкретного об'єкту надрокористування – вугільної шахти.

Вихідні дані для аналізу наведено в табл. 1.

Таблиця 1

Вихідні дані для розрахунку критеріальних показників

№ з/п	Показник	Од. виміру	Позна-ченння	Значення показників		Різниця	
				план	*факт*	Δ	%
1.	Річний обсяг товарної продукції	тис. грн	$Q^{пл,\ ф.}$	2200	1600	-600,0	37,5
2.	Ціна одиниці товарної продукції	грн	$p^{пл,\ ф.}$	1521,5	1673,7	152,2	9,1
3.	Собівартість одиниці товарної продукції в т. ч. змінні витрати	грн грн	$tc^{пл,\ ф.}$ $vc^{пл,\ ф.}$	1369,4 744,4	1603,8 744,4	234,4 0	17,1 0
4.	Постійні витрати	тис. грн	$FC^{пл,\ ф.}$	1375,0	1375,0	0	0
5.	Змінні витрати	тис. грн	$VC^{пл,\ ф.}$	1637,7	1191,0	-446,7	37,5
6.	Валові витрати	тис. грн	$TC^{пл,\ ф.}$	3012,7	2566,1	-446,7	17,4
7.	Прибуток до оподаткування	тис. грн	$PR^{пл,\ ф.}$	334,62	111,84	-222,78	199,2
8.	Маржинальний прибуток – на одиницю товарної продукції – річний обсяг товарної продукції	 грн тис. грн	 $m^{пл,\ ф.}$ $M^{пл,\ ф.}$	 777,1 1709,6	 929,3 1486,9	 152,2 -222,7	 19,6 13,0
9.	Річний валовий дохід	тис. грн	$TR^{пл,\ ф.}$	3347,3	2677,9	-669,4	24,9

Розраховуємо критеріальні показники відповідно до наданих вихідних даних для планових та досягнутих значень (див. табл. 1). Результати розміщені в таблиці 2.

Таблиця 2

Результати розрахунків критеріальних показників

№ з/п	Назва критерію	Позна-ченння	Од. виміру	Значення		Різниця	
				план	*факт*	Δ	%
1.	Прибуток до оподаткування	*PR*	тис. грн	334,6	111,84	-222,8	199,2
2.	Маржинальний прибуток – на одиницю товарної продукції – річний обсяг товарної продукції	 *m* *M*	 грн тис. грн	 777,1 1709,6	 929,3 1486,9	 152,2 -222,7	 19,6 13,0
3.	Коефіцієнт маржинального прибутку	$K_м$	част. од.	0,511	0,555	0,044	8,6
4.	Мінімальна рентабельна потужність (поріг рентабельності)	Q_{min}	тис. грн	1769,4	1479,6	-289,8	16,4
5.	Межа безпеки	*MS*	тис. грн	430,6	120,4	-310,2	72,0
6.	Коефіцієнт фінансової міцності	*RS*	част. од.	0,196	0,075	-0,121	61,7
7.	Коефіцієнт беззбитковості	$K_б$	част. од.	0,804	0,925	0,121	15,0
8.	Запас надійності	$З_н$	част. од.	0,196	0,075	-0,121	61,7
9.	Коефіцієнт рентабельності	*R*	%	11,1	4,36	-6,74	60,7
10.	Сила впливу операційного важеля	*DOL*	част. од.	5,11	13,29	8,18	160,0
11.	Частка постійних витрат у валових витратах	*FC/TC*	%	45,6	53,6		

Результати розрахунку свідчать, що зменшення обсягу видобутку навіть при збільшенні ціни за одиницю товарної продукції призводить до значного зменшення прибутку (майже в три рази) та значного зменшення коефіцієнта фінансової стійкості та запасу надійності.

На думку авторів, наведені розрахунки наочно демонструють переваги операційного аналізу для застосування відповідних управлінських заходів.

Висновки. Одним із головних завдань операційного аналізу є максимізація маржинального прибутку, тому що він є джерелом покриття постійних витрат і формування прибутку.

На користь застосування операційного аналізу говорить той факт, що, аналізуючи поведінку змінних та постійних витрат в залежності від зміни обсягів виробництва, можна вивчати зв'язки і взаємозалежності між обсягами виробництва, собівартістю і прибутком, і тим самим, позначити найбільш ризикові напрямки виробництва.

Результати рішення тестових задач та застосування інструментів операційного аналізу для виявлення взаємопов'язаних техніко-економічних показників роботи вугільної шахти свідчать про важливість визначення мінімальної рентабельної потужності, коефіцієнта економічної безпеки та сили впливу операційного важеля.

Виконані дослідження свідчать, що значні ризики попадання у збиткову зону присутні при низьких значеннях прибутку та високих значеннях постійних витрат.

Управлінські рішення щодо зниження мінімальної рентабельної потужності (порогу рентабельності) повинні полягати у комплексі заходів, направлених як на збільшення обсягу випуску товарної продукції так і на зменшення витрат взагалі і постійних витрат зокрема.

Щодо керування операційним важелем, то на практиці воно полягає в зміні структури витрат. Тому для конкретного виробництва це повинно зводитися до організації управлінського обліку в частині реєстрації структури собівартості товарної продукції.

Основні заходи по зниженню сили впливу операційного важеля містяться не просто в зменшенні постійних витрат або збільшенні змінних, а в перегрупуванні в межах їх загального обсягу, тобто, зменшенні FC/VC або FC/TC.

Це означає, що:

– оренда основних засобів виробництва - краще ніж власність;

– підрядна оплата праці – краще погодинної;

– короткострокова оренда – краще ніж довгострокова;

– аутсорсінг – краще ніж самостійне виконання робіт.

Для менеджерів гірничодобувного підприємства вигоди застосування операційного аналізу очевидні. Адже, як відзначалося вище, гірничодобувні підприємства мають значний «перекіс» в структурі витрат у бік постійної складової. А для фахівців з вартісної оцінки родовищ корисних копалин – це додатковий економічний інструмент, який дозволяє реалістично підійти до планування зміни обсягу та ціни при тих чи інших співвідношеннях постійних та змінних витрат.

Література

1. Боярко І.М. Інвестиційний аналіз. Київ: Центр учбової літератури, 2011. 400 с.

2. Дергачов А.Л. Финансово-экономическая оценка минеральных месторождений. Москва: Издательство МГУ, 2000. 176 с.

3. Энтони Р. Учет: ситуации и примеры. Москва: Финансы и статистика. 2001. 560 с.

4. Іванова Н.О. Аналіз беззбитковості виробництва: теорія та практика. Київ: Лібра, 2002. 71 с.

УДК 55:563:504.55(075.8)

ВИМОГИ РАЦІОНАЛЬНОГО НАДРОКОРИСТУВАННЯ ЗА УМОВ ЗНИЖЕННЯ ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ

Чепіжко О. В., *д. геол. н., професор, chepizhko.olexa@gmail.com,*
Кадурін В.М., *к. геол.-мін. н, професор, vl.kadurin@gmail.com,*
Одеський національний університет імені І. І. Мечникова, м. Одеса, Україна

Забезпечення національної безпеки на сучасному етапі розвитку держави великою мірою визначається економічними й технологічними чинниками, зокрема і природними запасами мінеральної сировини, де домінантну роль відіграють паливно-енергетичні ресурси та їх раціональне й комплексне використання. Україна виділяється потужною мінерально-сировинною базою, яка має достатній резерв розвіданих запасів з більшості видів корисних копалин, при цьому потребує реформування економічного механізму користування ними. Проблеми захисту навколишнього середовища від негативних наслідків дії антропогенних факторів набувають рівновеликого значення так само, як і проблеми захисту людину від кризових і катастрофічних явищ. Відповідно, пошуки вирішення цих проблем можливе через збереження стану динамічної рівноваги середовища життєдіяльності людини і раціонального розвитку суспільства. Напрям «економічна геологія», який активно розвивається в останні десятиліття передбачає в цілому підготовку нового покоління геологів, здатних не тільки провести геолого-економічну оцінку родовища, а й надати інформацію, необхідну для підготовки інвестиційних проектів. Навчальний матеріал в запропонованому підручнику «Техногенно-геологічні системи і управління надрокористування», викладений в послідовності систематичних категорій з урахуванням їх співпідпорядкованості, починаючи з найвищої, таким чином, щоб у студента склалася комплексна картина, що дозволяє намітити алгоритм дії при розгляданні нагальних проблем раціонального надрокористування.

THE REQUIREMENTS OF RATIONAL SUBSOIL USE UNDER CONDITIONS OF REDUCED ENVIRONMENTAL IMPACT

Chepizhko O., *Dr. Sci. (Geol.), Prof., chepizhko.olexa@gmail.com,*
Kadurin V., *Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., vl.kadurin@gmail.com,*
Odesa National I. I. Mechnikov University, Odesa, Ukraine

Ensuring of national security at present stage of state development is largely determined by economic and technological factors, including natural reserves of mineral resources, where dominant role is played by fuel and energy resources and their rational and integrated use. Ukraine stands out with strong mineral resource base having sufficient reserves of various explored mineral resources, and needs reforming of economic mechanism of their usage. Problems of protecting the environment from the negative effects of the anthropogenic factors are equally important, as problems of personal protection from crisis and catastrophic phenomena. Accordingly, the search for solutions to these problems is possible through maintaining the state of a dynamic equilibrium of the human life environment and the rational development of society. The field of «economic geology», which has been actively developing in recent decades, involves development of a new generation of geologists, able not only to carry out geological and economic evaluation of deposits, but also to provide information necessary for preparation of investment projects. Teaching material in the proposed textbook, «Technogenic-geological systems and management of subsoil use», is presented in series of systematic categories, taking into account their subordination, starting with the highest, in such a way that a student has a complex picture that allows to outline an algorithm of actions when considering urgent problems of rational subsoil use.

Зазвичай задається питання, чи може постачання та доступність корисних копалин задовольнити потреби промислово розвинених країн та країн, що розвиваються, для підтримки економічного зростання. Численні способи та засоби були розроблені для оцінки, кількісної оцінки та прогнозування мінеральних ресурсів від добре встановленого до непізнаного гіпотетичного ресурсу. Однак, про зворотне питання, чи корисні копалини можуть бути інструментом стійкого створення багатства в даній ситуації, написано дуже мало. Це важливе питання на цій фазі нашого соціально-економічного розвитку в Україні.

На перший погляд це питання може здатись очевидним, адже це загальна думка, що Україна багата завдяки своїм мінеральним багатствам. Еволюція країни, після здобуття незалежності, призвела до зміни соціально-економічного ладу та утвердження в суспільстві пріоритету ринкових

відносин. Безсумнівно це вплинуло і на розвитку геології. Введення в геологію економічних відносин, наближення геологічних робіт до питань вартості і ринках мінеральної сировини, зумовило виникнення нової спеціалізації геології – економічної геології. У цьому напрямку багато зроблено Державною комісією по запасах та її керівником Рудьком Г. І. [5, 6]. В практику написання геологічних звітів різної спрямованості нормативно були введені розділи економічної оцінки родовищ і рудопроявів у відповідності акти законодавства та керівні нормативні документи [3]. Але, як показала практика, далеко не завжди геологу, перед яким стоять проблеми економічної геології, і зокрема економічної оцінки мінеральних ресурсів, вистачає тих знань, які він отримав при базовій підготовці [1, 8]. Тому гостро постало питання про підготовку геологів відповідної кваліфікації. Першопрохідцем тут став Київський національний університет імені Т. Г. Шевченка [2]. В Геологічному інституті університету в 2014 році була підготовлена навчально-методична база і на рівні магістратури розпочато підготовку фахівців.

Проте цих зусиль безумовно недостатньо. Необхідна Освітня програма «Економічна геологія і основи раціонального надрокористування» не тільки і не стільки для підготовки магістрів, а й бакалаврів за спеціальністю 103 «Науки про Землю». Концепція такої освітньої програми – «Економічна геологія» повинна стати повноправною спеціалізацією нарівні з геологією, гідрогеологією, геофізикою та ін. напрямками освіти геологічного спрямування.

Можемо визначити мету статті як демонстрацію можливостей методів і підходів освоєння принципів раціонального надрокористування для вирішення найважливішого завдання – обґрунтування положення по збереженню довкілля в рамках процесу видобування мінеральних ресурсів.

Для досягнення мети були сформульовані головні завдання:

– визначення перспектив розвитку мінерально-сировинної бази в Україні і її раціональне використання;

– впровадження та опробування сучасних методик геолого-економічної оцінки родовищ корисних копалин та їх значення за умов раціонального надрокористування;

– впровадження сучасних методик вартісної оцінки родовищ корисних копалин відповідно до ступеня геологічного вивчення родовищ мінеральної сировини.

Раціональне використання надр − це визначальний вибір системи технічних, економічних і організаційно-правових заходів, що забезпечують ефективне комплексне використання надр і ресурсів, яке передбачає з видобутком одного виду корисної копалини якомога повніше вилучення супутніх компонентів. Забезпечують раціональне використання та охорону надр: а) ліцензування користування надрами; геолого-економічна й вартісна оцінка родовищ корисних копалин і ділянок надр; б) державний облік і державна реєстрація робіт з геологічного вивчення надр, наданих для видобутку корисних копалин; в) державна експертиза запасів корисних копалин; г) державний кадастр родовищ і проявів корисних копалин; ґ) державний контроль за раціональним використанням та охороною надр; д) державний нагляд за безпечним веденням робіт, пов’язаних з використанням надр; е) економічний механізм користування надрами; є) відповідальність користувача за гірничі правопорушення.

На нашу думку, в Освітньої програми повинні бути включені такі модулі: 1. Визначення понять «Геологічна система», «Техногенно-геологічна система» 2. Родовища корисних копалин, їх місце в техногенно-геологічних системах 3. Теорія управління системами в тому числі і техногенно-геологічними. 4. Основи економічних теорій і поняття фінансової математики 5. Способи і механізми застосування на практиці зазначених модулів.

Авторами статті було підготовлено підручник «Техногенно-геологічні системи і управління надрокористування», 2019 [7]; який передбачає короткий розгляд зазначених питань. Умовно кажучи – підручник з основ економічної геології. Природно, кожен із зазначених модулів вимагає

розробки окремого курсу з окремим навчально-методичним матеріалом. Пропонований же підручник покликаний показати логічні зв'язки і дати алгоритм підготовки фахівців з економічною геології та раціонального надрокористування.

В запропонованому підручнику весь матеріал розділений на три рівні: макро-, меза- та мікрорівні. До макрорівня відноситься теорія формування техногенно-геологічних систем, до мезорівня – питання моніторингу і принцип управління цими системами. До мікрорівня – формування ефективного управління об'єктами надрокористування.

Макрорівень присвячений визначенню загальної теорії формування техногенно-геологічних систем (ТГС) та їх характеристиці. В основу теорії покладено принцип системного підходу до двох взаємопов'язаних систем: геологічної та техногенної. Їх взаємовплив є всеосяжним в межах ТГС, оскільки сформовані стійкі міжсистемні зв'язки, які забезпечують функціонування і керованість ТГС.

На мезорівні найбільш яскравим представником ТГС є техногенно-геологічні системи об'єктів надрокористування (найчастіше це ТГС родовища корисних копалин). Саме питанням їх теоретичного обґрунтування і використовуванні при роботі з об'єктами надрокористування присвячені глави мезорівня.

Мікрорівню присвячені розділи, де викладені принципи формування ефективного управління ТГС родовища корисних копалин. В одному з них розглянуті економічні ризики при плануванні об'єкта надрокористування, і вперше виконана спроба оцінки їх передбачуваності.

Упровадження економічних підходів до управління надрокористування в Україні означає наукову розробку й практичне впровадження надійних економіко-правових механізмів використання природних ресурсів на всіх рівнях господарювання. Причому впровадження економічного механізму регулювання надрокористування має здійснюватися не через адміністративний тиск, а завдяки використанню економічних/ринкових відносин, тобто створенню таких умов для виробничої діяльності, за яких суб'єктам господарювання було б вигідно досягати визначених цілей з найменшими витратами. В умовах постійних економічних змін підприємствам потрібно привертати неабияку увагу до розширення й поглиблення досліджень у галузі управління ТГС, насамперед ресурсним потенціалом. Ефективне управління ресурсним потенціалом ТГС має становити гнучку систему, що змінюватиметься, пристосовуватиметься до ринкових умов, водночас забезпечуючи максимальне використання мінерального ресурсу зі збереженням довкілля.

Практична значимість результатів роботи полягає у можливості визначення головних параметрів освоєння техногенно-геологічної системи родовищ корисних копалин, що використовується при:

- оптимізації геологорозвідувальних робіт і гірничих технологій на родовищах, які експлуатуються;
- ефективному плануванні використання мінерально-сировинної бази при розробці родовищ корисних копалин;
- залучення науково обґрунтованих методів оцінки раціональності освоєння родовищ корисних копалин, які на даний час не розробляються.

Фактичним застосуванням отриманих знань буде вміння геолога дати не тільки геологічну характеристику заданого об'єкта, але і запропонувати економічно обґрунтований шлях прибуткового використання надр цього об'єкта з урахуванням і прогнозом економічних ризиків.

Нам видається, що пропонований підручник стане одним з небагатьох перших навчальних посібників, що закладають основи підготовки геологів нової формації, які відповідатимуть запитам нової геології що зароджується, зайнятої не тільки вивченням геологічної будови, прогнозом і пошуками родовищ корисних копалин, а й здатною відповідати викликам сучасного світу, що вимагає ефективних і раціональних дій в будь-якій галузі господарської діяльності.

Література

1. Лисенко О.А. Геолого-економічна оцінка корисних копалин (актуальні питання й методичні аспекти). *Мінеральні ресурси України*. 2017. №3. С. 22–26.
2. Михайлов В.А. Базові терміни і поняття економічної геології: навч. посіб. / В.А. Михайлов, М. М. Курило. К.: ВПЦ Київський університет, 2014. 527 с.
3. Положення про стадії геологорозвідувальних робіт на тверді корисні копалини / Затверджено Наказом Геолкому України. № 19 15.02.2000. [Електронний ресурс]: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0124-00/conv/print).
4. Проскурко А. Ч. Минеральные ресурсы Украины (охрана и рациональное использование). Львов: Вища школа., 1989. 180 с.
5. Рудько Г.І. Геолого-економічна оцінка родовищ корисних копалин: монографія / Г.І. Рудько, В. М. Курило, С. В. Радованов. К. : АДЕФ–Україна, 2011. 364 с.
6. Рудько Г.І. Правовий стан і напрями вдосконалення державної експертизи й оцінки запасів корисних копалин / Г.І. Рудько, В.Г. Григіль, В.І. Ловинюков. *Мінеральні ресурси України*. 2016. № 1. С. 3–7.
7. Чепіжко О. В. Техногенно-геологічні системи і управління надрокористування: підручник / Чепіжко О. В., Кадурін В. М., Кадурін С. В. Одеса, ОНУ. 2019. 322 с.
8. Чепіжко О. В. Формування ефективного управління техно-геологічних систем у надрокористуванні: реальність і перспективи. *Мінеральні ресурси України*, 2017. № 1–2. С. 11–16.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 330.15 : 330.13 : 330.131 : 658.155 : 553

ЩОДО ПИТАННЯ МЕТОДОЛОГІЇ ЗДІЙСНЕННЯ ВАРТІСНОЇ ОЦІНКИ МІНЕРАЛЬНО-СИРОВИННИХ РЕСУРСІВ

***Матюха В.В.*[1]**, *к. тех. н., с. наук. с., matiukha@ukr.net,*
***Сухіна О.М.* [2],** *к. екон. н., с. наук. с., olsuhina@ukr.net,*
1 – м. Київ, Україна,
2 – ДУ «Інститут економіки природокористування та сталого розвитку Національної академії наук України», м. Київ, Україна

Проаналізовано проект нової «Методики визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на користування надрами», що розміщена на сайті Мінприроди України, й зроблено висновки, що Методика, яка пропонується, не є придатною й не може бути рекомендована для практичного застосування, оскільки значно завищує вартість мінерально-сировинних ресурсів через неврахування капітальних і поточних витрат, пов'язаних із процесом видобування корисних копалин. Водночас пропонується вдосконалення наразі діючої в Україні «Методики визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами», що базується на використанні методу дисконтування грошових потоків. На підставі аналізу показано, що ця Методика має суттєві недоліки: використання при підрахунках незмінного на весь період розгляду інвестиційного проекту розміру норми дисконту, що не відповідає економічним реаліям (у довгостроковому періоді – 20 років – не враховує кон'юнктуру грошового ринку, що визначається різним рівнем інфляції), і, відповідно, знижує точність розрахунків; не враховує витрати, що пов'язані із закриттям шахт, кар'єрів та рекультивацією порушених земель. Для її модернізації запропоновано коригувати норму дисконту шляхом множення на поправочний коефіцієнт. Приводиться конкретна формула визначення чисельного значення поправочного коефіцієнту. При цьому в постпрогнозному періоді реалізації інвестиційного проекту враховуються витрати, що пов'язані із закриттям шахт, кар'єрів та рекультивацією порушених земель.

Ключові слова: вартісна оцінка, норма дисконту, грошовий потік, дисконтування, мінерально-сировинні ресурси, ціна, методологія, методика.

CONCERNING A QUESTION OF METHODOLOGY OF REALIZATION OF A COST ESTIMATION OF MINERAL RESOURCES

***Matyukha V.*[1],** *Cand. Sci. (Eng.), Senior fellow, matiukha@ukr.net,*
***Suhina O.*[2],** *Cand. Sci. (Econ.), Senior fellow, olsuhina@ukr.net,*
1 – Kyiv, Ukraine,
2 – Public Institution «Institute of Environmental Economics and Sustainable Development of the National Academy of Sciences of Ukraine», Kyiv, Ukraine

The project of the new «Methodology for Determining the Initial Sale Price at an Auction of a Special Permit for Subsoil Use», which is available on the website of the Ministry of Ecology and Natural Resources of Ukraine, has been analyzed, and it is concluded that the proposed Methodology is not suitable and cannot be recommended for practical application , because it significantly overstates the cost of mineral resources due to the neglect of capital and running costs associated with the mining process. At the same time, it is proposed to improve the «Methods for Determining the Initial Sale Price at Auction of a Special Permit for the Right to Use Subsoil Resources» currently in Ukraine, based on the use of the cash flow discounting method. Based on the analysis, it has been shown that this Methods has significant drawbacks: the use of the discount rate constant for the entire period of the investment project consideration does not correspond to economic realities (in the long term – 20 years – it does not take into account the situation in the money market and is determined by different inflation rates), and, accordingly, reduces the accuracy of the calculations; does not take into account the costs associated with the closure of mines, quarries and the remediation of disturbed lands. For its modernization, it is proposed to adjust the discount rate by multiplying by the correction factor. A concrete formula for determining the numerical value of the correction coefficient is resulted. Moreover, in the post-forecast period of realization of the investment project, the costs associated with the closure of mines, quarries and the remediation of damaged lands are taken into account.

Key words: Cost estimate, discount rate, cash flow, discounting, mineral resources, price, methodology, methods.

Фахівці відзначають, що ринкові відносини потребують визнання природних ресурсів, у тому числі мінеральних, важливим ціноутворюючим фактором виробництва. Тому в умовах товарно-грошових відносин економічна оцінка мінерально-сировинних ресурсів держави повинна

перш за все включати до складу показників їх вартісну оцінку. Вартісна оцінка мінеральних ресурсів держави потрібна для:

– визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на користування надрами;

– обґрунтованої розробки стратегії розвитку країни;

– установлення економічно обґрунтованих нормативів плати за користування надрами.

Наразі на сайті Мінприроди України розміщено проект Методики визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на користування надрами (далі – Методика). Методологія пропонованого нормативного акту зводиться до застосування методу валової продуктивності. Тобто для визначення вартості родовища або ділянки надр пропонується перемножити кількість розвіданих запасів корисних копалин на ціну одиниці запасів.

Згідно з п. 4 проекту Методики, початкова ціна дозволу ($ПЦ_д$) – це частка від вартості запасів і ресурсів корисних копалин родовища або ділянки надр, яка вираховується шляхом множення кількості запасів (ресурсів) корисних копалин ($К_з$) і ціни одиниці запасів (ресурсів) корисних копалин у ціні дозволу ($Ц_{оз}$) та обчислюється за формулою:

$$ПЦ_д = \sum_{i=1}^{n} (К_з \times Ц_{оз})_i, \qquad (1)$$

де: i – кількість видів корисних копалин від 1 до n, на користування якими передбачається отримати дозвіл/продовжити строк дії дозволу; $К_з$ – кількість запасів (ресурсів) i-того виду корисної копалини; $Ц_{оз}$ – ціна одиниці запасів (ресурсів) корисних копалин у початковій ціні дозволу i-того виду корисної копалини.

На нашу думку, такий підхід є хибним, оскільки взагалі не враховуються поточні (експлуатаційні) та капітальні витрати на розробку родовища корисних копалин. Також цим методом не передбачено урахування податків і зборів, які має сплатити інвестор (надрокористувач) під час розробки родовища. Таким чином, якщо користуватися для визначення вартості корисних копалин Методикою, що пропонується Мінприроди України, може статися ситуація, за якої витрати (капітальні та поточні), що виникають при розробці родовища, можуть перевищити вартість оцінюваних корисних копалин. В такому випадку держава буде продавати спеціальний дозвіл на користування надрами на нерентабельне родовище. Це суперечить законам ринкової економіки та здоровому глузду.

На сьогодення найбільш прогресивним методом для визначення вартості запасів корисних копалин, який застосовується і в Європі, і в США, і в Україні, є метод дисконтування грошових потоків (постанова Кабінету Міністрів України від 15 жовтня 2004 року № 1374 «Про затвердження Методики визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами») [1].

Розрахунок вартості мінерально-сировинних ресурсів за методом дисконтування грошових потоків є прогнозною економічною побудовою, що базується на припущеннях про розмір майбутніх надходжень і витрат від експлуатації родовищ (надходження і витрати беруться із бізнес-планів розробки аналогічних родовищ корисних копалин).

В цілому процедура визначення вартості на основі методу дисконтування грошових потоків включає, як правило, наступні етапи:

1. Аналіз ринку товарної продукції з мінеральної сировини, що планується видобувати.

2. Вибір типу грошового потоку, який буде використовуватись для розрахунку; встановлення горизонту та кроку розрахунку.

3. Здійснення аналізу інвестицій та підготовка їх прогнозу з урахуванням встановленого порядку розробки ділянки надр.

4. Підготовка прогнозу валових доходів у майбутньому з урахуванням порядку розробки ділянки надр.

5. Підготовка прогнозу витрат у майбутньому з урахуванням порядку розробки ділянки надр.

6. Розробка грошового потоку для кожного періоду.

7. Визначення величини ставки (норми) дисконту.

8. Розрахунок поточної вартості майбутніх грошових потоків та величини вартості об'єкта оцінки.

Проте цей метод має один суттєвий недолік – використання при підрахунках незмінного розміру норми дисконту інвестиційного проекту, що не відповідає економічним реаліям (у довгостроковому періоді – 20 років – не враховує кон'юнктуру грошового ринку, що визначається різним рівнем інфляції), і, відповідно, знижує точність розрахунків.

Також, на нашу думку, у діючій методиці вартісної оцінки мінеральних ресурсів мають ураховуватися витрати, пов'язані із закриттям шахт, кар'єрів та рекультивацією порушених земель (згідно із ст. 166 Земельного кодексу України: «Землі, які зазнали змін у структурі рельєфу, екологічному стані ґрунтів і материнських порід та у гідрологічному режимі внаслідок проведення гірничодобувних, геологорозвідувальних, будівельних та інших робіт, підлягають рекультивації»; відповідно до п. 4 ст. 24 глави 3 Кодексу України про надра, користувачі надр зобов'язані "приводити земельні ділянки, порушені при користуванні надрами, в стан, придатний для подальшого їх використання у суспільному виробництві").

Таким чином, діюча Методика вартісної оцінки корисних копалин потребує вдосконалення. З метою досягнення поставленої мети (вдосконалення цієї Методики) нами пропонуються наступні методологічні зміни та доповнення. Для визначення коефіцієнта поправки норми дисконту для діючої Методики пропонується наступна формула:

$$P = \frac{\left[(1+I)^T \times K\right] - K}{I \times K \times T}, \qquad (2)$$

де P – коефіцієнт поправки норми дисконту, що враховує цінність грошей у часі; T – час від моменту отримання кредиту до моменту його повернення, років; I – річна ставка кредитного відсотка, що виражена в частках одиниці; K – розмір кредиту, який дорівнює сумі необхідних капітальних вкладень і вимірюється в грошових одиницях.

Безпосередньо методологічний підхід для визначення коефіцієнта поправки норми дисконту викладено Матюхою В.В. у колективній монографії Державної установи "Інститут економіки природокористування та сталого розвитку Національної академії наук України" «Економічна оцінка природного багатства України» [2].

З урахуванням коефіцієнта поправки норми дисконту та витрат, що пов'язані з рекультивацією порушених земель під час експлуатації родовища формула, що відображає метод дисконтування грошових потоків набуде наступного вигляду:

$$B = \sum_{t=1}^{T} \frac{(D_t - B_t) - П_t}{(1+E\times P)^t} - \sum_{t=1}^{T} \frac{K_t}{(1+E\times P)^t} - \sum_{n=T+1}^{N=T+j} \frac{L_n}{(1+E\times P)^n}; \qquad (3)$$

де B – вартість ресурсів на дату оцінки за весь термін дії проекту розробки родовища або ділянки надр $M(M=T+N)$ – чистий дисконтований дохід (ЧДД). Чим більша величина ЧДД, тим вища економічна (вартісна) оцінка родовища. Тут M – це термін дії проекту розробки родовища або ділянки надр, який включає в себе час на видобуток корисних копалин (T), а також період, що пов'язаний з ліквідацією гірничодобувного підприємства та рекультивацією порушених земель (N); Ln – постпрогнозні витрати, пов'язані із закриттям шахт, кар'єрів та рекультивацією порушених земель (n – стосується постпрогнозного періоду); N – постпрогнозний період часу (настає після моменту повного виснаження запасів мінеральної сировини, що розробляється), упродовж якого

використовується усереднений розмір коефіцієнта поправки норми дисконту за весь термін дії банківського кредиту; *E* – норма (ставка) дисконту (частка одиниці) *(Для української економіки, на думку, багатьох фахівців, базова норма дисконту (E) у методі дисконтування грошових потоків має дорівнювати ставці по державних цінних паперах (наприклад, по облігаціях внутрішньої державної позики – ОВДП. Наразі у діючій Методиці норма дисконту береться на рівні облікової ставки НБУ). Такий підхід пояснюється тим, що в нашій державі значно вищий рівень інфляції, ніж у країнах з розвинутою ринковою економікою. Крім цього, в практиці оцінки на теперішній час дохідність ОВДП рекомендують використовувати як показник рівня страхового ризику)*; $Д_t$ – річний дохід від реалізації товарної продукції в *t*-му році; B_t – експлуатаційні витрати в *t*-му році, за винятком амортизаційних відрахувань; $П_t$ – розмір податків і платежів у *t*-му році, що не входять до експлуатаційних витрат; K_t – капітальні вкладення в промислове будівництво в *t*-му році, включаючи придбання геологічної інформації; *T* – строк використання родовища або ділянки надр для геологічного вивчення та/або видобування корисних копалин до виведення родовища з експлуатації; *P* – коефіцієнт поправки норми дисконту.

Висновки. Отже, запропоновані нами методологічні підходи до вдосконалення діючої в Україні Методики визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на користування надрами (метод дисконтування грошових потоків) значно підвищить точність розрахунків і дозволить прийняти відповідне державне управлінське рішення щодо розробки того чи іншого родовища корисних копалин або ділянки надр.

Література

1. Про затвердження Методики визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами: постанова Кабінету Міністрів України від 15 жовтня 2004 року № 1374. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1374-2004-%D0%BF (поточна редакція – Редакція від 06.09.2011, підстава – 911-2011-п).

2. Матюха В.В. Методика економічної оцінки мінерально-сировинних ресурсів (підрозд. 2.5) / В.В. Матюха // Економічна оцінка природного багатства України : [монографія] / за заг. ред. акад. НАН України, д.е.н., проф. С.І. Пирожкова; акад. НААН України, д.е.н., проф. М.А. Хвесика. К.: ДУ ІЕПСР НАН України, 2015. С. 141–142.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98.550

ПРОГНОЗНА ОЦІНКА РЕСУРСІВ НАФТИ І ГАЗУ ЗА КРИВИМИ ОСВОЄННЯ

Ляху М.В.*[1]*, *к. геол-мін. н., доцент,* ***Ляху Р.М.*[2]*,***
1 – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
м. Івано-Франківськ, Україна,
2 – Науково-дослідного інституту ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ, Україна

Проведено дослідження можливості прогнозування оцінки ресурсів нафти і газу за кривими освоєння. Геолого-економічний метод прогнозної оцінки ресурсів нафти і газу який впливає на фактори економічного порядку, а саме без належного обліку економічних чинників – обґрунтування коефіцієнту вилучення нафти і газу, оцінки прогнозних запасів останніх може виявитися ідеалізованою.

FORECASTAL ASSESSMENT OF OIL AND GAS RESOURCES BY THE CURVE OF DEVELOPMENT

Lyahu M.*[1]*, *Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Assoc. Prof.,* ***Lyahu R.*[2]*,***
1 – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine,
2 – Research Institute of PJSC «Ukrnafta», Ivano-Frankivsk, Ukraine

The possibility of forecasting the estimation of oil and gas resources according to the development curves is conducted. Geological and economic method of forecasting oil and gas resources that influences the economic factors, namely without proper consideration of economic factors – justification of the oil and gas extraction coefficient, the estimation of the latter's reserves may be idealized.

Вступ. Для прогнозної оцінки запасів ВВ широко застосовуються методи порівняльного геологічного аналізу і об'ємно-генетичні, що дозволяють з геологічних і геохімічних позицій дати більш-менш об'єктивну кількісну характеристику перспектив нафтогазоносності. Однак існує ще й геолого-економічний (в широкому сенсі цього поняття) метод прогнозної оцінки.

Основний текст. На напрям і інтенсивність геологорозвідувальної діяльності (так само як і на саме уявлення про промислову значеність родовища і про балансові запаси) впливають фактори економічного порядку - потреба країни в нафті і газі, ефективність геологорозвідувальних робіт, науково-технічний прогрес при пошуках, розвідці і розробці родовищ і т.д. Реалізація прогнозних запасів - переведення їх в промислові категорії - завжди буде виступати як результат геологорозвідувальні робіт, тобто застосування в раціональній послідовності, певних методів і технічних засобів при лімітованих витратах. Без належного обліку економічних чинників, до числа яких слід віднести і обґрунтування коефіцієнтів вилучення нафти і газу, оцінка прогнозних запасів останніх може виявитися ідеалізованою. Саме тому необхідно доповнити традиційні методи кількісної оцінки перспектив нафтогазоносності ще одним, заснованим на аналізі ефективності підготовки та динаміці освоєння запасів. Він повинен базуватися на наступних наукових передумовах.

Ресурси нафти і газу в надрах кінцеві. Нафтогазоносність має регіональний характер. Родовища концентруються в райони (зони) переважного нафто- або газонакопичення. Поклади можуть бути зустрінуті по всьому розрізу осадового чохла і у верхніх ерозійних зонах фундаменту, утворюючи нафтогазоносні комплекси. Як правило, основні промислові скупчення ВВ приурочені до одного-двох таким комплексам в межах середнього інтервалу глибин (1,5–3 км).

Значна частина покладів (близько 80 %) зосереджена у відносно невеликому числі (до 10 %) великих і найбільших родовищ, які й визначають економічну значимість нафтогазоносних районів [3, 5].

В історії вивчення і промислового освоєння нафтогазоносних провінцій можна умовно виділити декілька тимчасових етапів, що відрізняються станом розвіданості, співвідношеннями між пошуковими і розвідувальними роботами і ефективністю підготовки запасів. Великі родовища, зазвичай пов'язані з великими контрастними пастками, при правильній стратегії пошуків відкриваються на початкових етапах розвідки [2].

Ефективність геологорозвідувальних робіт, а також рівень видобутку ВВ залежать в першу чергу від величини потенційних ресурсів, їх концентрованості, умов залягання. Тому в принципі цілком логічна постановка оберненої задачі – визначення (уточнення) потенційних ресурсів за заданою динамікою ефективності пошуково-розвідувальних робіт або з видобутком.

Кількісна зв'язок між потенційними ресурсами нафти, динамікою приросту запасів і видобутком була описана раніше (М. К. Хабберт, 1949) і застосовувалася для оцінки «ймовірних» і «можливих» запасів у США. Аналогічні дослідження проводили і у СРСР в зв'язку з необхідність перспективного і довгострокового планування пошуків і розвідки.

Узагальнення геолого-статистичних матеріалів по багатьох нафто-газоносних районах світу [4] показало значний вплив історичних особливостей розвитку геологорозвідувальних робіт і кон'юнктури споживання нафти і газу на характер кривих освоєння їх запасів. У районах з різною історією освоєння максимальний рівень видобутку нафти становить 2–3 % (рідше 1–1,5%) потенційних видобувних запасів і встановлюється при 65–75 % –нерозвіданості останніх.

Ефективність пошуково-розвідувальних робіт досягає максимуму при 15–25 % – нерозвіданості потенційних ресурсів і знижується у 3 рази при 50 %-ної.

Наведені співвідношення дозволяють не тільки планувати ефективність пошуково-розвідувальних робіт і їх обсяги, але і судити про достовірність оцінки потенційних ресурсів і про знак погрішності.

Ці залежності можуть бути впевнено використані, якщо розвідка окремих частин регіону або його нафтогазоносних комплексів відбувається без великих перерв у часі. У межах провінції або області проаналізовані співвідношення повинні визначатися по кожному району і комплексу окремо за умови, що останні різко відрізняються за ступенем вивченості.

Слід, однак, мати на увазі, що диспропорція між розвіданістю потенційних ресурсів і ефективністю геологорозвідувальних робіт може бути викликана не тільки значними помилками в оцінці прогнозних запасів, але і рядом інших причин - неправильним плануванням пошукових робіт (зосередженням їх у відносно малоперспективних районах), приуроченість значної частини прогнозних запасів до глибокозанурених й важкодоступних відкладів, нераціональної методики пошуків і розвідки.

Для цілей довгострокового планування геологорозвідувальних робіт існує принципова можливість прогнозування кількості покладів і відповідних запасів, які будуть відкриватися в процесі суцільного і рівномірного опошуковувань перспективної території [1]. Криві, що відображають зростання розвіданих запасів, зменшують кривизну по мірі наближення їх ординат до величини видобутих потенційних ресурсів даного району. Імовірно-статистичне моделювання дозволяє з досить високою точністю прогнозувати запаси провінцій і крупних районів при наявності необхідної вихідної інформації про ефективність робіт і про статистичну закономірність розподілу покладів по їх площі і запасам.

Початкові потенційні запаси нафти (газу) по району в цілому або за окремими перспективним комплексам можуть бути визначені:

1) за коефіцієнтом розвіданості потенційних ресурсів, що відповідає максимальній ефективності пошуково-розвідувальних робіт або найбільшого річного видобутку;

2) за кривими, що характеризує динаміку підготовки запасів або видобутку (графічний спосіб);

3) за імовірно-статистичними моделями (аналітичний спосіб).

Перший спосіб найбільш простий і наближений. За фактичними даними про динаміку ефективності підготовки запасів або за максимальним видобутком нафти (газу) в районі і прийнятим за аналогією відповідним коефіцієнтом розвіданості встановлюється величина потенційних ресурсів.

Приклад. Ефективність робіт в районі по розвідувальному комплексу відкладів перестала бути максимальною – відповідати 20 % -ній розвіданості потенційних ресурсів. Сумарна величина видобутих розвіданих запасів нафти (категорії $A+B+C_1$+ видобуток) на дату досягнення максимуму ефективності дорівнює 100 млн. т. Тоді видобувна частина потенційних ресурсів нафти в районі по цьому ж комплексу складе: 100/0,2=500 млн т.

Оцінка потенційних ресурсів за максимальним рівнем видобутку надійніша внаслідок більшої достовірності вихідних даних. Так, якщо максимум річного видобутку нафти в районі склав 10 млн т і прийнято, що ця величина відповідає 2 % потенційних видобувних ресурсів, то кількість останніх визначається у 500 млн т.

Достовірність отриманих результатів залежить від правильності вибору і обґрунтованості співвідношень (визначених шляхом узагальнення фактичного матеріалу по великому числу нафтогазоносних районів світу) між потенційними ресурсами та екстремальними показниками їх освоєння.

Недолік способу полягає в тому, що він не відображає динаміки освоєння запасів і не дозволяє моделювати цей процес з урахуванням перспектив впровадження нової техніки і технології. Найбільш ймовірна похибка оцінок ±50 %.

Другий спосіб є основним. Він вимагає побудови кривих освоєння запасів нафти і газу (графічних моделей), початкові відрізки яких проводяться за фактичними даними, а потім екстраполюються до майже повного простягання. Дуже важливо встановити положення характерних точок кривих (максимуми, перегини, межі екстраполяції). Надійність екстраполяції залежить в першу чергу від об'єктивності і інформативності фактичного матеріалу. Якщо по районам і комплексам відкладів фактично досягнуті максимум ефективності підготовки запасів або найвищий рівень видобутку, екстраполяція може бути виконана досить впевнено, а потенційні ресурси визначені з відносно високою точністю (похибка до ± 30 %).

Ефективність геологорозвідувальних робіт виражається приростом запасів і залежить від сконцентрованості останніх у великих і найбільших родовищах. Якщо стає очевидним, що в регіоні вже відкриті і, в основному, розвідані найбільші родовищ то можна досить точно визначити максимум ефективності підготовки запасів і найвищий рівень видобутку, що практично і робиться при складанні перспективних планів.

Для екстраполяції кривих освоєння ресурсів підбирається модель або варіанти моделей, що відповідають геологічним і економічних умов досліджуваного району, історичним особливостям і тенденціям його освоєння, В моделях освоєння повинні бути враховані також можливий науково-технічний прогрес в методиці, техніці та організації робіт з підготовки і вилучення запасів, зміна геологічних умов ведення робіт (на жаль, науково-технічна складова прогнозу залишається поки методично слабо вивченою).

Криві освоєння ресурсів залежать від показників, за якими вони будуються: якщо крива інтегральна (складена за підсумковими даними), то величина потенційних видобутих ресурсів чисельно дорівнює ординаті її горизонтальної ділянки; якщо диференціальна (складена за річними даними), то площа, що обмежена цією кривою і віссю абсцис. Диференціальні криві, зазвичай, характеризуються одним максимумом, зміщеним в сторону осі ординат; інтегральні - мають точку перегину і асимптотично наближаються до горизонтальної прямої, що відповідає кінцевому вилученню корисних копалин з надр (рис. 1).

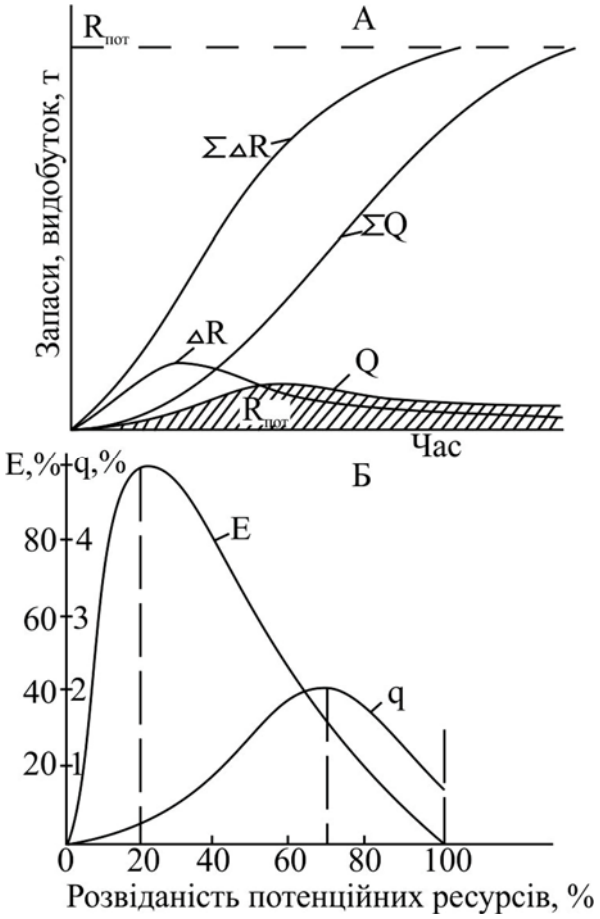


Рис. 1. Типові криві динаміки приросту запасів (ΔR), видобутку (Q) і функції часу (А) і відносної ефективності пошуково-розвідувальних робіт (Е, %) і темпу відбору потенційних запасів (q, %) у функції розвіданості потенційних ресурсів (Б).
Інтегральні криві: ΣR – сума розвіданих запасів; ΣQ – сумарний видобуток. Заштрихована площа під диференціальною кривою чисельно дорівнює потенційним запасам ($R_{пот}$)

Головна відмінність форми кривих ефективності підготовки запасів і видобутку нафти полягає в тому, що їх критичні точки не збігаються в часі: максимуми припадають відповідно на 15–25 і на 65–75 % розвіданості потенційних ресурсів. Тому видобуток досягає найвищого рівня, коли ефективність підготовки запасів стає у декілька разів нижче свого максимуму.

Третій спосіб рекомендується застосовувати на відносно ранніх стадіях розвіданості, при відсутності фактичних даних для побудови і надійної екстраполяції кривих освоєння запасів. На базі наявних матеріалів про будову і перспективи нафтогазоносності регіону з урахуванням його аналогії з іншими порівняно добре вивченими територіями вибирається імовірно-статистична модель підготовки запасів.

Відправною позицією є припущення про те, що розподілення (частота зустрічі) покладів за розмірами (запасами) в генеральній сукупності підпорядковується якомусь статистичному закону [1]. Деякі дослідники вважають, що ймовірність розподілу покладів за розмірами підпорядковується нормальному закону.

Відкриття покладів, а отже, і приріст запасів, залежать від об’ємів і розміщення (напрямку) пошуково-розвідувальних робіт. Задаваясь різними темпами останніх можливо, виходячи з

прийнятої функції розподілу запасів, встановити і відповідний їх приріст. Оскільки ймовірність відкриття великих родовищ найбільша, вони будуть виявлятися в першу чергу. З ростом розвіданості в середньому зростає ймовірність відкриття все більш дрібних покладів, тобто ефективність робіт повинна знижуватися, а інтегральна крива підготовки запасів, простягається, наближається до величини початкових потенційних ресурсів на графіку.

Метод оцінки потенційних запасів по кривим їх освоєння в принципі може бути застосований в нафтогазоносних регіонах будь-якого масштабу включаючи Передкарпатський прогин і ДДз. Однак чим менше площа регіону, чим однорідніше він за будовою і ступенем розвіданості, тим більшою закономірністю характеризуються криві підготовки запасів і видобутку і тим впевненіше можна їх екстраполювати. Оцінка потенційних ресурсів виходить надійної, коли починається падіння ефективності пошуково-розвідувальних робіт, обумовлене розвіданістю найбільших великих родовищ. Метод кривих освоєння можна з успіхом застосовувати і на більш ранній стадії вивченості в поєднанні з традиційними методами, якщо за сукупністю геологічних даних і за аналогії є передумови для прогнозування відкриття великих родовищ. Запаси найбільших родовищ визначають рівень найбільшої в районі ефективності пошуково-розвідувальних робіт, а точність оцінки ресурсів буде відповідати достовірності прогнозу відкриття цих родовищ.

Заключення і висновки. Метод кривих освоєння може зайняти важливе місце в системі роздільного прогнозування ресурсів, нафти і газу в таких регіонах, як Передкарпатський прогин, ДДз та ін, не тільки як самостійний, але і в сукупності зі звичайними геологічними методами прогнозування запасів. Для районів і комплексів відкладів з високими показниками розвіданості похибка в оцінці потенційних і прогнозних запасів методом, що розглядається та несуттєво перевищує середню помилку по сумі категорійних запасів. Тому криві освоєння рекомендується застосовувати для оцінки потенційних ресурсів еталонних ділянок, обґрунтування величин щільності запасів, вдосконалення способів визначення і уточнення чисельних значень коефіцієнтів акумуляції та інших параметрів, які використовуються у методах порівняльного геологічного аналізу і в об'ємно-генетичному.

Метод кривих освоєння ресурсів не може замінити геологічне прогнозування, так як, не розкриваючи закономірностей просторового розміщення покладів нафти і газу, дає уявлення лише про їх сумарні запаси. Однак його широке використання, так само як і вдосконалення стосовно до різних геологічних умов, буде безсумнівно сприятиме підвищенню достовірності прогнозування ресурсів вуглеводнів, а отже, і підвищенню ефективності геологорозвідувальних робіт.

Література

1. Баймухиметов С.С., Саттаров М.М. Об одной вероятностно-статистической модели прогнозирования прироста запасов нефти. *Геология нефти и газа*, 1976, № 3, С. 27–32.

2. Веснина Т.М. Вопросы экономической оценки геологоразведочных работ на нефть и газ. *Геология нефти и газа*, 1976, № 6, С. 31–39.

3. Геологические закономерности распространения крупных месторождений нефти и газа за рубежом/ Н.Т. Линдтроп, Э.А, Анфилатова. Е,А. Дмитриева, А.О. Шварцман. Л., Недра. 1970.

4. Моделевский М.Ш., Балиев С.А., Селицкий А.Г. и др. Некоторые геолого-экономические предпосылки долгосрочного прогнозирования развития добычи нефти и газа. *Советская геология,* 1975, № 8, С. 17–26.

5. Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.Д. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М., Недра, 1975.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 550.4.02

ЛІТОГЕОХІМІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ВІДКЛАДІВ ВЕРХНЬОСТЕБНИЦЬКОЇ ПІДСТВІТИ В ЗОНІ ПЕРЕХОДУ ДО СОЛЕНОСНИХ ВІДКЛАДІВ

***Черемісська О.М.*[1]**, *o.cheremisska@gmail.com*, ***Черемісський Ю.В.*[1]**, *cheremissky@gmail.com*,
***Петруняк М.Д.*[2]**, *miroslaw_p@mail.ru*, ***Петруняк Г.М.*[3]**, *galina_petruniak@ukr.net*,
1– Інститут геології та геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів, Україна,
2 – Українське Мінералогічне Товариство, м. Київ, Україна,
3 – Львівський національний університет імені Івана Франка, м. Львів, Україна

Комплексні літолого-геохімічні дослідження дозволили виділити в межах Передкарпатського прогину два літолого-фаціальні комплекси – надвірнянський та вирвинський. Значну увагу приділено верхньостебницькій підсвіті, формування якої завершилося процесом утворення соленосних відкладів. Відклади верхньостебницької підсвіти в межах надвірнянського літолого-фаціального комплексу характеризуються фацільною мінливістю. Однак в будові спостерігається певна закономірність, яка дозволила виділити 5 основних типів розрізу в зоні переходу нижньої строкатоколірної товщі в соленосні відклади верхньої товщі, яка завершує розріз породного комплексу, сформованого в бурдил-лангійський час в межах Передкарпатського осадового басейну. Встановлено, що відклади підсольової вулканогенно-осадової частини розрізу характеризуються значним розвитком процесів монтморилонізації та цеолітоутворення. Процес міграції солей та вуглеводнів відбувався від розвальцьованих порід соленосної стебницької світи і, переважно, пов'язаний з капілярним ефектом, а структурно-формаційний контроль метасоматичних заміщень зумовлений геохімічним середовищем гідродинамічного режиму.

LITHOCHEMICAL FEATURES OF DEPOSITS UPPER STEBNYK SUBSUITE IN ZONE OF TRANSITION TO SALT-DEPOSITS

***Cheremisska O.*[1]**, *o.cheremisska@gmail.com*, ***Cheremissky Yu.*[1]**, *cheremissky@gmail.com*,
***Petrunyak M.*[2]**, *miroslaw_p@mail.ru*, ***Petrunyak G.*[3]**, *galina_petruniak@ukr.net*,
1– Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NASU, Lviv, Ukraine,
2 – Ukrainian Mineralogical Society, Kyiv, Ukraine,
3 – Ivan Franko National University of Lviv, Lviv, Ukraine

Complex lithological-geochemical studies allowed to pick out two lithological-facial complexes in the Pre-Carpathian Foredeep–Nadvyrna and the Vyrva. Much attention has been paid to the Upper Stebnyk Subsiute, the formation of which ended with the formation of saline deposits. Deposits of the Upper Stebnyk of Nadvyrna lithological-facial complex are characterized by facies variability. However, there is a certain pattern in the structure, which allowed to pick out 5 main types of incision in the zone of transition of the lower multicolored deposits into saline deposits of the upper thickness, which completes the section of the rock complex formed in the Burdygal-Langian time in the Pre-Carpathian Basin. It has been established that the deposits of sub-saline volcanogenic-sedimentary section are characterized by significant development of montmorillonization and zeolite formation processes. The process of migration of salts and hydrocarbons originated from the broken rocks of the saline Upper Stebnyk Subsiute and is mainly related to the capillary effect, and structural and formation control of metasomatic substitutions is caused by the geochemical environment of the hydrodynamic regime.

Формування відкладів нижнього міоцену (стебницька світа) відбувалось в бурдигал-лангійський час (Гожик, 2000). В нашому розумінні – це товща континентальних відкладів, нагромадження якої завершилось регіональним галогенезом і відповідає строго визначеному тектоно-седиментаційному нагромадження молас в Передкарпатському прогині (Черемисская, 2014).

За комплексом седиментогенних ознак в системі теригенна провінція – басейн седиментації стебницька світа розглядається у вирвинському і надвірнянському фаціальному комплексах (Петруняк, 1977). Літологічна будова вирвинського фаціального комплексу стебницької світи, відклади якої розвинені на північному заході території України,залишається досконало досліджена по сьогоднішній день (Колтун, 1959).

В визначених аспектах досліджений і надвірнянський фаціальний комплекс (Черемисская, 2014; Cheremisska, 2019). Проте вважаємо доцільним навести ряд уточнень, особливо, щодо будови

верхньостебницької світи. Відклади нижньої і середньої підсвіт стебницької світи в тектонічних одиницях цілком придатні для проведення стратиграфічної кореляції, протее відклади верхньостебницької світи надійно зберігають ознаки для цієї мети лише в окремих тектонічних пакетах. В більшості геологічних перетинах породи зімнуті або перетерті. Надвірнянський літолого-фаціальний комплекс – складно побудована строкатоколірна піщано-глиниста товща, яка за своїми як літологічними так і геохімічними властивостями вказує на контрастність середовища її літогенезу і характеризується різкою фаціальною мінливістю в межах близьких розрізів, розміщених вхрест простяганню Передкарпатського прогину. Фаціальна мінливість в межах комплексу звязана зі змінним геохіміним середовищем мінерагенезу (температурою, тиском, $C_{орг}$).

Нижня частина верхньостебницької підсвіти побудована вулканогенно-осадовим комплексом порід з регіонально розвиненим горизонтом монтморилонітових глин (Петруняк, 2012). Тільки в трьох місцях виявлено осівший вулканічний попіл (смт. Ланчин, смт. Кобилиця, смт. Мишин), який повністю зберігся, не зазнавши перемиву. Разом з тим у всіх розрізах горизонт монморилонітових глин шаруватий і містить привнесений кластичний матеріал. У нижній частині верхньостебницької підсвіти цього комплексу встановлено поступовий перехід в незначному за потужністю інтервалі, який проявляється у контрастній зміні строкотоколірного забарвлення нищезалягаючої стебницької світи на голубовато-сіре, з'являються ознаки загіпсованості, соленосності а отже фіксується стрімка зміна геохімічного середовища та формування геохімічного бар'єру.

Нижня товща верхньостебницької підсвіти складена рожевувато-червоними, густо-червоними проверстками глин і пісковиків. Останні мають плямисте забарвлення в підошві. В більшості випадків породи сильно загіпсовані. Вверх по розрізу в пластах і проверстках різко збільшується вміст мигдалеподібних уламків екзотичного матеріалу вулканічного походження, що спостерігається в розрізах смт. Кути, с. Уторопи, с. Стопчатів, потоки. Дубовий, с. Кобилиця, смт. Ланчин. В розрізах урочище Шпилеївка, вдп. Гук та м. Надвірна.

Також в цій товщі присутні проверстки монтморилонітових глин з гексагональними табличками біотиту, вулканічним склом, свіжими плагіоклазами. Очевидно, генезис і стійкість давніх і новоутворених мінералів в середовищах визначалась положенням окисно-відновної межі Eh^0, біля якої зберігається рівновага $H^0_2 = 2H^+ + 2e$. Наприклад, в шорах Казахстану і Середньої Азії встановлено, що від іскристої поверхні соляної кірки до гідротроїлітового горизонту – $FeS\ H_2O$ в інтервалі 1-2см різниця Eh наближується до одного вольта (від +500 до –500μV). В цій малопомітній системі утворення мінералів визначальна роль надається перетворенням органічної речовини Сорг і зв'язаного з нею сірководнем H_2S (Перельман, 1972).

Верхня частина підсвіти, яка є *геохімічним бар'єром* між строкатоколірною товщею верхньостебницької світи та соленосними відкладами представлена п'ятьма типами розрізів, які належать до надвірнянського літолого-фаціального комплексу (рис. 1).

І тип розрізу – розвинений біля південно-західної межі Внутрішньої зони по річці Манявка і біля сіл Розсільна і Красне (рис. 1). Повний розріз встановлений нами в с. Красна (басейн річки Лімниці) і представлений сіроколірною пачкою глинистих порід (20 м), яка перекривається пластом тонкозернистого пісковику сірого кольору.

Вверх по розрізу залягає глиниста строкатоколірна товща (40 м) з лінзами гравелітів, які зникають у покрівлі цієї товщі, натомість з'являються тонкі проверстки пісковиків і пошарові виділення гіпсу із включеннями халцедону в пустотах по якому наростають численні кристали кварцу розміром до 0,6см. Завершується розріз сіроколірними глинами з ознаками соленосності.

ІІ тип розрізу – розвинений біля північно-східної межі Внутрішньої зони прогину по р. Бистриці-Солотвинській (розріз Богородчани рис. 1) де на строкатоколірних алевроліто-глинисто-

мергельних відкладах залягає піщана товща. Пісковики слабозцементовані, сипучі, загіпсовані, з включеннями уламків мергелів, які перекриває тонкошарувата верства алевролітів і глин.

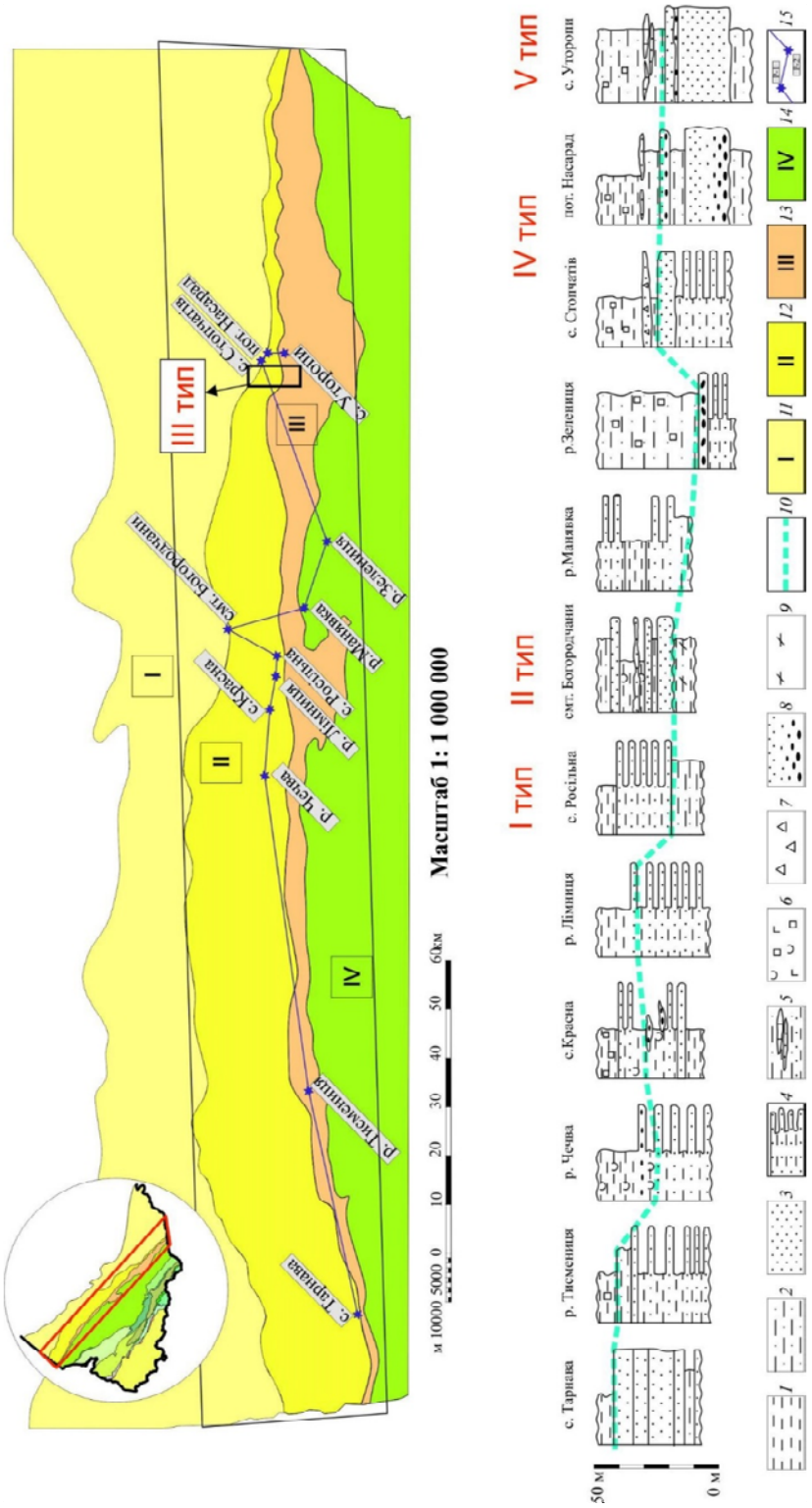


Рис. 1. Схематичні розрізи переходу строкатоколірних відкладів верхньостебницької підсвіти в соленосні

1 – глини, 2 – алевроліти, 3 – пісковики, 4 – пісковики і глини, 5 – пісковики і глини з лінзами ваняків, 6 – кам'яна сіль та гіпси, 7 – брекчійовані породи, 8 – гравеліти, 9 – мергелі, 10 – нижня межа соленосних відкладів (геохімічний бар'єр), 11 – Більче-Волицька зона, 12 – Самбірська зона, 13 – Бориславсько-Покутська зона, 14 – Скибова зона;15 – лінія перетину з опорними розрізами
Примітка: детальна характеристика III тип поданий на рисунку 2

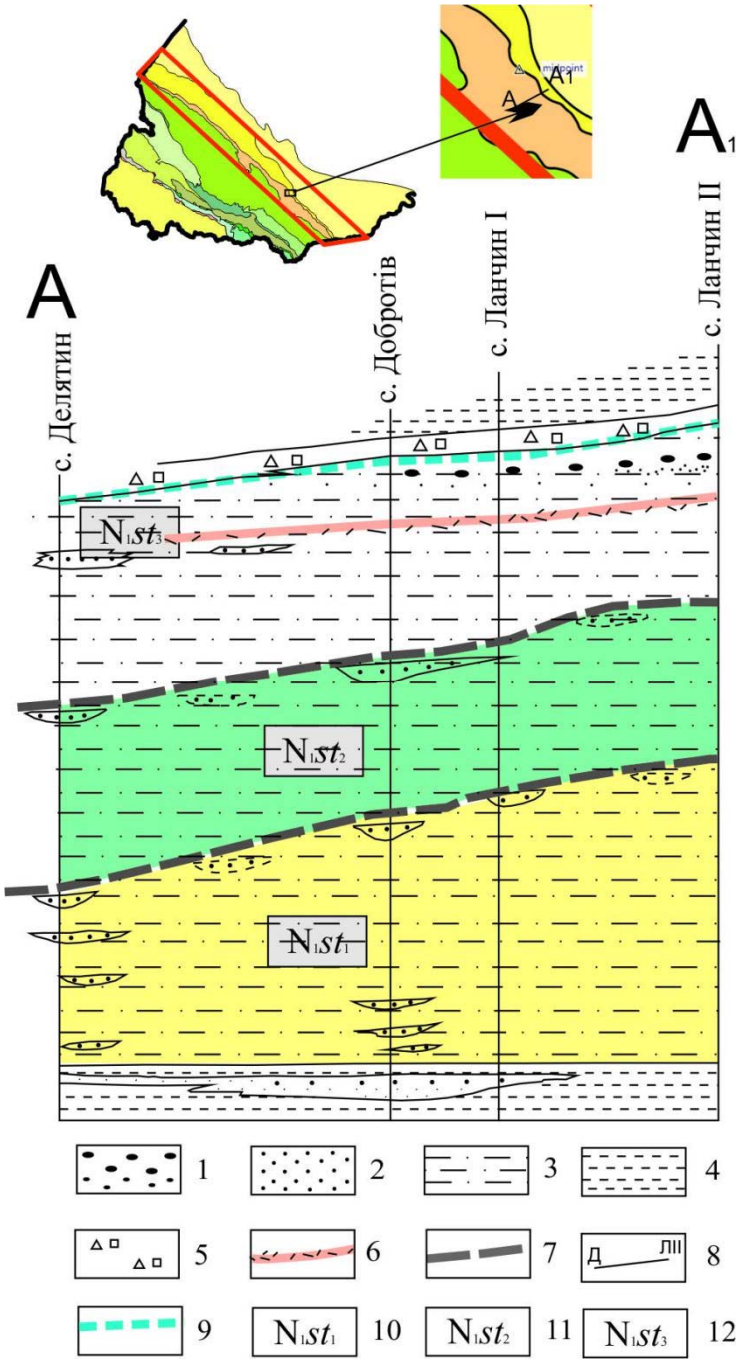


Рис. 2. Літологічний розріз стебницької світи по лінії А–А' через Самбірську та Бориславсько-Покутську зони з демонстрацією геохімічного бар'єру, який виник між строкатоколірною та соленосною товщею верхньостебницької світи

1 – гравеліти, 2 – пісковик, 3 – пісковик та глина, 4 – глина, 5 – соленосні відклади, 6 – монтморилонітові глини, 7 – межі підсвіт, 8 – лінія розрізу, 9 – перехід до соленосних відкладів, 10 – нижньостебницька підсвіта, 11 – середньостебницька підствіта, 12- верхньостебницька підсвіта

III тип розрізу, на якому продемонстровано (рис. 2) детальніше перехід до соленосних відкладів, тобто *геохімічний бар'єр*, який виник між строкатоколірною товщею верхньостебницької світи та соленосною. Цей розріз, виявлений біля с. Ланчин і має двохчленну будову. Перша складена

червоними глинами з тонкими проверстками пісковиків (60–80 м); друга – двох- і десятиметровими верствами засолонених глин строкатоколірного забарвлення з включенням гальки, уламків пісковиків і екзотичних порід. Видима потужність товщі складає до 150–200 м. Співвідношення з покриваючими відкладами не відомі.

IV тип розрізу – представлений товщею темно-сірих і сірих соленосних глин. Видима потужність до 300м (рис. 1).

V тип розрізу це – тонкоритмічна загіпсована та соленосна глинисто-алевролітова товща яка залягає на пісковиках (рис. 1). В покрівлі товщі зустрічаються проверстки червоноколірних вапняків, що швидко вклинюються. Подібні вапняки зустрінуті в підстелюючих відкладах IV типу розрізу. Продовжує розріз перехідної пачки товща ритмічно перешарованих глинисто-алевролітових відкладів місцями загіпсованих і соленосних. В інших розрізах перехід від строкатоколірних відкладів різкий або поступовий без ознак перериву в осадконагромадженні. Загальна потужність строкатоколірної товщі надвірнянського літолого-фаціального комплексу складає 550–650м.

В поперечному перетині Бориславо-Покутської і Самбірської зон відклади стебницької світи майже зберігають свій об’єм (рис. 2), перехід до соленосних відкладів характерний для розрізу III типу.

Найваждивіщою особливістю відкладів стебгицької світи є те, що епігенетичних та катагенетичних прожилках гіпсу постійно спостерігається присутність люмінесцентних вуглеводнів, які за даними термічного аналізу супроводжуються вигоранням.

Зовнішня (Більче-Волицька) зона прогину. З її структурами пов’язані унікальні родовища природного газу, які в даний час вичерпані і використовуються як газосховища.

По р. Бистриця Надвірнянська (м. Надвірна) відклади добротівської світи вертикально до нашарування перетинаються унікальною жилою кальциту (7 см) бурувато-білого забарвлення від присутніх вуглеводнів. В повно відслонених відкладах аналогічного утворення не зустрінуто.

На фоні структурного перегрупування відкладів стебницької її підсольового розрізу в безсистемних тектонічних тріщинах розвинені прожилки епігенетичного гіпсу від вмісту вуглеводнів медово-бурого забарвлення (рис. 3). Ця ознака проявляється по всьому покрову.

Кальцитові прожилки мають дискретну будову з переважаючим розвитком скаленоедрів і лише в лівому березі р. Прут (с. Ланчин) в зоні піднасуву в пласті пісковика з вертикальним заляганням по тріщинах розвинуті ромбоедри кальциту з сторони субстрату забарвленого твердими пилуватими вуглеводнями в чорний колір.

Проникнення нафти по січних тріщинах в червоноколірні проверстки стебницької світи не викликало відновлення заліза Fe^{+3} (с. Винники по р. Бистриця Підбужська).

Встановлено, що відклади підсольової вулканогенно-осадової частини розрізу характеризуються значним розвитком процесів монтморилонізації та цеолітоутворення. Процес міграції солей відбувався від розвальцьованих порід соленосної стебницької світи і, переважно, пов’язаний з капілярним ефектом, а структурно-формаційний контроль метасоматичних заміщень зумовлений геохімічним середовищем гідродинамічного режиму.

Аналіз та інтерпретація одержаних мінералого-геохімічних даних свідчить, що структурно-літологічний контроль метасоматичних перетворень поверхневих сольових і вуглеводневих проявів визначався умовами інфільтраційного і елізійного режиму підземних вод, міграційно-еміграційними особливостями вуглеводнів та їх фракціонуванням в процесі мінералоутворення, що, зокрема, пояснює наявність покладів легкої нафти в районі сіл Лисовичі та Підливче у результаті її міграції через вулканогенно-осадові відклади стебницької світи, збагачені природними молекулярними фільтрами – монтморилонітом і цеолітами.

Література

1. Гожик П., Семененко В., Андрєєва-Григорович А., Маслун Н. (2013). Кореляція регіоярусів неогену Центрального і Східного Паратетісу (України. Росії, Азербайжану, Грузії). *Геолог України.* № 2. С. 36–60.

2. Колтун, В.І. (1959). Літологія стебницьких відкладів північно-західної частини Радянського Передкарпаття. Київ: Вид. АН УРСР, 128 с.

3. Перельман, А.И. (1972). Геохимия элементов в зоне гипергенеза. Москва: Недра,288 с.

4. Петруняк, М.Д. (1977). Пространственная локализация медистых песчаников в Прикарпатье. *Минералогия осадочных образований*. Вып. 4. С. 32–35.

5. Петруняк, О.М., Яремчук, Я.В. (2012). Особливості мінерального складу міоценових глин стебницької світи Українських Карпат. *Мінералогічний збірник.* Вип. 62, № 1. С. 209–214.

6. Черемисская, О.М., Черемисский, Ю.В. (2013). Геолого-структурные и палеогеографические аспекты формирования отложений стебникской свиты Предкарпатского прогиба. // Материалы VII Всероссийского литологического совещания. Новосибирск: ИНГГ СО РАН. С. 251–254.

7. Cheremisska O.M., Yu. Cheremissky (2019). Lithofacial and paleogeographic analysis of the Burdigallian-Langhian formations of the Ukrainian Carpathian Foredeep. *Journal of Geology, Geography and Geoecology*, v. 20, №1. 19–28.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.04:981.2

ЗАКОНОМІРНОСТІ ПОШИРЕННЯ ГАЗОНОСНОСТІ ЗА ФІЗИКО-ХІМІЧНИМИ ВЛАСТИВОСТЯМИ ГАЗУ І ВОДИ

Татарин Г.В.*,oil-zug@ukr.net,*
ДП НАК «Надра України» «Західукргеологія», м. Львів, Україна

Надано характеристику гідродинамічного зв'язку горизонтів та пластові тиски у за контурних частинах покладів. На цій основі виявлено закономірності поширення газоносності Косівського газового родовища та можливість поширення їх на аналогічні фізико-хімічні умови.

REGULARITIES OF EXPANSION OF GAS PERIOD BY PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES OF GAS AND WATER

Tataryn G., *oil-zug@ukr.net,*
JS «Nadra Ukrainy» «Zahidukrgeologiya», Lviv, Ukraine

The characteristics of hydrodynamic connection of horizons and reservoir pressures in contour parts of deposits are presented. On this basis, the regularities of the distribution of the gas content of the Kosov gas field and the possibility of their extension to similar physical and chemical conditions have been revealed.

Згідно наукових джерел [1] глибина генерації метанового газу на Косівському родовищі – 2400 м при t = 60 °С. Гази у покладах Косівського родовища вивчалися з проб, відібраних з гирл працюючих свердловин. Всього вивчено 25 проб. Гази метанового складу з його вмістом 99–96 % і зі збільшенням вмісту азоту в об'єктах в сторону платформи до 4 %. Етану в газах – 0,25–0,8 %, пропану – 0,8 %. У 2018 р. видобуток газу з родовища склав 118 млн м^3. Початкові і поточні пластові тиски у газових покладах визначалися виключно шляхом перерахунку зі статичних тисків газу на гирлах, заміряних манометрами. Температура в інтервалі залягання покладів газу + 6–15 °С. Геотермічний градієнт в інтервалі залягання покладів газу – 3^o/100м. Спеціальні гідрогеологічні дослідження на Косівському родовищі не виконувалися. Виконано 17 аналізів води, з них з об'єктів бадену – 9 аналізів. Води хлор-кальцієвого типу густинами від 1,014 до 1,03 г/см^3 і мінералізацією 23–44 мг/л. Дебіти припливів вод 0,5–353 м^3/д.

Кількість метану в газах залежить від вмісту вуглистої речовини у вмісних породах, а також від глибини їх залягання. Цим самим зумовлена загальна газоносність вмісних порід. На Косівському родовищі в окремих пунктах простежується зв'язок газоносності з геологічними чинниками, що її сформували: наприклад горизонти, з хорошими колекторськими властивостями утримують значну кількість газу з вмістом метану до 96–99 %; в умовах родовищ найвищою зоною є метанова – з вмістом метану 80–100 %.

Також зі збільшенням глибини залягання відкладів вміст у водорозчинних газах метану зменшується. Отже, родовище знаходиться на незначних глибинах, тому з високим вмістом метану у газі. А вміст азоту свідчить про місце розташування проби газу до контуру газоносності. При загальному зниженні газоносності пластів збільшується вміст азоту. У водорозчинних газах вміст метану зменшується, а азоту – збільшується. Питання складу водорозчинних і вільних газів газоконденсатних покладів для прогнозу початку обводнення залишається не достатньо дослідженим.

Оскільки порода, нафта і газ утворюють разом з водою єдину систему, складові якої поєднані між собою багатосторонніми зв'язками, встановлено, що підземні води мають значний вплив на формування, збереження і руйнування покладів нафти і газу.

Підтверджено, що при наявності у відкладах потужних пластів водонасичених порід, які характеризуються високими значеннями тисків насичення (Рг/Рпл. – 0,9–>1) та газонасиченістю, азот, який міститься у складі водорозчинного газу, навіть в невисокій концентрації – 9,2–18,9 %, із

зниженням пластового тиску у процесі розробки може виділятися з нього і збагачувати не вуглеводневу складову вільного газу. Контроль за його вмістом у газі сепарації, а також за вмістом етану, дозволяє передбачити початок обводнення на свердловинах.

Низький вміст азоту у складі водорозчинних газів свідчить про значну віддаленість основних об'ємів пластових вод від контуру нафтогазоносності (рис. 1). Цей факт підтверджує і зменшення концентрацій азоту і етану у складі газу сепарації в процесі розробки. Тобто швидкий водонапірний режим не прогнозується. Також підтвердженням є відсутність води у продукції родовища на поверхні.

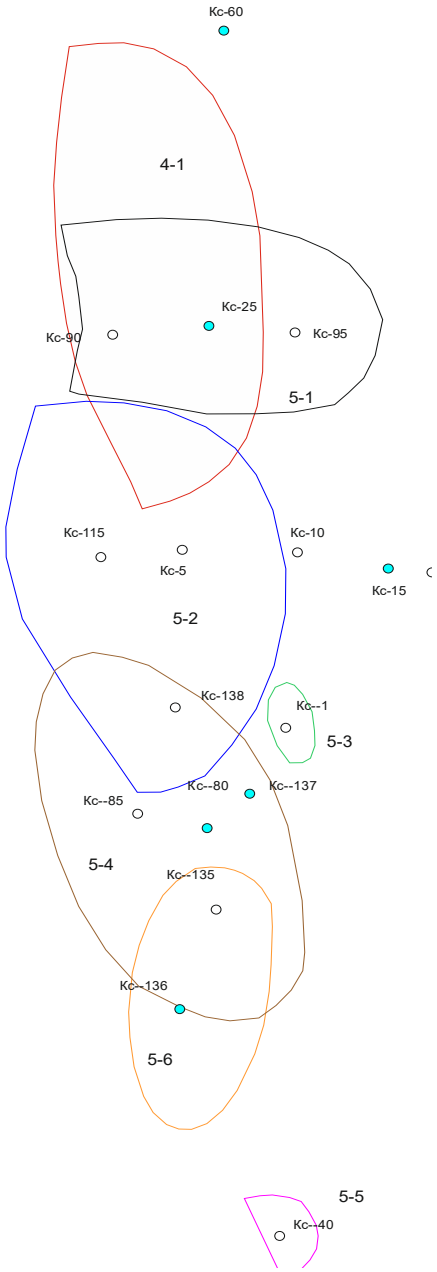


Рис. 1. Косівське родовище.
Суміщення контурів запасів газу та свердловини, де отримали воду

Газові поклади розташовані у нижньому гідрогеологічному поверсі та перехідній зоні між поверхами на глибинах від 400 до 2300 м. Пластові температури змінюються від 21 до 33 °С. Початкові пластові тиски відповідали регіональним гідростатичним. За рахунок потужної товщини колекторів, а також відсутності тектонічних порушень між продуктивними горизонтами існує гідродинамічний зв’язок.

Література

1. Герасимчук В. Гідрогеологічні аспекти газоносності верхньобаденських відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2010. № 3–4. С. 125–141.

2. Колодій В., Медвідь Г., Герасимчук В. та ін. Гідрогеологія нафтових і газових родовищ Карпатської нафтогазоносної провінції. Частина 1. *Геологія і геохімія горючих копалин.* 2006. № 3–4. С. 140–159.

3. Чебан О.В. Вплив диз'юнктивних порушень на умови формування покладів вуглеводнів північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину: дис... канд. геол. наук: 04.00.17; НАН України, Ін-т геології і геохімії горючих копалин, НАК «Нафтогаз України», Укр/ НДІ природ. газів (УкрНДІГаз). Львів, 2004. 143 арк.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98

ГРАФО-АНАЛІТИЧНИЙ СПОСІБ ВИЗНАЧЕННЯ ВМІСТУ І КОЕФІЦІЄНТА ВИЛУЧЕННЯ КОНДЕНСАТУ ЗА ПРОМИСЛОВИМИ ДАНИМИ

***Петраш Ю.І.*[1]**, *y.petras@ukr.net*, ***Чорний Е. О.*[2]**, *ediachornii@gmail.com*,
1 – ТзОВ «Полісся» і ТзОВ «Бескід Оіл», м. Львів, Україна,
2 – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
м. Івано-Франківськ, Україна

Запропонований графо-аналітичний спосіб дозволяє визначити початкові та поточні параметри газоконденсатних систем, потрібних для підрахунку запасів газу і конденсату та проектування розробки покладів. Спосіб зручний тим, що використовуються лише показники, одержані під час випробування свердловин.

GRAPH-ANALYTICAL METHOD OF DETERMINATION CONTENT AND REMOVAL RATE OF CONDENSATE BY INDUSTRIAL DATA

***Petrash Y.*[1]**, *y.petras@ukr.net*, ***Chornyi E.*[2]**, *ediachornii@gmail.com*,
1 – LLC «Polissia» and LLC «Beskid Oil», Lviv, Ukraine,
2 – Ivano-Frankivsk National University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

The proposed graph-analytical method allows to determine the initial and current settings of gas condensate systems required for the calculation of gas and condensate reserves and the design development of deposits. The method is convenient because using the indicators obtained during the well test.

Під час пошуково-розвідувальних робіт іноді виникає потреба здійснити підрахунок (оцінку) оперативних запасів нафти або газу і конденсату безпосередньо після одержання промислових припливів у першій свердловині, тобто ще до проведення комплексу лабораторних досліджень наявних кондиційних проб вуглеводневих флюїдів і одержання необхідних підрахункових параметрів.

У графо-аналітичному способі визначення початкових і поточних параметрів газоконденсатних систем, потрібних для підрахунку запасів газу і конденсату та проектування розробки покладів, використано значення лише трьох вихідних величин: конденсатогазових факторів (КГФ) сирого (газонасиченого, відібраного із сепаратора) і стабільного (дегазованого, резервуарного) конденсатів та густини останнього. Їх одержують на стаціонарних режимах дослідження свердловини, розділяючи продукцію на газову і рідинну фази у сепараційних установках промислових типів. Іноді, за малого вмісту конденсату (до 100 $см^3/м^3$), вимірювання КГФ здійснюють за допомогою малих термостатованих сепараційних установок (МТСУ), з обов'язковим застосуванням змішувачів потоку [1]. Густину стабільного конденсату вимірюють зважуванням у пікнометрі або ареометром, приводячи її до стандартної температури 20 °С.

Сьогодні на території України виявлені чисельні газоконденсатні поклади на глибинах від кількох сотень метрів до 5 км і нижче з потенційним вмістом конденсату від одиниць до 1400 $г/м^3$. У Львівському відділенні УкрДГРІ накопичений значний фактичний матеріал з термодинамічних дослідів (диференціальна конденсація на установках фазової рівноваги) з пластовими системами Передкарпаття, Криму і ДДЗ, статистична обробка якого дозволила виявити зв'язок між параметрами, одержаними під час дослідження свердловин на продуктивність і визначеними експериментально. Результати цієї обробки зображені на рисунку 1.

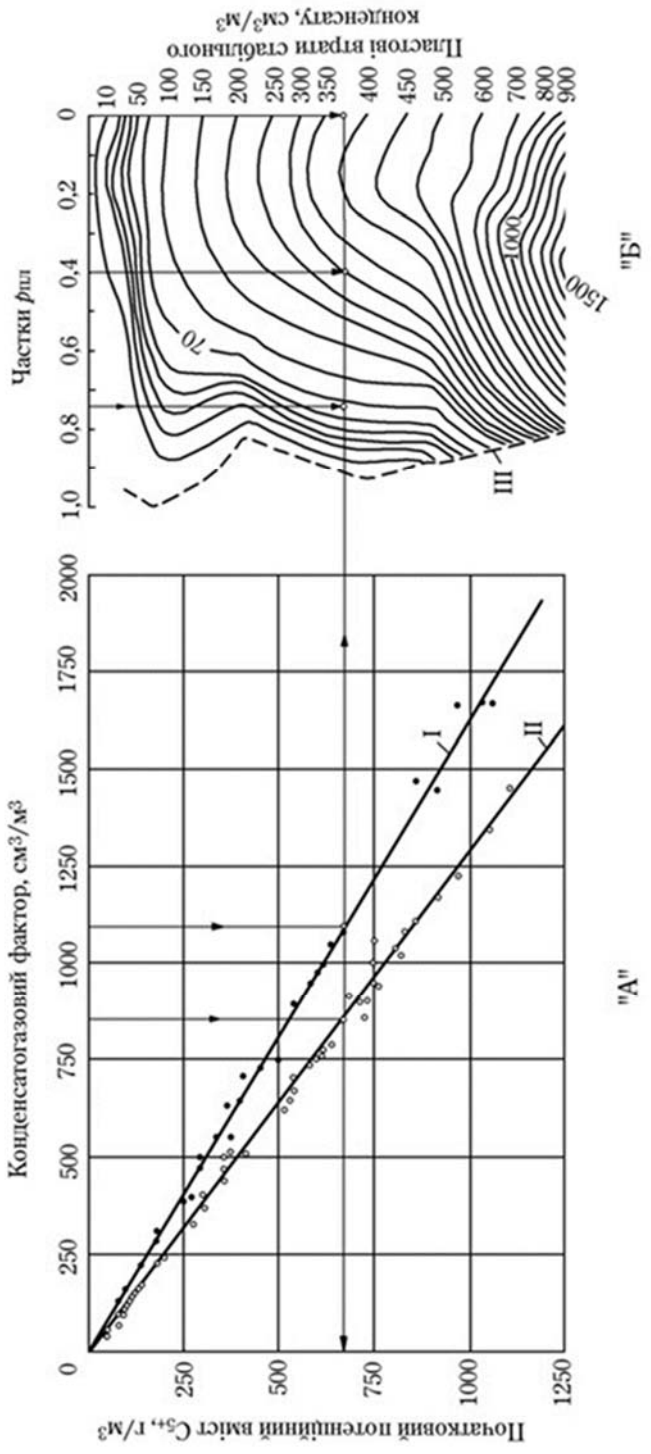


Рис. 1. Номограма для визначення початкового потенційного вмісту C_{5+} (А) і поточних пластових втрат конденсату (Б): I –залежність потенційного вмісту C_{5+} відносно конденсатогазового фактора (КГФ) сирого (газонасиченого) конденсату; II – залежність потенційного вмісту C_{5+} відносно КГФ стабільного (дегазованого) конденсату; III – тиск початку конденсації.

Встановлено прямий корелятивний зв'язок між початковим конденсатогазовим фактором сирого або стабільного конденсатів в $см^3/м^3$ і потенційним вмістом q_o фракції C_{5+} в $г/м^3$ (рис. 1 А). Графік дозволяє оцінити потенційний вміст фракції C_{5+} у пластовому газі, маючи лише результати дослідження свердловин на усталених режимах з вимірюванням кількості конденсату. Для цього з осі абсцис від значень КГФ сирого або стабільного конденсату слід опустити перпендикуляр до точок перетину з відповідними лініями I або II. Цим точкам на осі ординат відповідають вмісти C_{5+}.

Потенційний вміст фракції C_{5+} q_o в $г/м^3$ за відомими конденсатогазовими факторами сирого $q_{сир}$ і стабільного $q_{ст}$ конденсатів можна також розраховувати, використовуючи наступні рівняння:

$$q_0 = 0{,}615 q_{сир} \quad (1)$$

$$\text{або } q_0 = 0{,}778 q_{ст}. \quad (2)$$

Для обчислень за рівняннями (1, 2) можна використовувати конденсатогазові фактори як сирого, так і стабільного конденсатів, тобто обидва ці параметри разом або лише один з них. Це залежатиме від того, які виміри в конкретних промислових умовах здійснені, або котрий з них оцінюється як більш достовірний. Слід зауважити, що на рисунку 1А та в рівняннях (1, 2) допущене певне спрощення – значення усадки (частка від ділення $q_{ст}$ на $q_{сир}$) прийняте 0,79 як середньостатистичне. Звичайно, для окремих систем можливі деякі відхилення від усереднених величин, проте вони не призводять до суттєвих похибок, а за потреби можуть бути враховані внесенням поправок до коефіцієнтів рівнянь.

За відомими потенційним вмістом конденсату q_o і його пластовими втратами $q_{вт}$, які визначають експериментально під час термодинамічних досліджень пластової системи, розраховують другий важливий підрахунковий параметр – коефіцієнт конденсатовилучення $К_{кв}$ згідно з рівнянням:

$$К_{кв} = \frac{q_o - q_{вт}}{q_o}. \quad (3)$$

Статистично усереднена динаміка зміни пластових втрат під час зниження тиску, тобто поточні значення $q_{вт}$ в $см^3/м^3$ у залежності від часток початкового пластового тиску зображена графічно на рисунку 1Б. Для підрахунку загальних запасів конденсату використовують значення його кінцевих пластових втрат $q_{вт.к}$ на тиску 0,0981 МПа (на рисунку це нульова частка початкового пластового тиску). Ці втрати для систем з вмістом конденсату понад 50 $г/м^3$ із задовільною точністю, за визначеним із рівнянь (1, 2) потенційним вмістом q_o фракції C_{5+}, можна також оцінити аналітично за рівнянням регресії:

$$q_{вт.к} = 0{,}477 q_0 - 5{,}785 \cdot 10^{-5} q_0^2 + 2 \cdot 10^{-7} q_0^3. \quad (4)$$

Поточні обсяги пластових втрат конденсату визначають вздовж лінії абсцис за ординатою його потенційного вмісту на потрібних рівнях часток початкового пластового тиску, як це показано на рисунку 1Б. За цими даними будують графіки зміни поточних втрат конденсату відносно зниження пластового тиску і застосовують їх для оцінки видобутку конденсату під час розробки покладів на режимі виснаження. Для цих обчислень, як і для визначення коефіцієнтів конденсатовилучення за формулою 3, потрібні величини втрат конденсату в питомих вагових одиницях ($г/м^3$), тоді як із рисунка 1Б і рівняння (4) їх одержують у питомих об'ємних одиницях ($см^3/м^3$). Для перерахунку потрібно знати поточну густину конденсату, що випадає в пласті на всьому діапазоні тисків, від початкового до кінцевого 0,0981 МПа.

Для визначення зміни густини конденсату, що випадає в пласті під час зниження пластового тиску, призначений рис. 2, побудований за узагальненими матеріалами диференціальної конденсації понад 50 проб газоконденсатних систем. На ньому на осі ординат відкладена густина d_4^{20}

стабільного (дегазованого) конденсату, відібраного із збірної ємності, що виміряна в поверхневих умовах і приведена до нормальних умов 760 мм.рт.ст і 20 °С. На рівні цієї густини паралельно до осі абсцис знімають значення густини конденсату, що випав у пласті на рівні різних часток початкового пластового тиску $p_{пл}$ після тиску початку конденсації $p_{п.к.}$ Добуток одержаних густин в г/см^3 і величин пластових втрат конденсату в см^3/м^3, що випав на відповідних тисках, відповідає втратам конденсату, вираженим у питомих вагових (г/м^3) одиницях.

Тиск початку конденсації $p_{п.к}$ не належить до підрахункових параметрів, однак є характеристичним технологічним показником газоконденсатних систем, що застосовується під час проектування промислової (дослідно-промислової) розробки покладів. Його, як частку початкового пластового тиску, можна одержати із рисунка 1Б на перетині абсциси частки пластового тиску і ординати потенційного вмісту конденсату з лінією III, що відповідає тиску початку конденсації. Для аналітичного розрахунку $p_{п.к}$ для систем з вмістом конденсату в межах від 50 до 1250 г/м^3 одержано рівняння регресії, у якому, крім густини d_4^{20} конденсату, потрібні додаткові відомості – величини пластових тиску $p_{пл}$ і температури $T_{пл}$. Це рівняння має вигляд:

$$p_{п.к} = 0{,}38p_{пл} + 0{,}137T_{пл} + 66{,}4d_4^{20} - 0{,}0045q_{ст} - 41{,}87. \qquad (5)$$

У рівнянні для підрахунку запасів газу газоконденсатних систем присутній коефіцієнт стисливості Z або його обернена величина. Безпосередньо за матеріалами дослідження свердловин цей параметр не одержують. Його можна визначати лише за складом пластового газу, для чого потрібне лабораторне вивчення складу і фізико-хімічних властивостей газів і конденсату. Із задовільним наближенням коефіцієнт стисливості газу можна одержати за усередненими статистичними матеріалами.

Точність оцінки параметрів для підрахунку запасів газу і конденсату запропонованим графо-аналітичним способом пересічно складає 5–10 % і лише у складних високонасичених конденсатом системах досягає 15–20 %. Спосіб зручний тим, що використовуються лише показники, одержані під час випробування свердловин. Існують більш точні графо-аналітичні способи визначення параметрів газоконденсатних систем, проте для їхнього використання потрібен великий обсяг інформації про фізичні і хімічні властивості газів і конденсату [2, 3], які одержують під час всебічних лабораторних аналізів.

Привабливим є напрям аналітичних розрахунків парогазової рівноваги у газоконденсатних системах із застосуванням рівнянь стану [4], щоб позбутися тривалих і трудомістких термодинамічних дослідів на установках фазової рівноваги. Для цього однак потрібне використання багатокоефіцієнтних рівнянь, що включають значення парної взаємодії молекул, летючості, фактора ацентричності молекул, коефіцієнтів фазового розподілу і багато інших термодинамічних констант та додаткових параметрів і застосування складних розрахунків. На сучасних ЕОМ вирішувати такі завдання неважко, проте попередньо потрібно запланувати і здійснити значний обсяг тематичних робіт з метою співставлення розрахункових і експериментальних даних, останні з яких, за висновками авторитетних в цій галузі дослідників [5], є завжди надійніші за будь-які розрахункові способи.

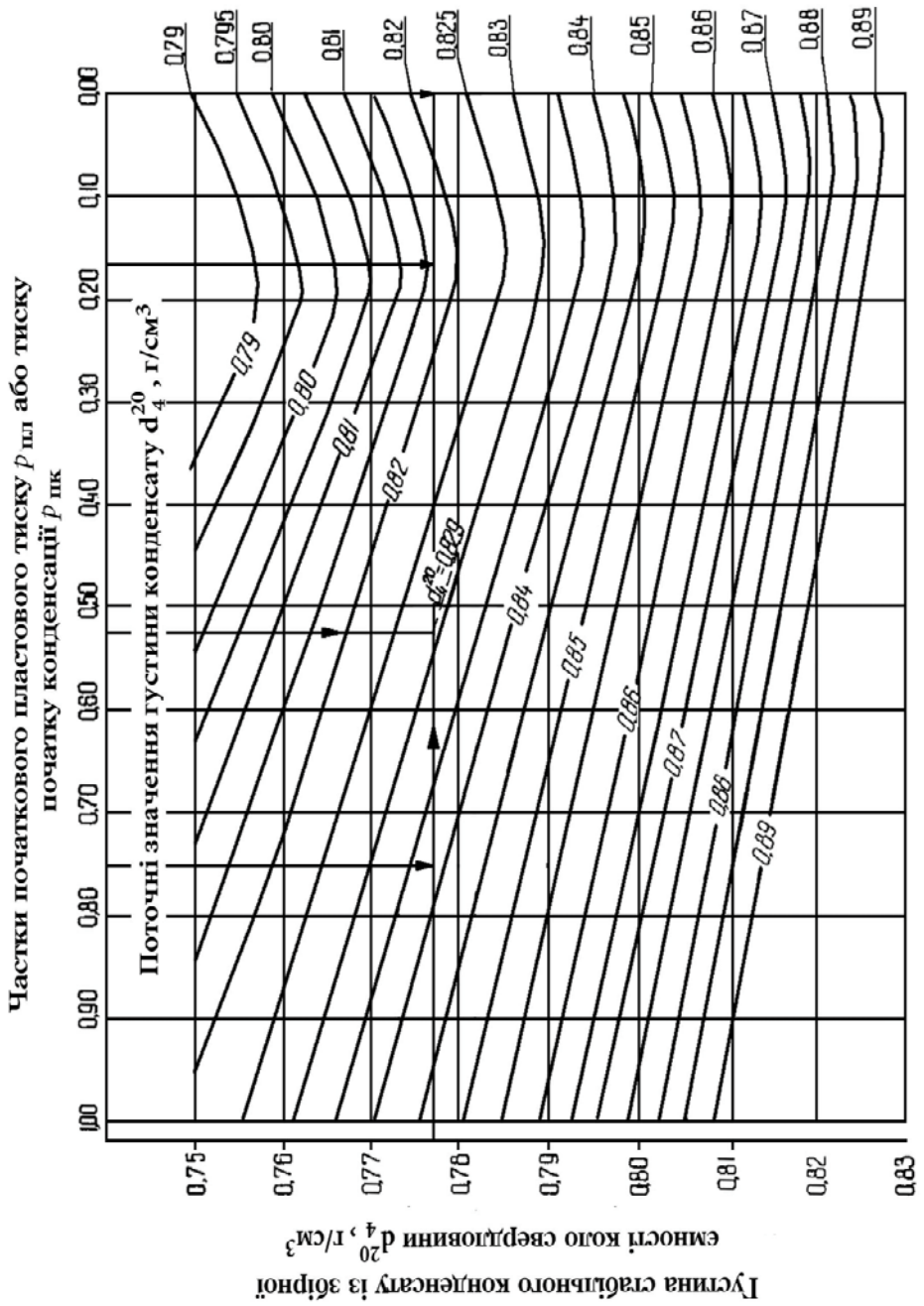


Рис. 2. Визначення густини стабільного конденсату, що випадає в пласті в процесі зниження пластового тиску. Шифр кривих – густина конденсату, що випадає в камері *pVT* під час диференціальної конденсації (приведена до стандартних умов d_4^{20})

Література

1. Дзюбенко О. І., Кайєва І. В., Гончаренко В. І. Підвищення достовірності результатів дослідження свердловин на конденсатність у ДДЗ. *Мінеральні ресурси України.* 2002. № 3. С. 20–24.

2. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем / Гриценко А. И., Гриценко И. А., Юшкин В. В., Островская Т. Д. Москва. Недра, 1995. 432 с.

3. Руководство по исследованию скважин / Гриценко А. И. и др. Москва. Наука, 1995. 523 с.

4. Гуревич Г. Р., Брусиловский А. И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. Москва. Недра, 1984. 264 с.

5. Рид Р.С., Шервуд Т.К. Свойства газов и жидкостей. Москва. Гостоптехиздат, 1964. 334 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98.550

ВИЗНАЧЕННЯ ЙМОВІРНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОЦІНКИ ПОЧАТКОВИХ СУМАРНИХ ВИДОБУВНИХ РЕСУРСІВ НАФТИ І ГАЗУ

***Ляху М.В.*[1]**, *к. геол-мін. н., доцент,* ***Ляху Р.М.*[2]**,
*1 – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
м. Івано-Франківськ, Україна,
2 – Науково-дослідний інститут ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ, Україна*

Проведено дослідження з визначення ймовірних характеристик оцінки початкових сумарних видобувних ресурсів нафти і газу. Величина початкових сумарних видобувних ресурсів вуглеводнів є основою для рішення багато чисельних геолого-прогнозних і геолого-економічних задач. Розроблений метод отримання ймовірних характеристик початкових сумарних видобувних ресурсів для умов маловивчених об'єктів оцінки останніх.

DETERMINATION OF PROBABLE CHARACTERISTICS OF THE ASSESSMENT OF INITIAL OIL AND GAS RESOURCES

***Lyahu M.*[1]**, *Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Assoc. Prof.,* ***Lyahu R.*[2]**,
*1 – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine
2 – Research Institute of PJSC «Ukrnafta», Ivano-Frankivsk, Ukraine*

A study was conducted to determine the probable characteristics of the estimation of the initial total oil and gas production resources. The magnitude of the initial total hydrocarbon production resources is the basis for many geological, forecasting and geological-economic problems. A method for deriving the probable characteristics of the initial cumulative extractive resources for the conditions of the little-studied objects of evaluation of the latter has been developed.

Вступ. На даний час оцінка перспектив нафтогазоносності на кількісній основі стала загальноприйнятою. Результат такої оцінки – величина початкових сумарних видобутих ресурсів ВВ (ПСВР) служить основою для вирішення численних геолого-прогнозних і геолого-економічних завдань. У загальному випадку величина ПСВР, яку нижче будемо позначати Q складається із сукупності значень: накопиченого видобутку D, поточних розвіданих запасів Z, прогнозних ресурсів P і має вигляд $Q=D+Z+P$.

Основний текст. Результат будь-якої оцінки ресурсів - величина ймовірна. Залежно від співвідношення тих чи інших факторів ймовірність підтвердження зробленої оцінки може бути різною. На величину Q впливають метод підрахунку, вибір геологічного тіла - об'єкта оцінки ПСВР, досвід попередніх робіт в даному регіоні і багато інших чинників. Процедура оцінки відносної значущості цих факторів не формалізована, і відповідно на величині ресурсів істотно позначається суб'єктивність підходу. При цьому масштаби впливу суб'єктивного фактора неоднакові для окремих елементів Q (тобто для D, Z і P). Кожній компоненті Q відповідають свої інтервали відхилення, що спостерігаються від оціночного значення. Якщо позначити відносну величину по-похибки оцінки в бік заниження ε, а в бік завищення δ, то можна записати:

$$\begin{gathered} D_0 - \varepsilon_D D_0 \le D \le D_0 + \delta_D D_0 \\ Z_0 - \varepsilon_Z Z_0 \le Z \le Z_0 + \delta_Z Z_0, \\ P_0 - \varepsilon_P P_0 \le P \le P_0 + \delta_P P_0 \end{gathered} \quad (1)$$

де D_0, Z_0 і P_0 – оціночні, а D, Z і P – дійсні значення складових.

З урахуванням ряду виконаних іншими дослідниками узагальнень і підтвердження в різних регіонах оцінок ПСВР в цілому і окремих складових, умовно можуть бути прийняті наступні значення похибок оцінок:

$\varepsilon_D = \delta_D = 0$ (тобто *D* величина детермінована);

$\varepsilon_Z = 0{,}3;\ \delta_Z = 0{,}2;$

$\varepsilon_P = 0{,}5;\ \delta_P = 0{,}1.$

Очевидно, що найменш вірогідною є величина прогнозних ресурсів, більш–розвіданих запасів. Співвідношення різнодостовірних складових в структурі *Q* визначає достовірність оцінки сумарних ресурсів. Тому цілком природно використувати таке співвідношення як критерій ймовірності підтвердження цієї оцінки. Заснований на даному допущенні принцип отримання імовірнісних характеристик ПСВР через завдання похибок оцінки розвіданих запасів і прогнозних ресурсів охарактеризований в роботі [1]. Такий же підхід широко використовується і західними нафтовими компаніями для зниження ступеня ризику при виборі регіональних об'єктів нафтогазопошукових робіт [2], Вводячи похибки оцінок ε і δ для кожної компоненти *Q,* отримують інтервальне значення і виходять з того, що мінімальне значення даного інтервалу може бути підтверджено на практиці з високою ймовірністю (0,9), а максимальне значення – з низькою (0,05 або 0,1). Значення з ймовірностями 0,9 і 0,1 для окремих компонент *Q* наносяться на графік і між ними будуються *S* – образні криві функції розподілу ймовірностей *Ф (Q)* (рис. 1). Комплексний аналіз окремих функцій розподілу (підсумовування на основі методу Монте-Карло) дозволяє отримати імовірнісні характеристики *Q*, зокрема маточікування $\bar{Q}$, модельне $\tilde{Q}$ і довірче $\hat{Q}$ значення. Останнє означає, що в даному об'єкті оцінки з ймовірністю γ ПСВР буде мати значення не нижче *Q.* Зазвичай, приймається γ=0,9.

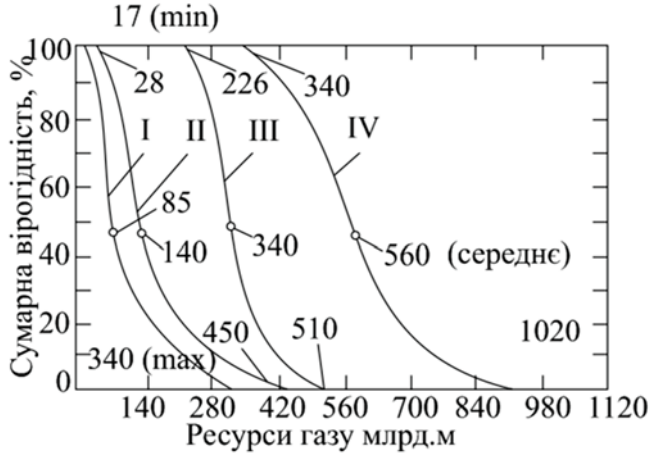


Рис. 1. Оцінка невідкритих видобувних покладів газу Північної Луізіани станом на 1975 р. [2]: імовірні криві: I – імовірних покладів, II – можливі поклади, III – умоглядні поклади, IV – ПСВР в цілому

Виходячи з змістовної постановки задачі оцінка ПСВР включає три складові, кожна з яких визначається незалежно, за своєю технологією. Одну з цих складових *D* можна вважати величиною детермінованою, дві інші *(Z* і *P)* випадковими. Цілком припустимо припущення на змістовному рівні, що зроблені геологом первинні оцінки *Z* і *P* відповідають модельним (найбільш вірогідним) значенням даних випадкових величин, а межі їх розподілу обумовлені прийнятими величинами ε і δ. Оскільки кожна випадкова величина *(P* і *Z)* характеризується тільки трьома параметрами – модою

і асиметрично розподіленими відхиленнями, природно прийняти трикутний розподіл. При такому підході оцінка ПСВР в цілому Q також є випадковою величину, яка визначається сумою детермінованої величини D *і* випадкових величин Z і P. Графічно описану ситуацію можна видобразити (рис. 2) трикутниками рівній площі (=1), причому при різних значеннях (співвідношеннях) складових Q ці трикутники можуть бути як розділеними, так і накладеними.

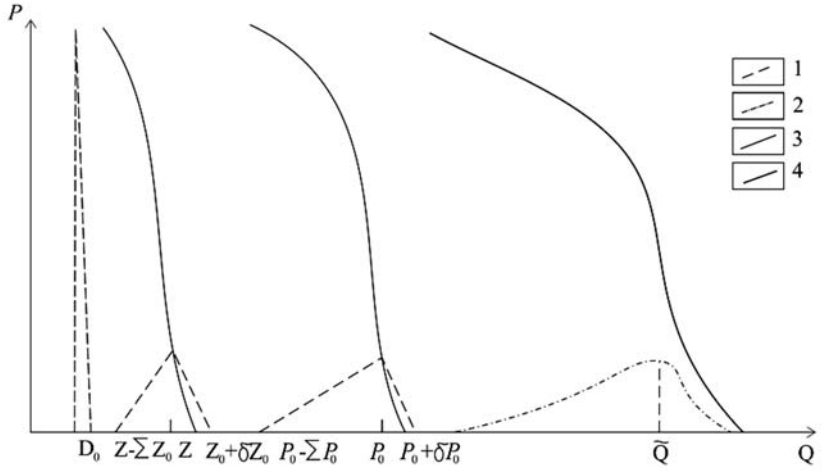


Рис. 2. Співвідношення щільностей розподілу і інтегральних функцій окремих складових ПСВР і ПСВР в цілому:

1 – щільності розподілу окремих складових ПСВР; 2 – щільність розподілу ПСВР, отримана згортанням щільності окремих складових; 3 – інтегральні функції розподілу (дзеркально відбиті) окремих складових ПСВР; 4 – результуюча інтегральна функція розподілу ПСВР

Завдання полягає в тому, щоб знайти функцію розподілу і щільність випадкової величини Q, що є сумою D і випадкових величин Z і P. Рішення зводиться до знаходження суми двох випадкових величин ($Z–Z_0$) і $(P–P_0)$, щільності яких дорівнюють відповідно:

$$\varphi(t) = \begin{cases} 0, & t \in (-\infty, -a) \\ \dfrac{2(t-a)}{a(a+b)} & t \in (-a, 0) \\ \dfrac{2(b-t)}{b(a+b)} & t \in (0, b) \\ 0, & t \in (b, +\infty) \end{cases}, \quad (2) \qquad \psi(t) = \begin{cases} 0, & t \in (-\infty, -c) \\ \dfrac{2(t-c)}{c(c+d)} & t \in (-c, 0) \\ \dfrac{2(d-t)}{d(c+d)} & t \in (0, d) \\ 0, & t \in (d, +\infty) \end{cases}. \quad (3)$$

Параметри цих функцій визначаються наступним чином:

$$\alpha = \varepsilon_Z Z_0,\ \mathrm{b} = \delta_Z Z_0,\ \mathrm{c} = \varepsilon_P Z_0,\ \mathrm{d} = \delta_P Z_0. \qquad (4)$$

Щільність суми випадкових величин ($Z–Z_0$) і $(P–P_0)$ знаходяться за формулою згортання (2).

$$f(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} \varphi(t)\psi(x-t)dt, \qquad (5)$$

Однак безпосереднє підставлення виразів (2) і (3) в формулу (5) і інтегрування призводять до громіздких викладів, так як щільності φ і Ψ задаються кусково-лінійними функціями на чотирьох інтервалах кожна. Для спрощення доцільно перейти до кусково-експоненційної апроксимації функцій $\tilde{\varphi}$ і $\tilde{\psi}$ (рис. 3), значно скорочує викладки при знаходженні згортки без істотного зниження точності одержуваного результату.

$$\tilde{\varphi}(t)=\begin{cases}\lambda e^{at}, & t<0\\ \lambda e^{-\beta t}, & t\geq 0\end{cases}, \qquad (6) \qquad \tilde{\psi}(t)=\begin{cases}\omega e^{\mu t}, & t<0\\ \omega e^{-\upsilon t}, & t\geq 0\end{cases}. \qquad (7)$$

На $\tilde{\varphi}$ і $\tilde{\psi}$ накладемо два обмеження.

1. Значення функцій розподілу $F(t)$ і $\tilde{F}(t)$ в нулі повинні збігатися.

2. Сумарна площа під «хвостами» експонент з яких складені $\tilde{\varphi}$ і $\tilde{\psi}$, при $t\leq -\alpha$ і $t\geq b$ (відповідно $t\leq -c$ і $t\geq d$) повинна дорівнювати заданій величині ε (див. рис. 3).

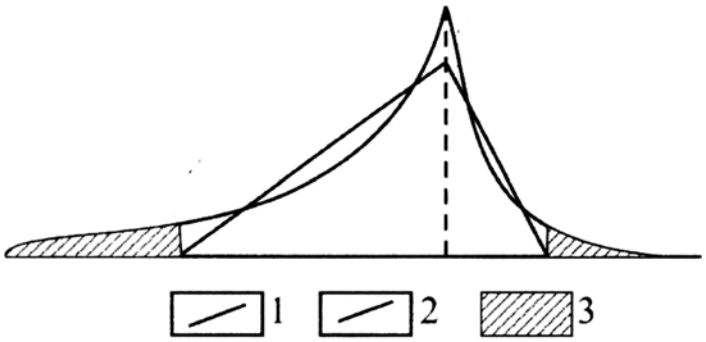


Рис. 3. Кусково-експоненційна апроксимація трикутного розміщення:
1 – ділянки експоненти; 2 – кусково-експоненційні ділянки трикутного розміщення;
3 – площа під апроксимуючими експонентами за межами основи трикутника

Ці умови однозначно визначають зв'язок між параметрами трикутного розподілу і параметрами апроксимируючого кусково-експоненціального розподілу:

$$\lambda=\frac{\theta}{a+b}, \quad \propto=\frac{\theta}{a}, \quad \beta=\frac{\theta}{b}; \qquad (8) \qquad \omega=\frac{\theta}{c+d}, \quad \mu=\frac{\theta}{c}, \quad \upsilon=\frac{\theta}{d}. \qquad (9)$$

Параметр θ залежить від заданої величини ε.

Підставляючи в рівняння (5) $\tilde{\varphi}$ і $\tilde{\psi}$, і здійснивши інтегрування, отримуємо такий вираз для апроксимації щільності суми двох випадкових величин:

$$\bar{f}(x)=\begin{cases}\frac{\lambda\omega}{\mu-\propto}\left[\frac{\mu+\upsilon}{\propto-\upsilon}e^{\alpha x}-\frac{\propto+\beta}{\mu+\beta}e^{\mu x}\right], & x<0\\ \frac{\lambda\omega}{\beta-\upsilon}\left[\frac{\propto+\beta}{\propto+\upsilon}e^{-\upsilon x}-\frac{\mu+\upsilon}{\mu+\beta}e^{-\beta x}\right], & x\geq 0\end{cases} \qquad (10)$$

Апроксимація функції розподілу для випадкової величини Q - D_0 - Z_0 - P_0 має наступний вигляд:

$$\tilde{F}(x)=\begin{cases}\frac{\lambda\omega}{\mu-\propto}\left[\frac{\mu+\upsilon}{\propto(\propto+\upsilon)}e^{\propto x}-\frac{\propto+\beta}{\mu(\mu+\beta)}e^{\mu x}\right], & x<0\\ 1-\frac{\lambda\omega}{\beta-\upsilon}\left[\frac{\propto+\beta}{\upsilon(\propto+\upsilon)}e^{-\upsilon x}-\frac{\mu+\upsilon}{\beta(\mu+\beta)}e^{-\beta x}\right], & x\geq 0\end{cases} \qquad (11)$$

Вирази (4)–(11) у сукупності фіксують зв'язок між вихідними даними і шуканими величинами і тому являють собою математичний опис моделі.

Найбільш ймовірне значення (мода) Q випадкової величини Q–Q_0 ($Q_0=D_0+\boldsymbol{Z}_0+P_0$) відповідає ~ максимуму щільності розподілу $\boldsymbol{f(x)}$ і тому може бути отримано з рішення рівняння

$$\tilde{f}(\boldsymbol{x})=0. \qquad (12)$$

Провівши відповідні викладки, отримаємо такий вираз для найбільш вірогідного значення ПСВР:

$$\tilde{Q} = \begin{cases} Q_0 - \frac{\varepsilon_Z \varepsilon_P Z_0 P_0}{\theta(\varepsilon_P P_0 - \varepsilon_Z Z_0)} ln \frac{\varepsilon_Z(\varepsilon_P+\delta_Z)(\delta_Z Z_0+\varepsilon_P P_0)}{\varepsilon_P(\varepsilon_Z+\delta_Z)(\varepsilon_Z Z_0+\delta_P P_0)} \\ \text{якщо } \frac{\varepsilon_Z Z_0+\varepsilon_P P_0}{\varepsilon_Z Z_0+\delta_P P_0} > \frac{\varepsilon_P(\varepsilon_Z+\varepsilon_P)}{\delta_P(\delta_Z Z_0+\varepsilon_P P_0)}, \\ Q - \frac{\delta_Z \delta_P Z_0 P_0}{\theta(\delta_P P_0 - \delta_P Z_0)} ln \frac{\delta_Z(\varepsilon_P+\delta_P)(\varepsilon_Z Z_0+\delta_P P_0)}{\delta_P(\varepsilon_Z+\delta_Z)(\delta_Z Z_0+\varepsilon_P P_0)}, \text{в протилежному випадку} \end{cases} \quad (13)$$

Математичне очікування випадкової величини *(Q - Q₀)* обчислюється таким чином:

$$M(Q - Q) = \int_{-\infty}^{+\infty} x\tilde{f}(x)dx. \quad (14)$$

Провівши інтегрування і деякі спрощення, отримаємо такий вираз для знаходження математичного очікування величини ПСВР:

$$\tilde{Q} = D_0 + Z_0 + P_0 - \frac{Z_0}{\theta}(\varepsilon_Z - \delta_Z) - \frac{P_0}{\theta}(\varepsilon_P - \delta_P) \quad (15)$$

Для знаходження довірчого значення $\widehat{Q}$ тобто такого значення, отримання якого гарантується з заданою вірогідністю, необхідно вирішити трансцендентне рівняння

$$\bar{F}(x) = 1 - q \quad (16)$$

де q – довірчий рівень (задана ймовірність, наприклад, q=0,9).

Нехай $\hat{x}$ – рішення рівняння (16) тоді

$$\hat{Q} = D_0 + Z_0 + P_0 + \hat{x} \quad (17)$$

Методи рішення трансцендентного рівнянь досить трудомісткі. Тому з метою спрощення і забезпечення оперативності вирішення завдання пропонується аналітичний вираз для розрахунку $\hat{x}$ для випадку, коли первинна оцінка прогнозних ресурсів (P_0) перевищує первинну оцінку розвіданих, запасів Z_0 більш ніж в 2 рази:

$$\hat{x} = \frac{\varepsilon_P P_0}{\theta} ln \frac{(1-q)(\varepsilon_P P_0 - \varepsilon_Z Z_0)(\delta_Z Z_0+\varepsilon_P P_0)(\varepsilon_P+\delta_P)}{\varepsilon_P^3 P_0^2} \quad (18)$$

Зазначений випадок, хоча і є рідкісним, але при сучасній ступені розвіданості нафтогазоносного потенціалу надр належить практично до переважної більшості нафтогазоносних і потенційно нафтогазоносних басейнів світу і до окремих геологічних тіл - об'єктів оцінки ПСВР в їх межах. Дана формула дозволяє при відносно простої технології розрахунку з прийнятною точністю отримувати довірчі значення ПСВР, тобто $\widehat{Q}$.

Якщо для двох умовних об'єктів оцінки ПСВР, охарактеризованих в табл. 1 (перші чотири рядки), побудувати графічне зображення функцій $\tilde{f}(x)$ (рис. 4, а) і $[1 - \tilde{F}](x)$ (рис. 4, б), то наочно видно, що в обох випадках ймовірність реалізації первинної геологічної оцінки ПСВР (рівної 1000 млн. т) менше чверті. Звідси випливає, що прийнята методика підрахунку ПСВР орієнтована на занадто оптимістичну оцінку. Ця обставина в кінцевому рахунку обумовлює часте розбіжність між фактичною і планованою ефективностями пошукових робіт.

Таблиця 1

Параметр	Об'єкт оцінки I		Об'єкт оцінки II	
	вихідне значення	інтервальне значення	вихідне значення	інтервальне значення
D_0	0	0	200	500
Z_0	200	140-240	500	210-360
P_0	800	400-880	200	100-220
Q_0	1000	540-1120	1000	810-1080
Q	075	(p≈0,24)	982	(p≈0,35)
Q	852	(p≈0,62)	952	*(p≈0,61)*
Q	631	(p≈0,9)	869	*(p≈0,9)*

У зв'язку з цим доцільно розглянути, яка з найбільш уживаних імовірнісних характеристик ПСВР (мода, маточікування, довірче значення) забезпечує мінімізацію цієї розбіжності.

Найбільш ймовірні значення ресурсів, обчислені за формулою (12) для умовних об'єктів оцінки ПСВР, наведені в таблиці (рядок 5). Там же наведені ймовірності того, що фактичні значення ПСВР Q виявляться не менше найбільш ймовірних значень $Q(P\{Q \geq \hat{Q}\})$. Слід звернути увагу на дві обставини. Перша – величини $\tilde{Q}_I = 975$ і $\tilde{Q}_{II} = 982$ досить близькі до сум експертних оцінок $\tilde{Q}_{I_0} = \tilde{Q}_{II_0} = 1000$. Друге – очікувана підтвердженність найбільш ймовірних значень (моди) ПСВР дуже низька: ПСВР не нижче $\tilde{Q}_I$ будуть виявлятися в одному з чотирьох випадків, $\tilde{Q}_{II}$ – в одному з трьох. Тому найбільш імовірні значення $\tilde{Q}$ не забезпечують надійну оцінку ресурсів, як і сумарні експертна оцінка $Q_0 = D_0 + Z_0 + P_0 = 1000$.

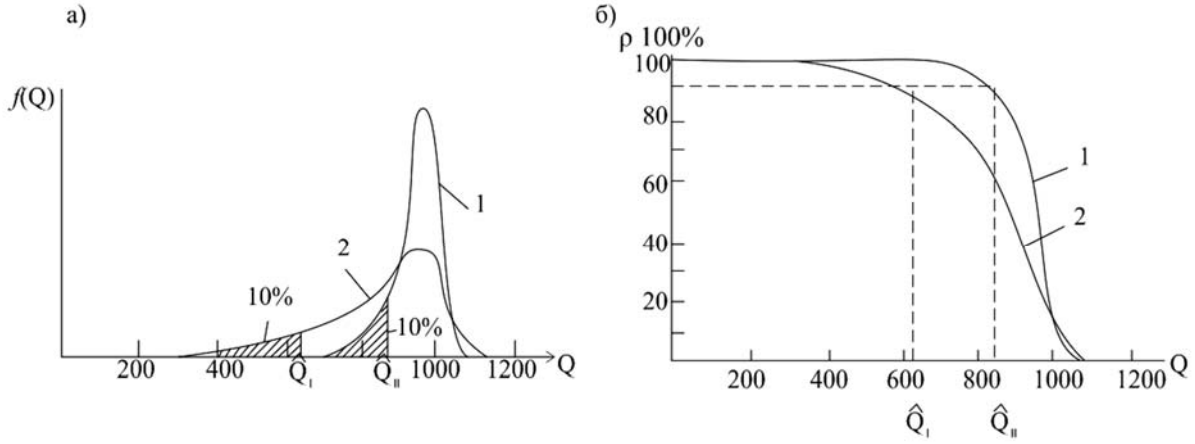


Рис. 4. Вплив структури ПСВР на форму імовірнісних кривих:
а - криві щільності розподілу ПСВР; б- інтегральні функції розподілу ПСВР; 1 – криві для умовного об'єкта I; 2 – криві для умовного об'єкта оцінки II

В силу цього для зниження фактора ризику, обумовленого невизначеністю оцінки ресурсів Q_0 надійніше користуватися довірчими значеннями ПСВР. Розрахунки за формулами (17), (18) для двох умовних об'єктів оцінки ПСВР (рядок 7 в таблиці) показують, що при цьому чітко забезпечується залежність одержуваних значень від поточної структури ПСВР, тобто від k_{pnp}.

Заключення і висновки. Основна мета розрахунку довірчих значень ПСВР – це облік в геолого-прогнозних і геолого-економічних задачах, що базуються на оцінці ресурсів ВВ, виробничого ризику, обумовленого недостатньою визначеністю такої оцінки. Однак набір областей настільки ж важливого додатка $\hat{Q}$вельми представницький.

Це пов'язано з тим, що на основі $\hat{Q}$ забезпечується набагато більша (у порівнянні з $Q_0, \tilde{Q}$ і $\hat{Q}$) співставленість вихідних для багатьох завдань даних по ресурсах і тим самим, підвищується надійність результатів вирішення цих завдань. Нижче відзначимо лише кілька практичних наслідків, що випливають звідси.

1. При традиційному (не імовірнісному) представленні ПСВР, їх окремі складові явно непорівнянні. Розуміння цього проявляється, зокрема, в тому, що величина *P* практично не піддається динамічній корекції в залежності від динаміки *D* і Z, а переглядається час від часу з якісним урахуванням результатів геолого-розвідувальних робіт, але незалежно від первісної оцінки ПСВР. При імовірнісному підході величини *D, Z* і *P* приводяться до загальної шкали ймовірностей і стають порівнянними. При цьому будь-яка зміна *D* і *Z* автоматично призводить до певної корекції величини *Q,* тобто здійснюється системний облік мінливого співвідношення між *D, Z і P.*

2. У багатьох задачах широко використовується коефіцієнт розвіданості потенційних ресурсів $k_{рпр}=(D+Z)/Q$. При традиційному підході в переважній більшості випадків (при великій частці P у структурі ПСВР) чисельник і знаменник в зазначеному відношенні порівнюються погано. Перехід до довірчих значень ПСВР не тільки усуває цю невідповідність, але і забезпечує випливаючу з динаміки D і Z корекцію $k_{рпр}$ на зазначеній вище принципово інший, системній основі.

3. Оскільки фізичний обсяг об'єктів оцінки ПСВР є величиною незмінною, довірчі значення ПСВР елементарно трансформуються в довірчі значення щільності ПСВР $\hat{\varrho}$. Щільність ПСВР є основним показником, відображеним на картах потенційних ресурсів нафти і газу. При традиційному підході райони, де щільності збігаються, зображуються на таких картах однаково, як рівнозначні, незалежно від того, яка структура ПСВР на час складання карти. Іншими словами, одне і те ж значення мають райони, де переважна частина ПСВР розвідана, і райони, де розвіданість ПСВР незначна (значення Q і P близькі).

Література

1. Резник В. С, Нові методи імовірнісних оцінок ресурсів нафти і газу за кордоном. - Експрес-інформація, сер. економ, мін. сировини і геол.-розв. робіт. М., ВІЄМС, 1981, вип. 11.

2. Харбук Я. У., Давтон Дж. Х., Девіс Дж. К. Застосування імовірнісних методів в пошуково-розвідувальних роботах на нафту. М., Недра, 1981.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.048

ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ РУДНИХ РОДОВИЩ МЕТОДАМИ БЛОКОВОГО МОДЕЛЮВАННЯ ЯК СУЧАСНА АЛЬТЕРНАТИВА ТРАДИЦІЙНИМ МЕТОДАМ

Баряцька Н.В., *д. геол. н., BariatskaN@gmail.com,*
Сафронова Н.Г., *1sanige80@gmail.com,*
ТОВ «Геологічна сервісна компанія ГСК», м. Київ, Україна

Наводяться результати порівняння запасів, підрахованих традиційним (полігональним) методом та за допомогою блокового моделювання. Зроблено висновок про те, що запаси, підраховані різними методами добре співпадають, але локальний розподіл параметрів зруденіння (вміст корисного компоненту та ін.) більш точно відображається при блоковому моделюванні родовища.

RESERVES CALCULATION OF ORE DEPOSITS BY BLOCK MODELLING METHODS AS A MODERN ALTERNATIVE TO TRADITIONAL METHODS

Bariatska N., *Dr. Sci. (Geol.), BariatskaN@gmail.com,*
Safronova N., *1sanige80@gmail.com,*
LLC «Geological service company GSC», Kyiv, Ukraine

The results of the comparison of reserves calculated by the traditional (polygonal) method and using block modelling are given. It is concluded that reserves calculated by different methods are well corresponded, but the local distribution of ore parameters (commercial component grade, etc.) is more accurately reflected in block modelling of deposit.

Традиційні (або так звані полігональні) методи до теперішнього часу досить широко використовуються при підрахунку запасів рудних корисних копалин в Україні. Крім того, більшість відомих рудних родовищ були розвідані у радянські часи, їхні запаси підраховувалися саме такими методами.

Усі традиційні методи підрахунку запасів основані на двох основних принципах: перетворення складних за формою тіл корисних копалин в рівновеликі за об'ємом прості фігури, обчислення яких зручно проводити за допомогою формул елементарної геометрії; розповсюдження фактичних даних про параметри підрахунку на прилеглі ділянки [6].

Найбільш широко застосовуються метод геологічних розрізів та метод геологічних блоків. Вибір способу підрахунку запасів для кожного родовища визначається морфологічним типом і потужністю рудних тіл, умовами їхнього залягання, характером розподілу корисного компоненту, а також системою розвідки [5]. Так, у випадку пологих і крутопадаючих потужних рудних тіл, розвіданих похилими свердловинами, розташованими в системі поперечних профілів, найбільш доцільним є застосування підрахунок запасів методом геологічних розрізів (вертикальних перетинів). Підрахункові блоки спираються на розрізи, побудовані по геологорозвідувальних профілях, площа перетинів рудного тіла визначається в розрізах. Для родовищ із горизонтально (полого) залягаючими рудними тілами оптимальним є метод геологічних блоків з проекцією на горизонтальну площину. Блоки виділяються з урахуванням технологічних властивостей руд, потужності, об'ємної маси, ступеня розвіданості, умов залягання, гірничотехнічних і гідрогеологічних умов. Площа підрахункового блоку визначається у плані, потужність обчислюється, як середнє арифметичне, а середній вміст корисного компоненту, як середньозважене в усіх свердловинах блоку. Метод експлуатаційних блоків можна розглядати як варіант методу геологічних блоків.

Сучасною альтернативою традиційним методами підрахунку запасів є методи тривимірного блокового моделювання, що мають ряд безсумнівних переваг.

Блокове моделювання ґрунтується на розділенні рудного тіла (рудного покладу) на елементарні блоки по рівномірній мережі, в які значення параметрів зруденіння, зокрема вмісти корисного компоненту, інтерполюються з вихідних даних [1, 2]. Результатом тривимірного блокового моделювання є створення блокової моделі родовища з підрахунком запасів (оцінкою ресурсів), але не обмежується цим. Моделювання родовищ надає широкі можливості з тривимірної візуалізації, автоматизації технічних процедур, оперативної переоцінки об'єкту та ін.

Результати і якість блокового моделювання визначається багатьма факторами: вибором оптимального методу інтерполяції, видом геостатистичної моделі (моделі варіограми), параметрами геологічної інтерпретації меж родовища при каркасному моделюванні, розмірами блоків моделі, розмірами і орієнтуванням пошукового еліпсоїда, кількістю проб, які враховуються при інтерполяції та ін. [3].

Так, вибір методу інтерполяції залежить від геологічних особливостей об'єкту (морфології рудних тіл, рівномірності розподілу корисних компонентів та ін.). Для родовищ з відносно простою геологічною будовою та рівномірним розподілом корисних компонентів, з можливістю оконтурити суцільні рудні тіла для інтерполяції використовується звичайний (ординарний) кригінг (ordinary kriging). При нерівномірному розподілі корисних компонентів використовуються методи індикаторного кригінга (indicator kriging), зворотних відстаней (IDW – Inverse Distance Weighting), або найближчої проби. Індикаторний кригінг використовується також при неможливості оконтурити суцільні рудні тіла для підрахунку запасів в межах мінералізованої зони (аналог підрахунку з використанням коефіцієнту рудоносності). Для об'єктів з нез'ясованою генетичною природою мінералізації (просторово накладених структур з численними стадіями мінералізації) застосовується мультиіндикаторний кригінг (Multiple Indicator Kriging).

Основними перевагами блокового моделювання можна вважати спрощену оперативну переоцінку запасів відповідно до змін умов освоєння родовища, а також забезпечення автоматизації процесів планування та управління видобуванням корисних копалин.

Наразі не існує вимог ДКЗ України щодо блокових моделей для оцінки запасів, що суттєво ускладнює державну експертизу запасів, підрахованих із застосуванням методів блокового моделювання.

Традиційні методи підрахунку запасів та методи блокового моделювання мають ряд відмінностей у методологічних підходах. Зокрема, традиційний підрахунок запасів базується на використанні кондицій, у тому числі порогового вмісту корисного компоненту, на основі яких виконуються геологічна інтерпретація (оконтурювання) рудних тіл. При блоковому моделюванні оконтурювання здійснюється на основі виділення рудоносних літологічних різновидів за наявності літологічного контролю або з використанням так званого природнього бортового вмісту, який завідомо є нижчим за економічний. Граничний вміст (cut-off grade) переглядається у залежності від економічної кон'юнктури.

Об'єм підрахункового блоку при традиційному підрахунку запасів зазвичай приймається на рівні річної потужності гірничо-переробного підприємства і складає мільйони м^3. Для блокової моделі розміри материнських блоків залежить від складності геологічної будови родовища, параметрів розвідувальної мережі і можуть становити від перших тисяч до десятків тисяч м^3. Це забезпечує, з одного боку, більш точне відтворення морфології рудної товщі, а з іншого – розподілу вмістів корисних компонентів (рис. 1–3).

Не зважаючи на відмінності, при виборі оптимальних параметрів та одних і тих самих вихідних даних, результати підрахунку запасів традиційними методами та за допомогою блокового моделювання відрізняються не суттєво. Різниця основних параметрів зазвичай складає перші відсотки (до 5 %). Порівняння результатів моделювання з підрахунком запасів традиційними

методами є досить поширеною практикою не лише в пострадянських країнах (Росія, Казахстан та ін.), а й на заході.

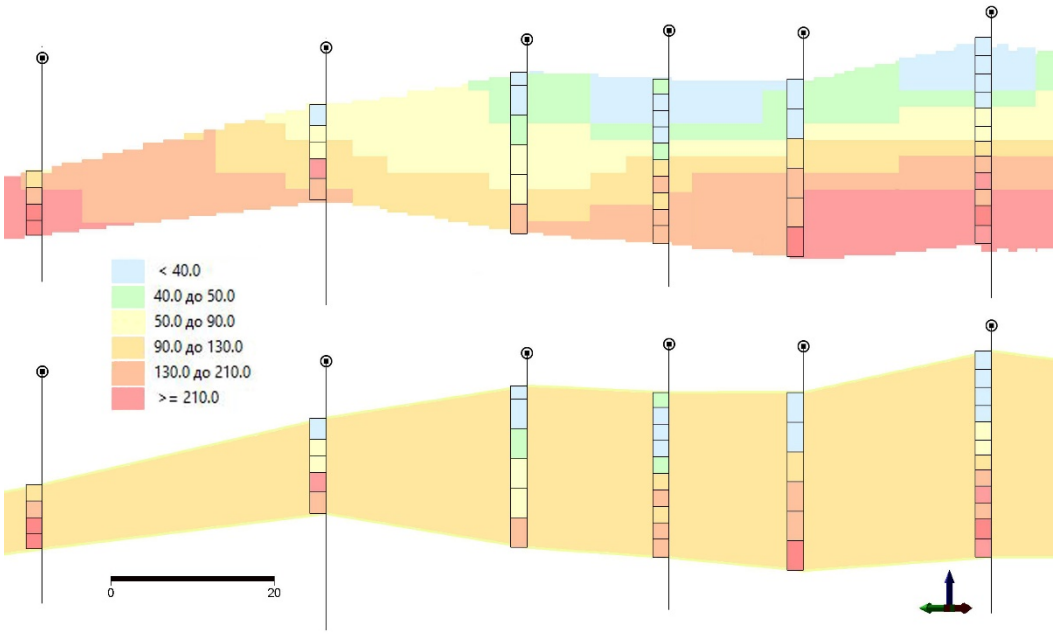


Рис. 1. Розподіл корисного компоненту в розрізі у блоковій моделі (верхнє зображення) та відповідному підрахунковому полігональному блоці (нижнє зображення)

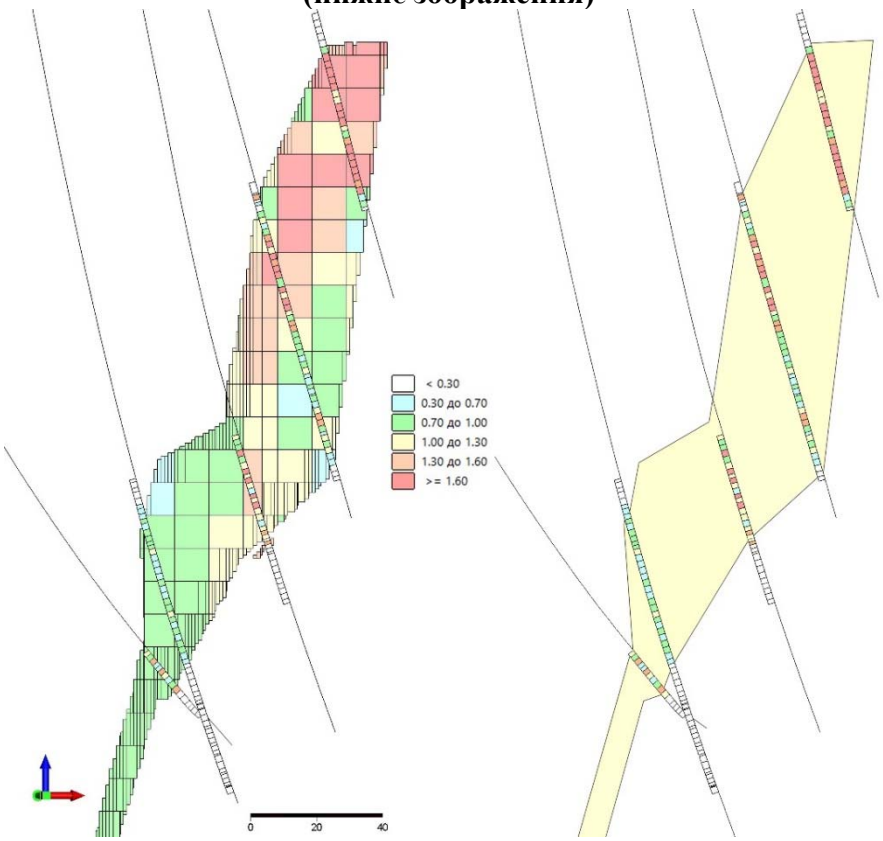


Рис. 2. Розподіл корисного компоненту в розрізі у блоковій моделі (зліва) та відповідному підрахунковому полігональному блоці (справа)

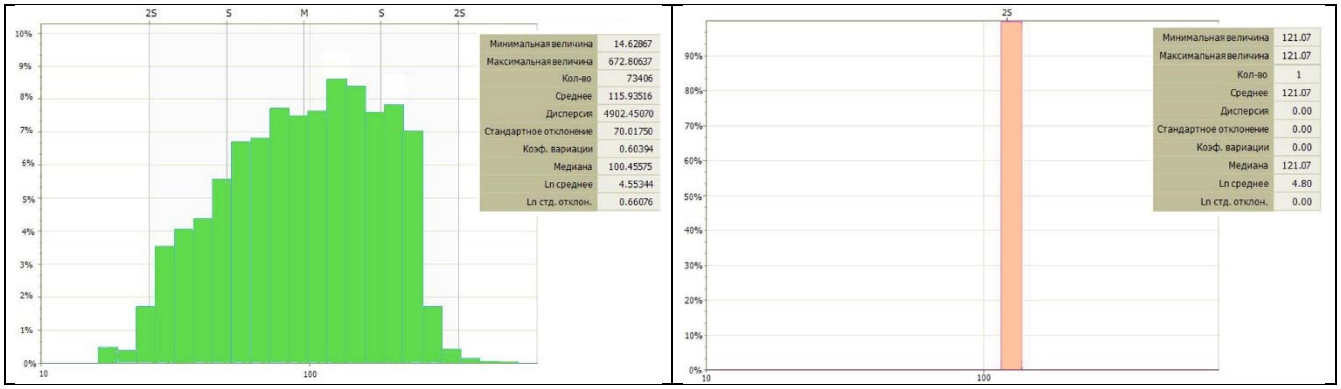


Рис. 3. Гістограми розподілу вмістів ільменіту на прикладі одного з підрахункових блоків при традиційному підрахунку (зліва) та блоковому моделюванні (справа)

Переважна більшість корисних компонентів має логнормальний розподіл вмістів. Математичне сподівання дорівнює середньому значенню вибірки лише у випадку нормального гаусівського розподілу, при логнормальному розподілі математичне сподівання близьке до медіани вибірки. Використання середніх значень при логнормальному розподілі параметрів призводить до завищення середнього вмісту [4]. Це доводиться порівнянням запасів, підрахованих традиційними методами, з результатами видобування по окремих підрахункових блоках.

Точність відображення розподілу вмістів корисного компоненту та інших параметрів зруденіння визначається зокрема ступенем вивченості родовища. Він повинен бути достатнім для виконання конкретних задач: складання оптимальної бурової програми для подальшого геолого-економічного вивчення родовища, підрахунку запасів (оцінки ресурсів) або планування видобувних робіт.

Результати підрахунку запасів традиційними полігональними методами та методами блокового моделювання зазвичай співпадають у межах усього родовища або його окремих частин (рудних тіл, підрахункових блоків та ін.). При цьому локальний розподіл вмістів корисних компонентів при підрахунку традиційними методами практично не відображається на відміну від блокової тривимірної моделі родовища. Це стає надзвичайно актуальним на етапі розробки об’єкту, коли необхідні найбільш точні параметри зруденіння для планування видобувних робіт.

Зважаючи на це та враховуючи широке використання методів блокового моделювання провідними сервісними та видобувними компаніями у всьому світі, необхідним є створення усіх умов для використання найбільш сучасних методів для підрахунку запасів (оцінки ресурсів) родовищ корисних копалин в Україні, зокрема забезпечення можливості експертизи (аудиту) запасів, підрахованих методами блокового моделювання, що сприятиме підвищенню інвестиційної привабливості, як окремих родовищ, так і сфери надрокористування України в цілому.

Література

1. Armstrong M. Basic Linear Geostatistics. 1998th Edition. Springer-Verlag Berlin Heidenberg, 1998. 155 p.

2. Coombes J. The art and science of resource estimation. A Practical Guide for Geologists and Engineers. Perth: Coombes Capability, 2008. 232 p.

3. Баряцкая Н.В., Сафронова Н.Г. Поэтапная заверка при трёхмерном моделировании и оценке ресурсов рудных месторождений. *Геоинформатика.* № 1(69). 2019. С. 47–57.

4. Жарников А.Н., Кокушев В.И. Подгонка ресурсного моделирования под требования ГКЗ РФ как попытка изменить реальность? Електронний ресурс. Режим доступу:

https://www.micromine.ru/wp-content/uploads/2017/10/Жарников-А.Н.-Кокушев-В.И._Подгонка-ресурсного-моделирования-под-требования-ГКЗ-РФ-как-попытка-изменить-реальность.pdf

5. Коган И.Д. Подсчет запасов и геолого-промышленная оценка рудных месторождений. М.: Недра, 1974. 304 с.

6. Смирнов В.И., Прокофьев В.М., Борзунов А.П. и др. Подсчет запасов месторождений полезных ископаемых. Москва: Государственное научно-техническое издательство литературы по геологии и охране недр, 1960. 672 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98:550.834:004.942

ОСНОВНІ КОНЦЕПТУАЛЬНІ ПІДХОДИ ПРИ СТВОРЕННІ 3D ГЕОЛОГІЧНОЇ МОДЕЛІ АНАСТАСІВСЬКОГО РОДОВИЩА

Ванчак О.О., *Oksana.Vanchak@Ukrnafta.com,*
Микитюк В.В., *Victoriia.Mykytiuk@Ukrnafta.com,*
Малик Р.М., *Roman.Malyk@Ukrnafta.com,*
Васьків В.І., *Volodymyr.Vaskiv@Ukrnafta.com,*
НДПІ ПАТ «Укрнафта» м. Івано-Франківськ, Україна

Представлені ключові методики та результати побудови геологічної 3D моделі та її практичне застосування шляхом адаптації в ефективну постійно діючу геолого-технологічну модель (ПДГТМ). Відображено поширення фільтраційно-ємнісних властивостей, проведена оцінка запасів різних типів колекторів на прикладі продуктивних горизонтів В-19-21 візейських відкладів Анастасівського нафтогазоконденсатного родовища.

BASIC CONCEPTUAL APPROACHES IN 3D GEOLOGICAL MODELING OF ANASTASIVSKE FIELD

Vanchak O., *Oksana.Vanchak@Ukrnafta.com,*
Mykytiuk V., *Victoriia.Mykytiuk@Ukrnafta.com,*
Malyk R., *Roman.Malyk@Ukrnafta.com,*
Vaskiv V., *Volodymyr.Vaskiv@Ukrnafta.com,*
SRDI JSC «Ukrnafta», Ivano-Frankivsk, Ukraine

Key methods and results of 3D geological modeling and its practical application in terms of adaptation in effective reservoir hydrodynamic model are presented. By the example of productive horizons V-19-21 of Anastasivske OGC field reservoir properties distribution and hydrocarbon reserves estimation of different reservoirs are specified.

Одним з основних трендів, який динамічно розвивається в світовій нафтогазовій промисловості є створення цифрових геологічних та гідродинамічних моделей родовищ вуглеводнів. ПАТ «Укрнафта», як одна із найбільших східноєвропейських нафтогазових компаній, йде в ногу з сучасними технологіями. Саме тому компанією взято курс на створення постійно діючих 3D моделей родовищ з метою підвищення ефективності їх розробки.

В даній роботі, на прикладі основного об’єкту розробки Анастасівського родовища – покладів горизонтів В-19-20-21, продемонстровано застосування сучасних підходів до створення геологічної та гідродинамічної моделей родовища.

Основні стадії та етапи, якими керуються автори при побудові 3D моделі:

- аналіз, верифікація всіх наявних геолого-геофізичних та промислових даних;
- інтерпретація сейсмічних матеріалів, геолого-промислових та даних ГДС (поточкова);
- створення структурно-тектонічного каркасу/канви, контроль якості;
- формування концептуальної седиментологічної моделі;
- створення літофаціальної та фільтраційно-ємнісної моделі (пористості, проникності, флюїдонасичення (водо-, нафто-, газонасичення));
- адаптація гідродинамічної моделі.

Основою структурного каркасу цифрової геологічної моделі були поверхні відбиваючих горизонтів $V_{в4}$, $V_{в3}$, $V_{в2}$, $V_{б2}^{3\text{-п}}$, отримані шляхом інтерпретаційних робіт по часовому мігрованому кубі 3D Анастасівської площі. В процесі створення статичної геологічної моделі виконано декілька ітерацій д уточнення просторового положення поверхонь порушень за промисловими та геофізичними свердловинними даними.

Сформований геометричний каркас об'єкту досліджень (геометричної моделі) заповнюється літофаціальними та фільтраційно-ємнісними властивостями за визначеними функціональними залежностями.

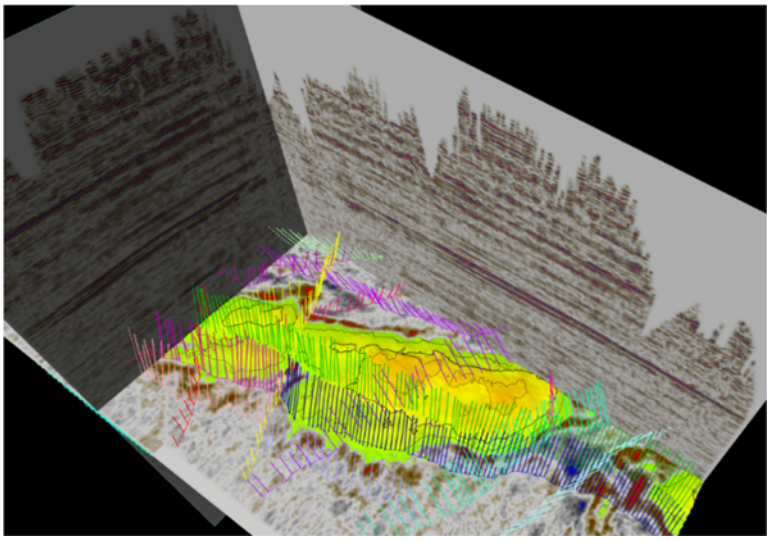


Рис. 1. Тривимірне зображення часового куба 3-D з кореляцією тектонічних порушень по відбиваючому сейсмічному горизонту візейської карбонатної плити (В-24-25)

Для адаптації літолого-петрофізичної моделі до природньої будови відкладів створено цілий комплекс інших моделей та взаємозв'язків між параметрами, алгоритмів обробки геофізичних даних, які забезпечують функціональність геологічних та гідродинамічних моделей. На основі кернових досліджень та теоретично-апріорних даних побудовані петрофізичні залежності, об'єднані в інтерпретаційні моделі, що якісно і кількісно враховують вплив особливостей досліджуваного геологічного середовища на підрахункові параметри.

Проаналізувавши результати досліджень керна та шліфів при вивченні теригенного розрізу Анастасівського родовища, можна вважати, що колектори мають складну піщано-алевритово-глинисту трикомпонентну будову, колекторські властивості яких сильно залежать від гранулометричного складу і характеру мінеральних зерен.

Петрофізиком побудовано недискретні літолого-петрофізичні моделі (комплекс кривих) пластів вздовж продуктивного розрізу кожної свердловини, які відображають літологічну та ємнісну характеристику в кожній точці дослідження. Дані моделі відображають фракційний та ємнісний склад породи, де у відсотковій кількості показано вміст піщаної, алевритової, глинистої фракції, карбонатність та заповнене флюїдом пористе середовище в різних пропорціях і поєднаннях.

Аналізуючи кількісну видозміну конфігурації літолого-фракційних кривих навпроти літологічних одиниць та параметрів взірців керна, в опорних свердловинах з найбільшою висвітленістю продуктивного розрізу, обґрунтовано умови приналежності до конкретного літотипу. Так встановлено критерії для літологічного розчленування, враховуючи умови залягання відкладів за прямим методом оцінки, за якими виділено *літофації* (табл. 1).

Таблиця 1

Літолого-фаціальний розподіл

Код	Найменування	*Піщанистість,%*	*Алевролітистість,%*	*Глинистість,%*
1	Пісковик	$K_{піщ} > 85$	–	$K_{гл} < 15$
2	Пісковик глинистий, пісковик алев.-глин.	$K_{піщ} > 70$ $K_{піщ} > 60$	– $15 < K_{алев} < 30$	$15\% < K_{гл} < 30$ $15\% < K_{гл} < 30$
3	Алевроліт, алевроліт глинистий	$15 < K_{піщ} < 30$ $15 < K_{піщ} < 30$	$K_{алев} > 60$ $K_{алев} > 60$	$K_{гл} < 15\%$ $15\% < K_{гл} < 30$
4	Глина, аргіліт	–	$0 < K_{алев} < 40$	$K_{гл} > 60$
5	Вапняк, Вапняк глинистий	– –	– –	$K_{гл} < 15$ $K_{гл} > 15$

Виділеним літологічним різновидам присвоєно за якістю колектора відповідні *індекси* (табл. 2). Колектори виділялись в межах їхніх ефективних товщин на підставі прямих і непрямих якісних ознак та кількісних критеріїв колекторів за результатами комплексної поточкової інтерпретації даних ГДС.

Таблиця 2

Індекс якості колектора

Код	Найменування	Кількісні критерії пористості, %	Якісні ознаки
1	Колектор (високоємнісний поровий теригенний)	$К_п \geq 7,5$	Присутні
2	Можливо колектор (низькоємнісний слабопроникний поровий теригенний)	$5,0 \leq К_п \geq 7,5$	Присутні
3	Не колектор (не глина)	$К_п \leq 5,0$	Відсутні
4	Глина	–	Відсутні

Присвоєний код літології та індекс якості колектора і визначені фільтраційно-ємнісні параметри навпроти кожної виділеної літофації порід продуктивного розрізу у вигляді недискретного набору даних інтегровано у просторову літологічну модель та модель флюїдонасичення.

На основі петрофізичних даних було змодельовано базову спрощену реалізацію за двома індексами – колектор-неколектор, та більш деталізовану, де введено літофаціальний розподіл (табл. 1) та індекс якості колектора (табл. 2).

Оскільки, поточкова інтерпретація дозволяє отримувати результат, при обробці цифрових даних ГДС, у вигляді безперервної функції глибини, то має великі переваги при застосуванні в розрізах з чергуванням прошарків малої потужності в межах одного пласта. Задача виділення складних колекторів виявляється дуже непростою в силу неможливості застосування лише традиційних критеріїв, таких як граничні значення петрофізичних параметрів. Тому низькопористі слабопроникні колектори складної будови з якісними ознаками колектора виділялись як можливо колектори, які можуть містити і фільтрувати флюїди. Крім того тонкі глинисті прошарки всередині пласта, які поширені по площі і не враховувалися при попластовій обробці, можуть слугувати гідродинамічними флюїдоупорами в процесі розробки покладів і цим створювати незалежні фільтраційні зони, що суттєво впливає на будову гідродинамічної моделі. Поточкова інтерпретація дала змогу врахувати всі прошарки неколекторів і при адаптації до історії розробки достовірніше встановити гідродинамічно пов'язані поклади.

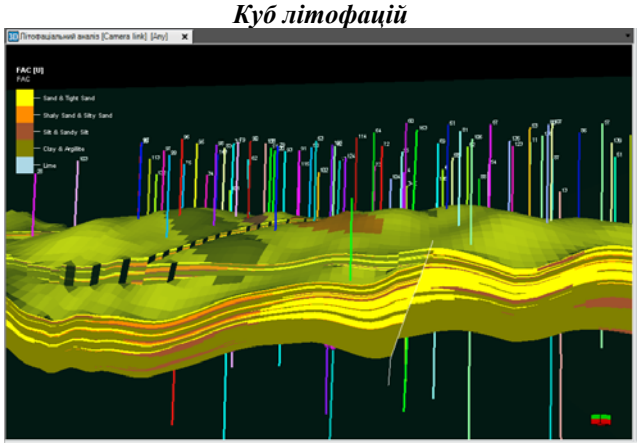
Досі складне поєднання седиментаційного та тектонічного факторів не дозволяло виявити чітку закономірність розподілу кондиційних колекторів, не дивлячись на густу сітку свердловин в межах ділянки, яка розробляться. Побудована літолого-петрофізична модель (рис. 2) відображає неоднорідність розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей в межах різних літофацій по площі

та розрізу і дає змогу прослідкувати зони погіршених колекторських властивостей за рахунок різних факторів: ущільнення колекторів, заглинизованості, підвищеної алевролітистості.

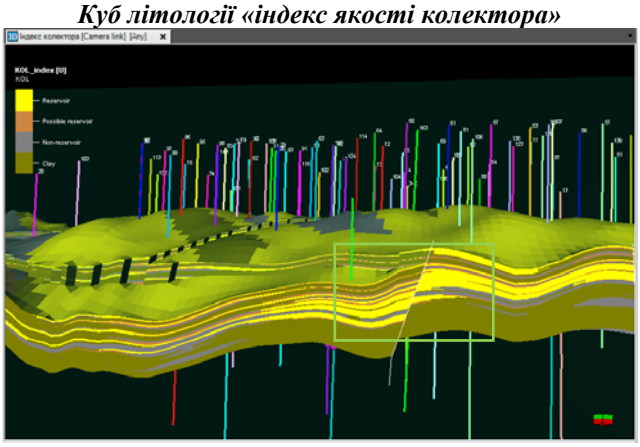
В подальшому після розподілу петрофізичних властивостей в кубі виконується контроль якості шляхом співставлення по свердловинах та по моделі гістограм розподілу.

Проведена оцінка запасів вуглеводнів як в класичних так і низькопористих колекторах об'ємним методом (табл. 3) на основі тривимірних грідів ФЄВ (рис. 2, 3) з врахуванням поверхонь флюїдних контактів.

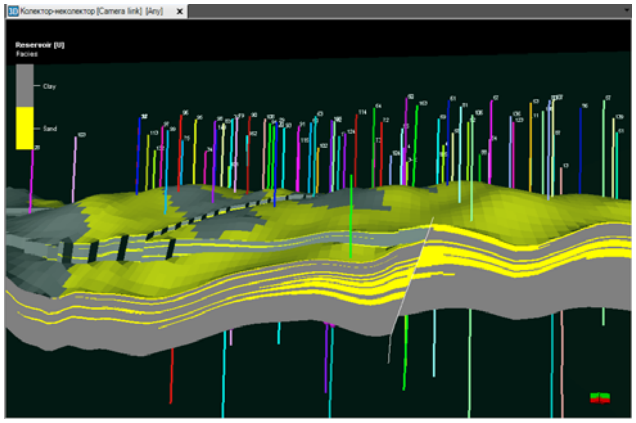
Куб літофацій



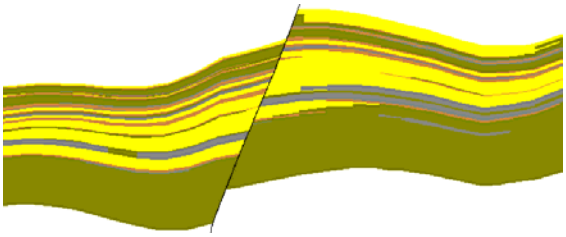
Куб літології «індекс якості колектора»



Куб «колектор-неколектор»



Виділення в моделі зон з граничними або погіршеними фільтраційно-ємнісними характеристиками, з яких за певних термобаричних умов можлива міграція вуглеводнів в зони з покращеними колекторськими властивостями в процесі розробки покладів.



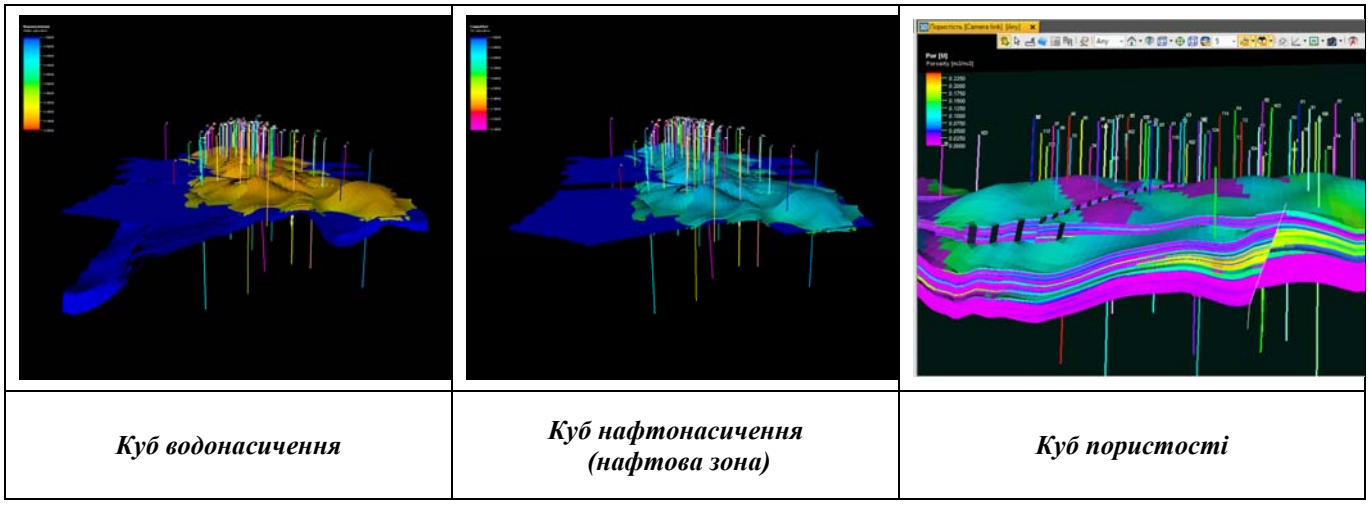
Куб літології:	
Пісковик, пісковик ущільнений	
Глинистий пісковик, алевролітовий пісковик	
Алевроліт, піщанистий алевроліт	
Глина, аргіліт	
Вапняк	
Куб «індекс якості колектора»:	
Колектор	
Можливо колектор	
Неколектор	
Глина	
Куб «колектор-неколектор»:	
Неколектор	
Колектор	

Рис. 2. Літолого-петрофізичні моделі

Таблиця 3

Загальні запаси нафти та розчиненого газу горизонтів В-19-21 Анастасівського родовища

Горизонт	Тип колектора	Ефективний об'єм, тис.м3 (Net volume)	Ефективний поровий об'єм, тис.м^3 (Pore volume)	Коефіцієнти, частка одиниці				Густина нафти, кг/м^3	Об'єм нафти в пластових умовах, тис.м^3 (HCPV o)	Об'єм нафти в поверхневих умовах, тис.м^3 (STOIIP)	Початкові загальні запаси нафти, тис. т	Газовміст пластової нафти, м^3/м^3 (Rs)	Об'єм розчиненого газу, тис.м^3 (GIIP (in oil))	Початкові запаси газу розчиненого в нафті, млн м^3
				відкрита пористість (зважена по об'єму)	нафтонасиченість (зважена по об'єму)	об'ємний	перерахунковий							
Всього по горизонтах В-19-В-21	Колектор	739821	90246	0,12	0,78	1,644	0,608	814	70087	42632	34702	229	9763	7947
	Можливо колектор	200683	13617	0,07	0,68	1,644	0,608	814	9290	5651	4600	229	1295	1053
	Всього	**940504**	**103863**	**0,11**	**0,76**				**79377**	**48283**	**39302**		**11058**	**9000**



Куб водонасичення | ***Куб нафтонасичення (нафтова зона)*** | ***Куб пористості***

Рис. 3. Куби параметрів, які використовуються при розрахунку запасів вуглеводнів

Залучення об'єму низькопористих колекторів прирощує запаси на 12 %. Сумарний об'єм геологічних запасів підтверджується даними матеріального балансу. Тому спеціалісти ПАТ «Укрнафта» керуються деталізаційним принципом створення моделі, який значно ширше окреслює поняття «геологічна модель». Класичний підхід побудови моделі за принципом «колектор-неколектор» рано чи пізно вважатиметься застарілим. Назріває необхідність переоцінки геологічних запасів вуглеводнів, оскільки балансові і видобувні запаси в класичному розумінні залишають за бортом «некондиційні» запаси, а вони, за попередніми підрахунками, можуть досягати 15–20 % від затверджених. При цьому під геологічними запасами потрібно розуміти всю кількість нафти, що знаходиться в надрах, незалежно від того – можна її сьогодні вилучити чи ні.

На основі побудованої 3D геологічної (статичної) моделі створюється гідродинамічна модель родовища. Однак, процесу створення динамічної моделі передує детальний аналіз всієї наявної геолого-промислової інформації. Здійснюється критична оцінка досліджень фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів, інтерпретація гідродинамічних досліджень свердловин, оцінка запасів вуглеводнів методом матеріального балансу та ін.

Тільки після формування цілісної картини історії та особливості розробки того чи іншого об'єкту, інженер-проектувальник приступає до моделювання, адже саме процес відтворення історії розробки є одним із найбільш кропітких завдань у створенні гідродинамічної моделі. Для вирішення даної задачі використовуються різні інструменти, які дозволяють оцінити адекватність відтворення процесу вилучення вуглеводнів. Це побудова ліній потоків (рис. 4), карт накопичених відборів пластових флюїдів, графічне співставлення фактичної та змодельованої динаміки основних показників розробки як по об'єкту в цілому так і по кожній свердловині зокрема.

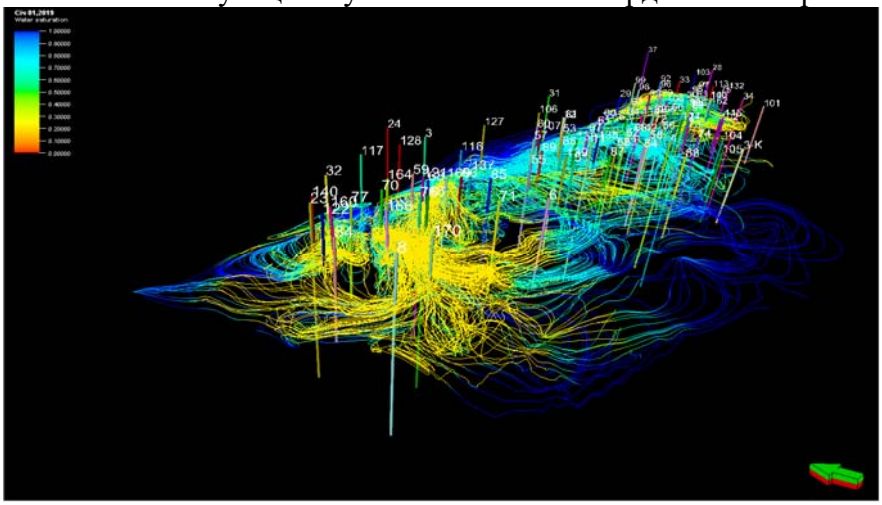


Рис. 4. 3D зображення ліній потоків по об'єкту В-19-21

Відтворена історія розробки покладу дає можливість якісно оцінити поточний стан вироблення запасів вуглеводнів (рис. 5), виявити застійні, слабовироблені ділянки покладів та, на основі проведеного аналізу, запроектувати заходи з підвищення ступеню вилучення запасів нафти чи газу.

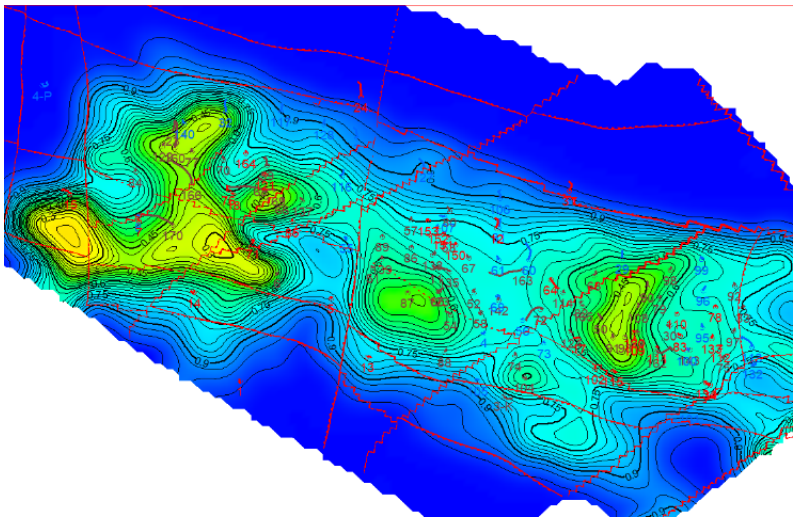


Рис. 5. Карта поточного нафтонасичення по об'єкту В-19-21 станом на 01.01.2019 р.

Висновки: В процесі 3D моделювання Анастасівського родовища створена база вхідних та вихідних даних (узагальнення геологічних, геофізичних, петрофізичних, геодезичних та промислових даних), яка в процесі розробки родовища буде оновлюватись та доповнюватися.

Перевага підрахунку запасів вуглеводнів на основі тривимірної моделі полягає в більш адекватному представленні геологічного середовища, для якого визначення середніх підрахункових параметрів здійснюється через співвідношення об'єму колектора, загального порового об'єму та об'єму порового простору нафтогазонасиченого колектора.

При оцінці початкових запасів доцільно включати в модель ділянки з низькопористими колекторами, які можуть містити флюїди та за існуючих на сучасному етапі технологій розкриття і освоєння продуктивних горизонтів із них можуть бути отримані промислові припливи вуглеводнів.

Необхідно зазначити, що залишкові запаси вуглеводнів, які зосереджені в зоні погіршених колекторських властивостей і здатні до фільтрації, а також гідродинамічно пов'язані з кондиційними колекторами, згідно фізичних законів формування пасток, здатні мігрувати у верхні шари обводнених високопорових просторів порід на протязі певного геологічного часу.

Література

1. СОУ 74.2-20077720-042:2011 «Родовища нафти та газу. Геолого-технологічні цифрові моделі. Порядок створення та використання».

2. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009. 376 с.

3. Шилов Г.Я., Джафаров И.С. Генетические модели осадочных и вулканогенных пород и технология их фациальной интерпретации по геолого-геофизическим данным. М.: ИЦ ВНИИгеосистем, 2001. 394 с.

4. Лазарук Я.Г. Роль геодинаміки у просторовому розподілі традиційних та нетрадиційних покладів вуглеводневої сировини Дніпровсько-Донецької западини. *Геодинаміка.* 2 (17). 2014. С. 39–52.

5. Kondrat O. Increasing natural gas production from tight terrigenous reservoirs / O.R. Kondrat, N.M. Hedzyk. *Socar Proseedings*. № 4. (2017). P. 42–51.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 338.246.025:622.323

РЕСУРСНИЙ АСПЕКТ ПОНЯТЬ ЕКОНОМІЧНОЇ ГЕОЛОГІЇ

Бодюк А.В., *к. екон. н., с. н. с., доцент, g2030@ukr.net,*
Київський університет управління та підприємництва, м. Київ, Україна

Обґрунтовується поняття геолого-ресурсної галузі, яку необхідно теоретично і практично розглядати як геологічну, що віддзеркалює ресурсно-економічну сторону корисних копалин, їх родовищ та інших геологічних об'єктів і процесів з ними. Тобто вона досліджує геолого-економічні об'єкти (требни) природного походження.

Родовища корисних копалин розглядаються в якості виробничого ресурсного об'єкта, джерела мінеральної сировини (для подальшого її використання у виробництві промислової продукції). У процесі дослідження геології надр вивчаються геолог-економічні требни**,** тобто відображені змістовно або в певних показниках, родовища корисних копалин як виробничі об'єкти, на предмет експлуатації у подальшій господарській та виробничій діяльності з корисними копалинами; формується інформація для визначення комплексу виробничих (техніко-економічних, економічних, фінансових та інших) показників геологічних підприємств (що здійснюють вивчення надр), гірничих підприємств (що видобувають корисні копалини), переробних підприємств (наприклад, металургійних, вуглетранспортних, енергетичних).

RESOURCE ASPECT OF CONCEPTS OF ECONOMIC GEOLOGY

Bodiuk A.V., *PhD (Econ.), Senior Researcher, Assoc. Prof., g2030@ukr.net,*
Kyiv University of Management and Entrepreneurship, Kyiv, Ukraine

The concept of geological resource sphere, which should be theoretically and practically considered as geological, that reflects the resource and economic aspect of minerals, their deposits and other geological objects and processes associated with them, has been substantiated. In other words, geological and economic objects of natural origin have been studied.

Mineral deposits have been considered as production resource objects, sources of mineral-raw materials (for its further use in the production of industrial commodities). In the process of exploration of subsoil geology geological-economic objects are presented substantially or in some indicators, mineral deposits are studied as production objects, on the subject of exploitation in further economic and production activities associated with mineral resources; information is generated in order to determine the complex of production (technical-economic, economic, financial, etc.) indicators of geological enterprises (that conduct the exploration of subsoil), mining enterprises (that extract minerals), processing enterprises (for example, metallurgical, coal, energy).

Вступ. Поняття економічної геології не отримало, на наш погляд. обґрунтованого однозначного визначення. Йому надаються різні тлумачення, тому й інші теоретичні положення, що застосовуються профільній літературі, періодичних виданнях, у не витримують критики, тому потребують подальших обґрунтувань.

Метою дослідження є розробка окремих теоретичних положень, за якими економічна геологія трактується як належна до ресурсних наук.

Виклад основного матеріалу. За офіційним визначенням, надра – це «…частина земної кори, що розташована під поверхнею суші та дном водоймищ і простягається до глибин, доступних для геологічного вивчення та освоєння» [3, с. 171]. А «геологічне вивчення надр – спеціальні роботи і дослідження, спрямовані на одержання інформації про надра з метою задоволення потреб суспільства» [3, с. 159]. Але ж в землі знаходяться крім корисних копалин ще й археологічні об'єкти, підземні води, живі організми і т.д.

З наведених визначень випливають логічні висновки: 1) геологічне вивчення надр слід розглядати як більш широке поняття, ніж геологорозвідувальні роботи; 2) геологічне вивчення надр належить до понять науково-виробничого змісту; 3) за офіційним визначенням вивчення надр здійснюється з метою задоволення потреб суспільства, хоча ці потреби не названі.

Тому дане визначення нами пропонується доповнити словами «у надрових ресурсах».

Геологічне вивчення надр можна розглядати як процеси, що поєднують чотири складові:

а) об'єктну – природно-ресурсну (родовища корисних копалин та корисні копалини);

б) процесну – природно-ресурсну (поширення природного газу, фонтанування нафти під підземним тиском і т.д.);

в) трудову – ресурсну (діяльність фахівців: працю в родовищах, з застосуванням певних засобів, її організацію, технічне забезпечення і т.д.);

г) функціональну, що поєднує складові:

виробничу (в родовищах буріння, розкопки на наявність ресурсів);

наукові дослідження, включаючи підготовку геологічних звітів, знов-таки про ресурси.

Тому ГВН слід розглядати як двуєдиний природний процесс: економо-ресурсний.

Причому природна складова повністю належить до геології.

Економічна сторона процесів ГВН відображає природну, тобто реалії щодо родовищ корисних копалин, підпорядкована їх геологічному вивченню, віддзеркалює лише геологічний процес як природний, а ГВН – як науково-виробничий та його потреби у вивченні надрових ресурсів.

Родовище корисних копалину як ресурсне середовище можна розглядати з різних сторін, тобто як: природне середовище, що утворене в результаті далеко минулих процесів у земній корі (вивчає історична геологія); природну речовину в родовищі (вивчає мінералогія – розділ геології, що вивчає мінерали, питання їх походження, кваліфікації); природне середовище як виробничий об'єкт, тобто середовище для НРВ і т.д. Родовище корисних копалин нами пропонується розглядати і як виробничий об'єкт, вмістилище мінерального ресурсу.

Геолого-ресурсна галузь (ГРГ), як пропонується її називати, формує інформацію для визначення комплексу виробничих (техніко-економічних, економічних, фінансових та інших) показників геологічних підприємств (що здійснюють ГВН), гірничих підприємств (що розробляють родовища і видобувають корисні копалини), переробних підприємств (наприклад, металургійних, вуглетранспортних, енергетичних).

Змістовна сторона ГРГ відображає родовища корисних копалин як:

– виробничі об'єкти (природного походження) для НРВ;
– виробничі об'єкти, які розміщені в надрах, наповнені ресурсами;
– родовище як виробничий об'єкт, що утворює виробниче середовище (кар'єр, свердловина);
– об'єкти подальшого виробничого призначення (наприклад, видобування залізної руди як сировини для виплавки сталі);
– природні об'єкти для праці фахівців геологічних підприємств;
– природні об'єкти для застосування під час розробки технічних засобів (виробничої техніки для геологічної галузі);
– природні об'єкти для досліджень науковців геологічної галузі і т.д.

Розглянемо змістовну сторону ГРГ щодо різних геологічних галузей. Так, геологія корисних копалин вивчає типи родовищ, методи їх пошуку і розвідки. Але ж типи родовищ можна розглядати змістовно як виробничі об'єкти, характеризувати різними показниками, у тому числі економічними. Оскільки родовище, яке експлуатується, знаходиться в користуванні гірничого підприємства, є виробничим об'єктом.

Показники, які застосовуються в економічній геології, пропонується називати економіко-геологічними і економіко-ресурсними показниками. Прикладами економіко-геологічних показників є обсяги розвіданих і не розвіданих родовищ корисних копалин; економіко-ресурсних – балансові запаси вугілля (тис. т), промислові запаси вугілля (тис. т) та ін.

Економіко-ресурсні показники логічно поділити на види: натуральні, вартісні, трудові.

Характеристики родовищ корисних копалин надається у показниках: простягання (лінія, азимут); потужність (для пластів, лінз – товщина, для інших – геометричні розміри); кут і напрямок

падіння пласта або рудного тіла; характеристики навколишніх порід; кількість чистої руди, яку можна витягнути з відомого об'єму або ваги даної копалини (вміст руд) та ін.

За допомогою трудових показників оцінюють трудові ресурси, зайняті ГВН тобто чисельність працівників, витрати їх праці та ін. (штатна структура, людино-дні).

Показники також поділяються на кількісні, якісні, абсолютні і відносні, за іншими ознаками. Відповідно до ознаки ступеня вивчення родовища корисних копалин можуть проводитися такі економіко-геологічні оцінки: початково оцінена ділянка надр; попередньо оцінене родовище корисних копалин; родовищ корисних копалин, підготовлених до промислового освоєння; родовищ корисних копалин, що перебувають в експлуатації та ін.

Прикладом відносного показника є наступний. У чорній і кольоровій металургії та й в інших галузях, пов'язаних з отриманням корисної речовини із сировини, використовуються коефіцієнти вилучення продукту (ресурсу для подальшого корисного застосування) з вихідної сировини (Кв). Вони розраховуються як відношення ваги (обсягу) запланованого або фактично видобутого продукту (Вв) до ваги або об'єму цього продукту, що міститься у вихідній сировині (В сир):

$$Кв = (Вв : Всир) \ 100\%,$$

За ступенем геологічної вивченості ресурсного стану родовища поділяють на дві групи: розвідані й попередньо розвідані.

До розвіданих зараховують, наприклад, запаси вугілля, кількість та якість, гідрогеологічні, гірничо-геологічні та інші умови залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для розробки проектів будівництва гірничодобувних і збагачувальних підприємств.

Показники ресурсів камяного вугілля, що характеризуються певними рівнями промислового значення, ступенями техніко-економічного та геологічного вивчення та оцінення, розподіляють на класи. Вони ідентифікуються за допомогою міжнародного трипорядкового цифрового коду. У цьому коді позначають: розрядом одиниць групи запасів (ресурсів) за ступенем геологічного вивчення; десяток – за ступенем їх техніко-економічного вивчення; сотен – за промисловим значенням ресурсів.

До економіко-ресурсних, наприклад, належать показники запасів вугілля, його ціни, кондицій**.** Так, до конкретних належать такі показники кам'яного вугілля в родовищах: балансові запаси вугілля (тис. т), промислові запаси вугілля (тис. т), у тому числі, по категоріях (А+В), (А+В+$С_1$), ($С_2$), розрахункова собівартість 1 т рядового вугілля (грн), розрахункова ціна реалізації 1 т рядового вугілля (грн) та ін.

Кондиціями для підрахунку запасів кам’яного вугілля і горючих сланців додатково до наведених у «Положенні про порядок розробки та обґрунтування кондицій на мінеральну сировину для підрахунку запасів твердих корисних копалин у надрах» встановлюються такі показники:

– «мінімальна потужність пластів (горючих сланців) у пластоперетині, що визначається як сума потужностей вугільних пачок, внутрішньопластових породних прошарків та вуглистої порід, що залягають безпосередньо в покрівлі або підошві пласта, що неминуче залучаються до видобутку;

– мінімальна потужність внутрішньопластових породних прошарків, що в зонах розщеплення розділяють пласт на об’єкти самостійної розробки;

– максимальна зольність вугілля по пластоперетину з урахуванням засмічення породами внутрішньопластових, покривних та підошовних вуглистих прошарків, та неминуче залучаються до видобутку;

– мінімальна довжина не порушеного виїмкового стовпа;

– граничне співвідношення потужностей розкривних порід і корисної копалини» [8, с. 24].

Ці показники нами розглядаються як економіко-ресурсні, оскільки відображають виробничі показники шахт, економічні умови видобування вугілля і т. д.

До того ж розвідка й освоєння вугленосних басейнів і родовищ здійснюються послідовно окремими частинами (ділянками) із запасами вугілля. Цим забезпечується робота, тобто виробнича діяльність, гірничодобувних підприємств в межах, обґрунтованих вивченими геологічними особливостями родовищ й техніко-економічними розрахунками.

Крім економіко-ресурсних, нами виділяються факторні показники (як їх пропонується називати), тобто показники, від яких залежать економічні. До таких належать, наприклад, калорійність кам'яного вугілля, зольність видобутого вугілля (%). Він них залежить ціна кам'яного вугілля як товару.

Висновки і пропозиції. Таким чином, геолого-ресурсну галузь необхідно теоретично і практично розглядати як геологічну, що віддзеркалює економічну сторону геологічних об’єктів та процесів з ними. Тобто вона досліджує геолого-економічні об’єкти (требни) природного походження. Родовища корисних копалин розглядаються в якості виробничого ресурсного об’єкта, джерела мінеральної сировини (для подальшого її використання у виробництві промислової продукції).

ГВН має вивчати геолог-економічні требни**,** тобто відображені змістовно або в певних показниках, родовища корисних копалин як виробничі об’єкти, на предмет експлуатації у подальшій господарській та виробничій діяльності з корисними копалинами. ГВН формує інформацію для визначення комплексу виробничих (техніко-економічних, економічних, фінансових та інших) показників геологічних підприємств (що здійснюють ГВН), гірничих підприємств (що видобувають корисні копалини), переробних підприємств (наприклад, металургійних, вуглетранспортних, енергетичних). Змістовна сторона ГВН відображає родовища корисних копалин як виробничі об’єкти (природні речовини) для НРВ, для промислового їх освоєння. Власні показники, які застосовуються в економічній геології, пропонується називати економіко-ресурсними показниками.

Замість поняття «мінерально-сировинна база» пропонуємо застосовувати поняття: «надро-ресурсна база», у тому числі «мінерально-ресурсна база». Під поняттям «мінерально-ресурсна база» необхідно розуміти сукупність розвіданих родовищ і попередньо оцінених в них запасів корисних копалин і супутніх компонентів, що можуть бути за потребами застосовані в галузях народного господарства за умови отримання економічної вигоди на рівні, достатньому для провадження ефективного виробництва й, треба відмітити, підтримки економічної безпеки держави.

Література

1. Гуреєв М.М. Геолого-економічна оцінка залізорудної бази Українського щита для прямого відновлення заліза : Дис... канд. наук: 04.00.19. 2008.

2. Федоришин Ю.І., Яковенко М.Б., Фесенко О.В., Тріска Н. Т. Глибинна будова земної кори Українського щита як основа для прогнозно-металогенічних досліджень. *Збірник наукових праць УкрДГРІ.* Київ: УкрДГРІ, 2009. № 1–2. С. 18–33.

3. Малюк Б.І., Бобров О.Б., Красножон М.Д. Надрокористування у країнах Європи і Америки: Довідкове видання. Київ: Географіка, 2003. 197 с

4. Основи економічної геології: Навч. посіб. для студ. геол. спец. вищ. закл. освіти / М.М. Коржнев, В.А. Михайлов, В.С. Міщенко та ін. Київ: «Логос», 2006. С.218–222.

5. Сучасний тлумачний словник української мови: 50 000 слів/ За заг. ред. д-ра філол. наук, проф. В.В. Дубічинського. Харків: ВД «ШКОЛА», 2006. 832 с.

6. Про виконання комплексної програми наукових досліджень НАН України «Мінеральні ресурси України та їх видобування»: постанова Президії Національної академії наук України від 30.03.2007 р. № 91.

7. Реструктуризація мінерально-сировинної бази України та її інформаційне забезпечення / С.О. Довгий, В.М. Шестопалов, М.М. Коржнев та ін. Київ: Наукова думка, 2007. 347 с.

8. Рудько Г.І., Литвинюк С.Ф., Ловінюков В.І. Геолого-економічна оцінка вугільних родовищ України. *Мінеральні ресурси України*. 2012. № 3. С. 23–28.

9. Положення про порядок розробки та обґрунтування кондицій на мінеральну сировину для підрахунку запасів твердих корисних копалин у надрах, затверд. наказом ДКЗ України № 300 від 07.12.2005 р.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.048:004.942

ОПТИМІЗАЦІЯ КІНЦЕВИХ КОНТУРІВ КАР'ЄРІВ ДЛЯ ВИКОНАННЯ ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ

Кебал Я.В., *kebal@k-mine.pro,*
Група компаній KAI, м. Кривий Ріг, Україна

Розглянуто можливості використання модулю «K-MINE: Оптимальні контури» для оптимізації економічно обґрунтованих кінцевих контурів кар'єрів, на базі блочних геологічних моделей в складі геоінформаційної системи K-MINE з метою приросту запасів при виконанні геолого-економічної оцінки запасів та техніко-економічної оцінки кондицій.

OPTIMIZATION OF FINAL PIT OUTLINES FOR PERFORMING GEOLOGICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT

Kebal Y., *kebal@k-mine.pro,*
KAI Group, Kryvyi Rih, Ukraine,

Possibilities of using the module «K-MINE: Pit optimizer» for optimization of economically justified end pit outlines, based on block geological models within the geoinformation system of K-MINE for the purpose of increase of stocks at performance of geological and economic estimation of mineral resources and technical and economic estimation of conditioning are considered.

Геолого-економічна оцінка родовищ корисних копалин є важливим етапом робіт, яка виконується для визначення рівня економічної ефективності виробничої діяльності гірничодобувного підприємства, що створюється або реконструюється і спрямована на визначення можливості його експлуатації в сучасних економічних умовах [1].

Роботи з геолого-економічної оцінки виконуються у декілька етапів, одним з яких є визначення кінцевих контурів родовища. Кінцевий контур кар'єру визначає об'єм промислових запасів родовища, що економічно доцільно та з урахуванням сучасного розвитку обладнання і технології може бути залученим до відпрацювання. При формуванні кінцевих контурів кар'єрів враховується велика кількість факторів, але основними критеріями оцінки є економічна доцільність відпрацювання запасів корисних копалин.

Одним із шляхів визначення оптимальних кінцевих контурів відпрацювання родовищ корисних копалин відкритим способом є використання цифрових моделей родовищ і спеціалізованого програмного забезпечення.

Метою даної роботи є висвітлення можливостей застосування комплексу «K-MINE: Оптимальні контури» при виконанні робіт з визначення оптимальних контурів відпрацювання родовищ твердих корисних копалин при геолого-економічній оцінці запасів.

Головними факторами, що впливають на просторове положення кінцевого контуру кар'єра, є цінність корисного компоненту, що вміщується в рудному покладі, витрати на його видобуток і переробку, а також прогноз вартості товарної продукції в майбутньому. Роботи зі знаходження оптимального контуру виконуються із застосуванням цифрових тривимірних моделей родовищ (ЦМР) корисних копалин, створених за допомогою K-MINE [2].

Наступним кроком формування кінцевих контурів відпрацювання родовища відкритим способом є підготування геолого-економічної моделі родовища. Цифрова модель родовища являє собою блокову модель з блоками фіксованого розміру або з субблокуванням. Кожен елементарний блок моделі являє собою паралелепіпед, що обмежує визначений об'єм простору. Також кожному блоку притаманний набір властивостей, наприклад, геометричні розміри за просторовими напрямками, а також характеристики порід, що він описує: вміст корисного компоненту(ів) або шкідливих домішок, код породи, достовірність визначення вмісту (код класу), показники міцності

порід, тріщинуватості тощо. Кожен елементарний блок вміщує характеристику фізико-механічних властивостей, що обумовлює гранично допустимий кут укосу уступу і груп уступів, формуючи таким чином кут нахилу борту кар'єру для заданої технології відпрацювання родовища або ділянки родовища (рис.1).

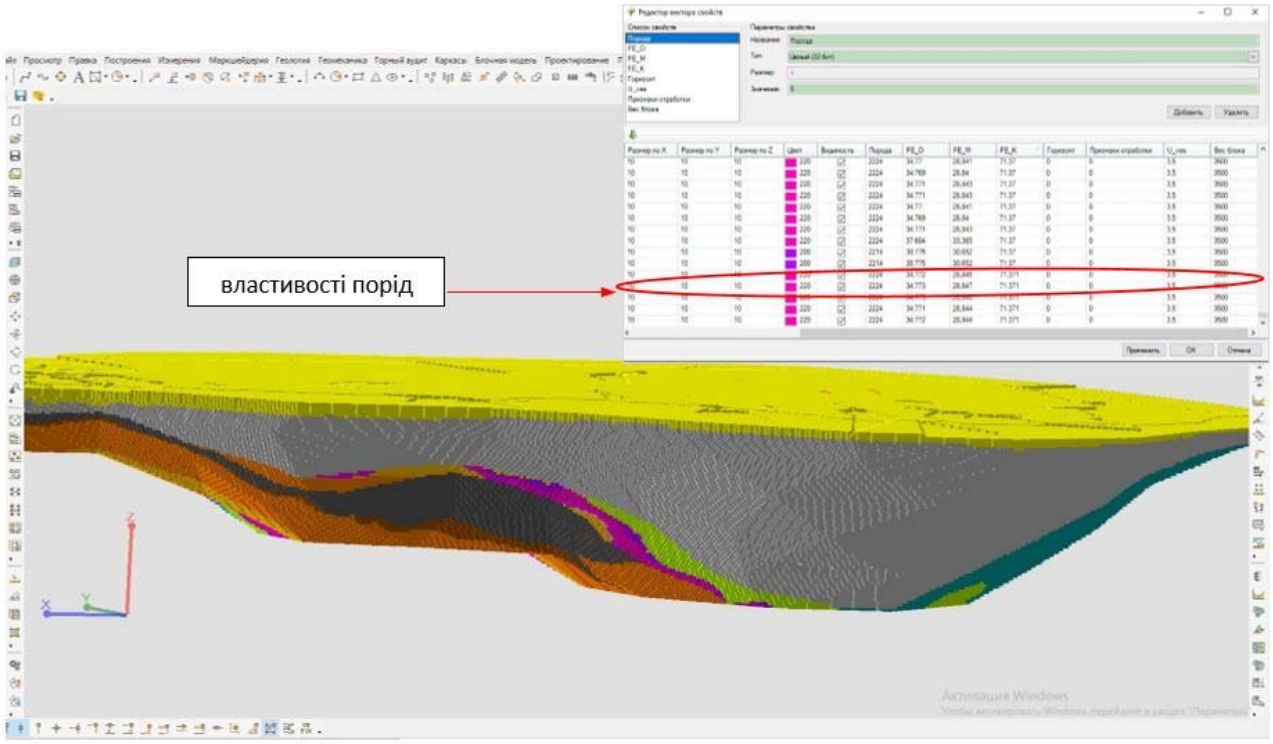


Рис. 1. Тривимірна блочна модель крутопадаючого родовища

Економічна складова блоку визначається вартісною оцінкою корисного компоненту, що може бути вилучений і реалізований з елементарного блоку, за вирахуванням витрат на його видобуток і переробку [3]. Вартісна оцінка блоку визначається вартістю реалізації кінцевого продукту (металу, концентрату, агломерату, окатишів тощо), що може бути отриманий з нього. Як правило, така оцінка визначається вмістом корисного компоненту у блоці, та показниками його вилучення при подальшій переробці.

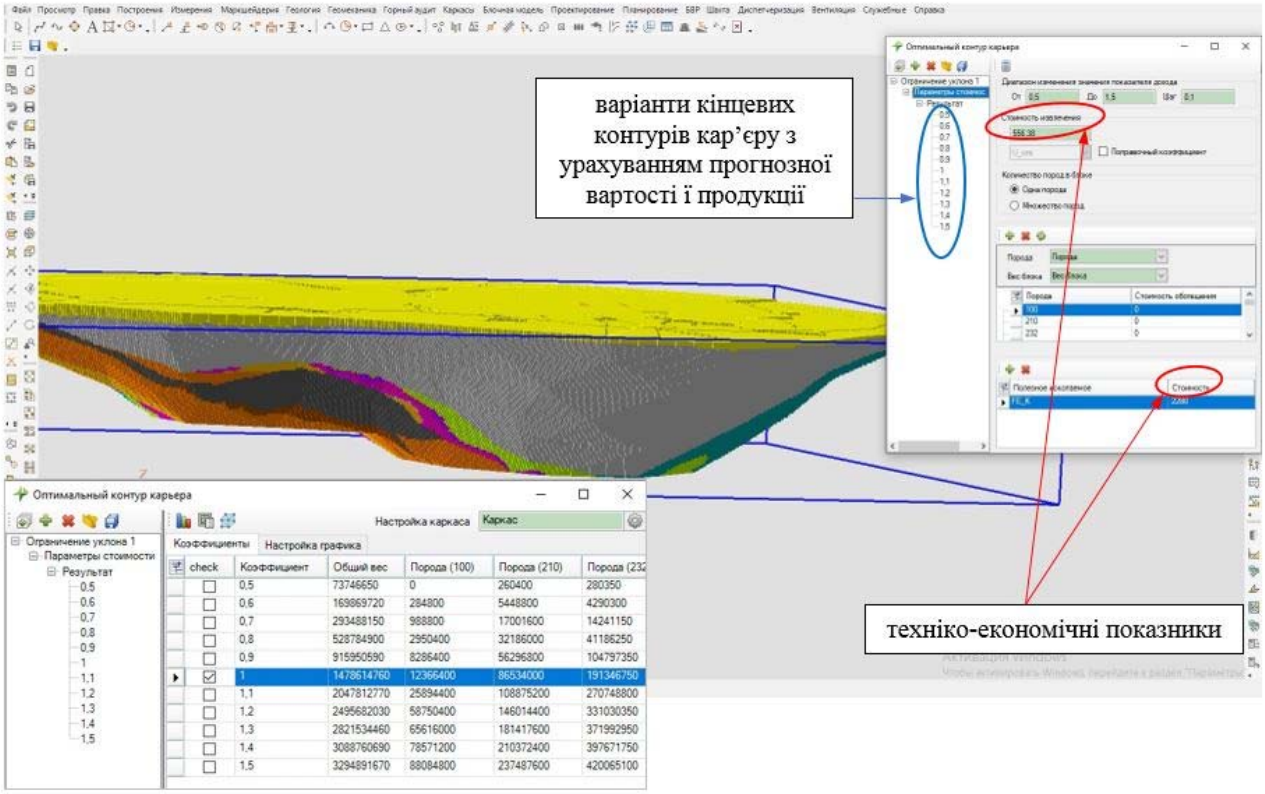
Витрати на видобування визначаються сукупністю витрат на розкривні та видобувні роботи, котрі в свою чергу складаються з підготовки гірського масиву до відпрацювання (попереднє розпушування, вибухові роботи), витрат на екскавацію (з урахуванням витрат питомих матеріалів) та витрат на транспортування. Ці витрати залежать від фізико-механічних властивостей порід (міцність та тріщинуватість), виду та продуктивності бурового, виймального і транспортного обладнання, схеми відпрацювання, глибини відпрацювання тощо. Витрати на переробку корисної копалини залежать від показників збагачуваності порід (вмісту корисного компоненту, характеристик порід), технології збагачування та випуску кінцевого продукту. Таким чином, сукупність всіх наведених чинників впливають на параметри зовнішніх меж родовища, які, у свою чергу, визначають місце розташування виробничих об'єктів і потужностей підприємства.

Для визначення кінцевих контурів в комплексі «K-MINE: Оптимальні контури» використовується оптимізаційний метод Лерчса-Гросмана, а також його модифікації, що враховують нерівномірність кута відкосу у просторі моделі і найчастіше застосовуються у міжнародній практиці [4].

Основою методу є алгоритми динамічного програмування та теорії графів. Функціональність модуля оптимізації базується на засобах багатокритеріальної оптимізації з використанням теорії прийняття рішень, що передбачає досить активну участь користувача.

У якості критеріїв можуть бути використані такі: максимум вартості відпрацювання родовища, мінімум витрат на відпрацювання блоків оптимального контуру, мінімум коефіцієнту розкриття, оптимізація послідовності відпрацювання окремих ділянок родовища, врахування показників часу для точного оцінювання вартісних показників видобутку та переробки, оптимізація бортового вмісту корисного компоненту, оптимізація продуктивності кар'єру тощо.

Комплекс «K-MINE: Оптимальні контури» при визначенні кінцевих контурів дозволяє враховувати: витрати на переробку, видобуток та розкривні породи, враховує збільшення витрат із поглибленням кар'єру (рис.2).



check	Коэффициент	Общий вес	Порода (100)	Порода (210)	Порода (232
	0,5	73746650	0	260400	280350
	0,6	169869720	284800	5448800	4290300
	0,7	293488150	988800	17001600	14241150
	0,8	528784900	2950400	32186000	41186250
	0,9	915950590	8286400	56296800	104797350
✓	1	1478614760	12366400	86534000	191346750
	1,1	2047812770	25894400	108875200	270748800
	1,2	2495682030	58750400	146014400	331030350
	1,3	2821534460	65616000	181417600	371992950
	1,4	3088760690	78571200	210372400	397671750
	1,5	3294891670	88084800	237487600	420065100

Рис. 2. Розрахунок оптимальних контурів кар'єру на основі техніко-економічних показників та прогнозної зміни вартості кінцевої продукції

На основі заданих показників та даних формуються варіанти кінцевих контурів кар'єру з урахуванням прогнозної вартості продукції. Кожний з розрахованих варіантів можна оцінити з точки зору максимального прибутку, максимального строку експлуатації кар'єру та максимальної кількості запасів, крім того є можливість візуалізації кожного з варіантів шляхом виїмки (відпрацювання) відпрацьованих блоків ЦМР, а також побудові на її основі каркасної моделі.

На рис. 3 наведено приклади варіантів побудови оптимальних кінцевих контурів кар'єру за різними економічними критеріями вартості корисної копалини. На прикладах приведено три варіанти (0,5; 0,9; 1 – прогнозна зміна вартості) оптимізованого кінцевого контуру з урахуванням зміни діапазону показнику вартості кінцевої продукції.

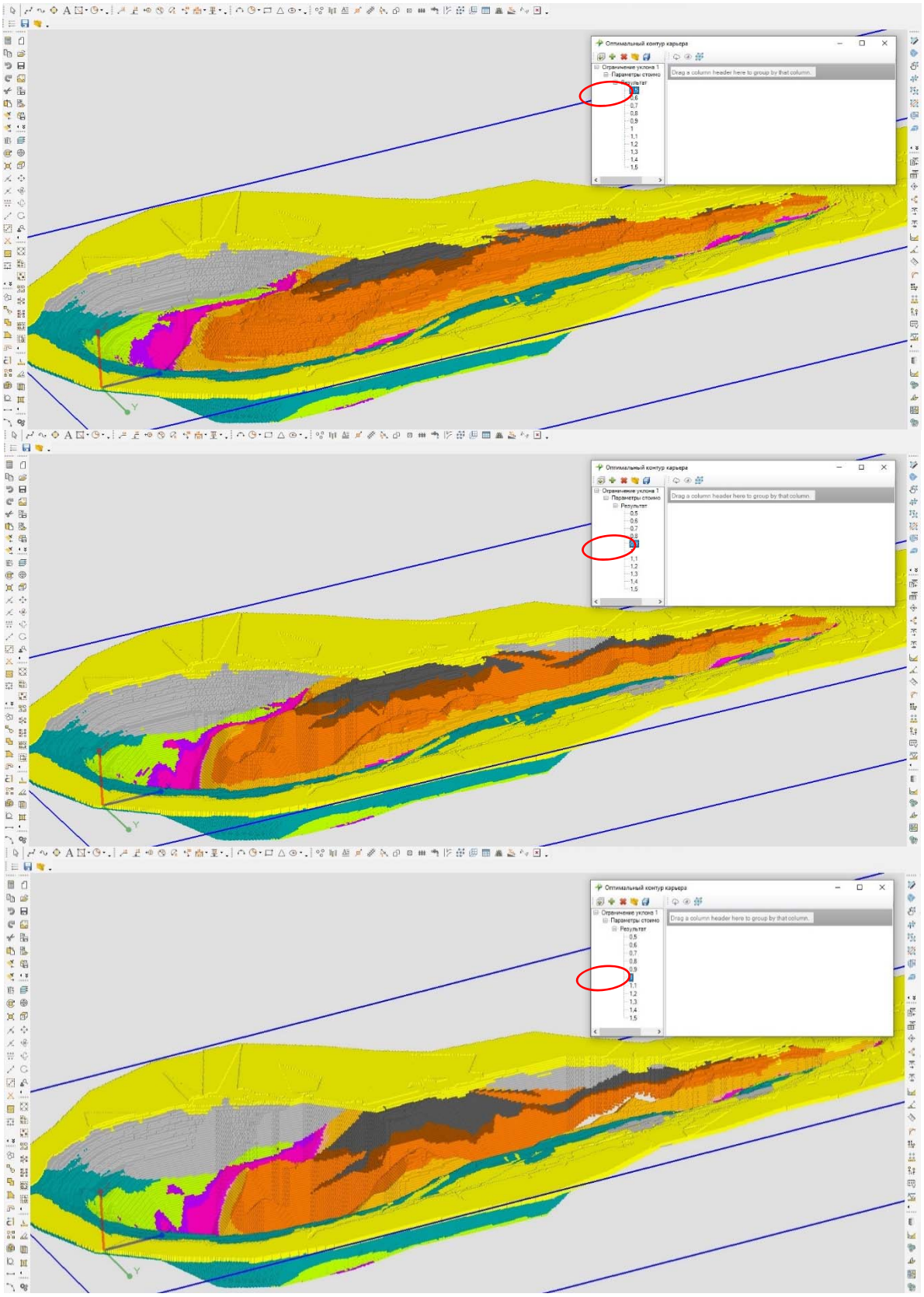


Рис. 3. Варіанти оптимальних кінцевих контурів кар'єру, побудованих за різними економічними критеріями

Особливістю роботи модифікованого алгоритму Лерчса-Гросмана у складі комплексу «K-MINE: Оптимальні контури» є урахування вартості товарної продукції з урахуванням прогнозної диференційованої вартості та урахування гранично-припустимого куту відкосу бортів для різних ділянок родовища. Це дозволяє збільшити точність і надійність результатів моделювання і, таким чином, підвищити надійність визначення промислових категорій запасів, що можуть бути поставлені на баланс підприємства.

На рис. 4 наведено приклади вибору оптимального варіанту кінцевого контуру на підставі чистого прибутку, кількості запасів та періоду експлуатації кар'єру.

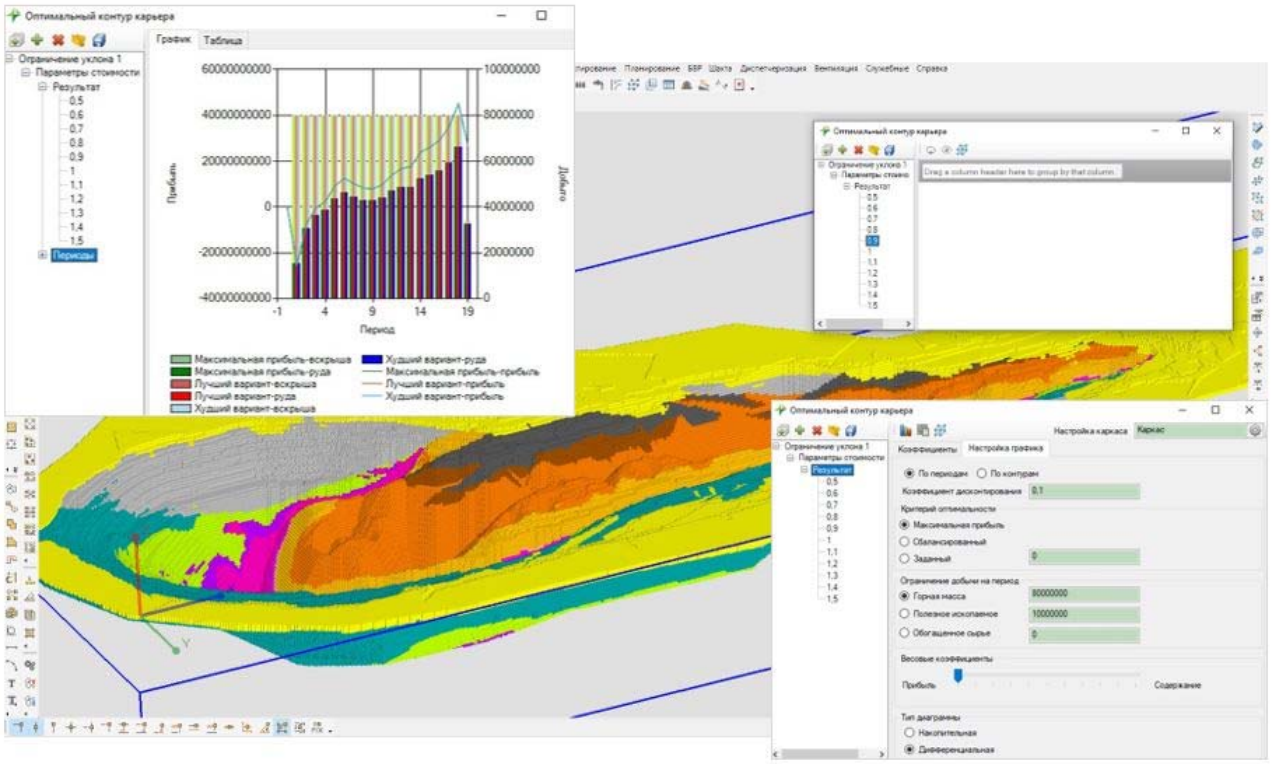


Рис. 4. Визначення оптимального контуру на підставі чистого прибутку, кількості запасів та періоду експлуатації кар'єру

Наведений програмний комплекс дозволяє надійно визначати оптимальні, безпечні та економічно обґрунтовані контури відпрацювання родовищ твердих корисних копалин. Оптимальні контури є основою при виконанні техніко-економічних обґрунтувань (ТЕО) відпрацювання родовищ та у подальшому можуть бути використані для розробки проектів відпрацювання родовища, який буде враховувати сукупність технічних, технологічних, економічних та гірничо-геологічних вимог, а також вимог до безпечного ведення гірничих робіт.

Також отриманий контур кар'єру є основою у визначенні величини запасів корисних копалин, об'єму порід розкриву, оцінки економічного потенціалу мінеральних запасів, прогнозного прибутку та необхідного фінансування при освоєнні цих запасів.

Література

1. Наукове супроводження геологічних об'єктів з метою оптимізації використання ресурсів надр (моніторинг надрокористування) / за ред. Г.І. Рудька. Київ–Чернівці, 2015. 592 с

2. Геоінформаційні технології в надрокористуванні (на прикладі ГІС K-MINE) / під ред. Г.І. Рудька, М.В. Назаренко. К.: Академпрес, 2011. 336 с.

3. Stuart N.J. Pit optimization using solid modelling and the Lerchs Grossman algorithm. *Int. J. Surface Mining & Recl.* 1992. № 6(1). P. 19–30.

4. Peter Kwagyan. Archireco Application of Modified Conditional Simulation and Artifical Neural Network to Open Pit Optimization / Peter Kwagyan. Halifax: Dalhousie University Daltech, 1998. 179 p.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.048:004.942

ФОРМУВАННЯ СТРАТЕГІЇ УПРАВЛІННЯ БОРТОВИМ ВМІСТОМ КОРИСНИХ КОМПОНЕНТІВ НА ОСНОВІ БЛОКОВИХ МОДЕЛЕЙ В K-MINE

Назаренко М.В., *д. тех. н., mail@k-mine.pro,*
Нестеренко Т.П., *к. геол. н., geo@k-mine.pro,*
Група компаній KAI, м. Кривий Ріг, Україна

Розглянуто різні підходи до обґрунтування оптимального бортового вмісту корисних компонентів при використанні полігональних методів оцінки та граничного вмісту корисних компонентів у блоках 3D моделей родовищ за допомогою геоінформаційної системи (ГІС) K-MINE.

FORMATION OF STRATEGY FOR MANAGING CUT-OFF GRADE OF USEFUL COMPONENTS ON THE BASIS OF BLOCK MODELS IN K-MINE

Nazarenko M., *Dr. Sci. (Eng.), mail@k-mine.pro,*
Nesterenko T.*, Cand. Sci. (Geol.), geo@k-mine.pro,*
KAI Group, Kryvyi Rih, Ukraine

Different approaches to substantiation of optimal cut-off grade of useful components are considered when using polygonal estimation methods and boundary content of useful components in blocks of 3D deposit models using K-MINE geoinformation system (GIS).

Просторовий аналіз в геоінформаційних системах являється великою перевагою при виконанні робіт, пов'язаних з кваліметрією надр. ГІС не тільки дозволяють інтегрувати в єдине інформаційне середовище різноманітну інформацію, але й надають різні засоби візуалізації.

Створення математичної 3D моделі родовища дозволяє проаналізувати множину варіантів освоєння родовища та обрати серед них найбільш економічно доцільний.

Сучасний підхід до підрахунку запасів в Україні базується на традиційних (геометричних) методах (розрізів, блоків) з оконтуренням рудних покладів за параметрами кондицій, в той час як у міжнародній практиці проекти Prefeasibility Study (PFS) і Feasibility Study (FS) реалізуються на основі блокового моделювання в рамках зон мінералізації.

Метою даної роботи є оптимізація методики обґрунтування бортового вмісту корисного компоненту на основі блокової моделі родовища з використанням геоінформаційних систем (на прикладі K-MINE)

Відповідно до українського законодавства бортовий вміст корисного компонента – мінімальний вміст корисного компонента в пробі, що включається до підрахунку запасів під час оконтурювання продуктивного покладу в перетині гірничою виробкою, у разі відсутності чіткого геологічного контакту. Бортовий вміст корисного компонента встановлюється окремо для балансових і для позабалансових запасів корисних копалин [1].

На родовищах з нерівномірним і вкрай нерівномірним розподілом корисних компонентів бортовий вміст для балансових запасів належить визначати на підставі поваріантних техніко-економічних розрахунків. Для кожного варіанта бортового вмісту слід визначати техніко-економічні показники розробки родовища, на підставі яких обґрунтовується оптимальне його значення.

Це свідчить про те, що правила визначення бортового вмісту передбачають ітеративний варіант переважно ручного пошуку оптимальної стратегії гірничої компанії. Оптимальну величину бортового вмісту визначають за варіантами техніко-економічних розрахунків (не менше трьох варіантів).

Також в положенні про порядок розробки та обґрунтування кондицій зазначено, що на родовищах, балансові запаси яких мало змінюються від зміни бортового вмісту за варіантами, бортовий вміст може визначатись аналітично як уміст корисного компонента, що окупає прямі експлуатаційні затрати на видобуток і переробку корисної копалини. У цьому разі бортовий вміст належить визначати за формулами, аналогічними тим, що використовуються для визначення мінімального промислового вмісту.

При такому підході бортовий вміст рекомендується приймати в інтервалі від мінімально-промислового до вмісту у хвостах переробки (для позабалансових), щоб забезпечити рентабельність проекту в цілому. Тобто, з економіки випливає, що різниця між бортовим та мінімально-промисловим вмістом полягає лише у величині затрат для кожного підрахункового блоку.

Отже, будь які зміни вмісту корисних компонентів у видобутій руді за різними роками відпрацювання родовища при невитриманості якісних характеристик рудних тіл у просторі можуть привести до збиткової діяльності підприємства в окремі роки, зважаючи на принцип беззбитковості при розрахунку мінімального промислового вмісту у блоці для всього родовища.

У зарубіжній практиці зазвичай розраховується граничний вміст в елементарному блоці. Граничний вміст (cut-off grade) може переглядатися залежно від сформованої економічної кон'юнктури. Державному регулюванню ці показники не підлягають.

Одним з важливих питань є визначення методики оконтурювання і співвідношення між величиною бортового вмісту і відповідним йому рівнем cut-off grade (рис. 1). Різниця між даними поняттями полягає у різних підходах до визначення граничного мінімального вмісту корисного компоненту при оконтуренні та підрахунку запасів.

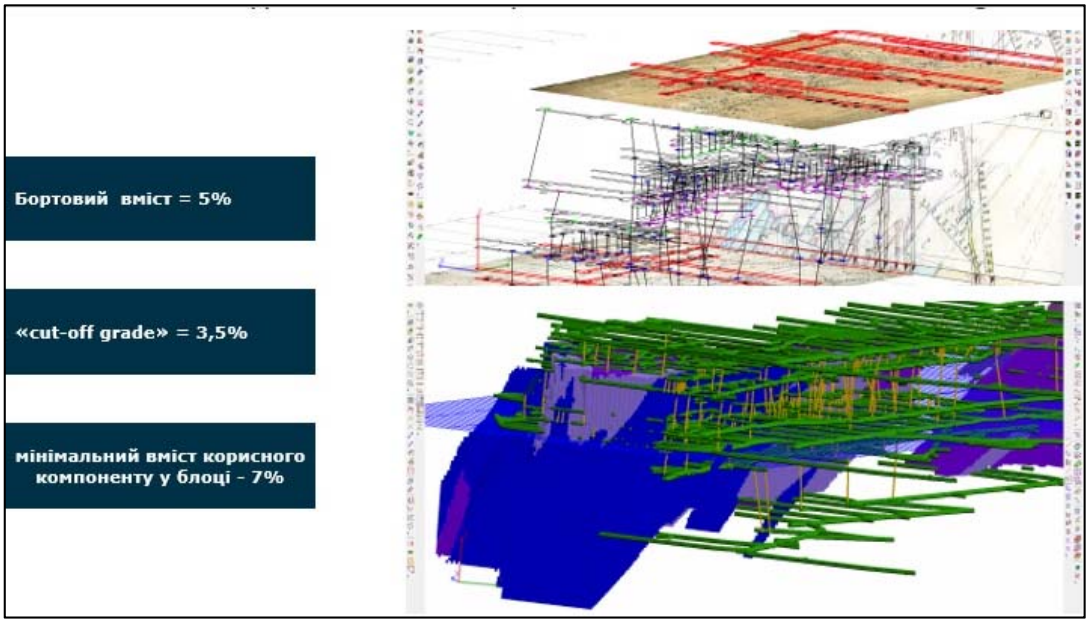


Рис. 1. Визначення показників кондицій та «cut-off grade» на основі блокової моделі в K-MINE

Наприклад, у стандартах CRIRSCO, поділ запасів на балансові і позабалансові не передбачено. На основі геостатистичних досліджень встановлюються категорії ресурсів за ступенем достовірності геологічної інформації, а потім при накладанні модифікуючих чинників частина ресурсів може бути віднесена до категорії запасів.

В традиційних методах інтерполяція вмісту визначається методом середньозваженого за рудним перетином, за площею і потім за кожним підрахунковим блоком.

При блоковому моделюванні в якості процедур інтер- і екстраполяції вмістів корисних компонентів може бути застосована або геостатистика, або інші методи (наприклад, Кригінга, зворотних зважених відстаней, найближчої проби та ін.)

Розрахунок класів та категорій запасів і ресурсів виконуються одночасно з інтерполяцією вмісту. При цьому, код класу залежить від розмірного коефіцієнту еліпсоїду пошуку, який визначається на етапі варіограмного аналізу, а також кількості проб, що включаються у еліпсоїд та/або його сектор .

Існує багато методик та підходів для визначення граничного бортового вмісту, вони простежуються з 1960-х років у працях Хеннінга та Лейна (беззбиткова, евристична та модель класу Лейна). Багато моделей, як класичних, так і сучасних, були порівняні, щоб проілюструвати важливість оптимізації бортового вмісту на основі чистої теперішньої вартості (NPV) та впливу терміну відпрацювання родовища (LOM). Кеннет Лейн був першим, хто розглядав бортовий вміст, як динамічне значення, яке має бути оптимізоване для отримання максимального значення. Замість максимізації прибутку, він прагнув максимізувати теперішню вартість ресурсу в цілому, розглядаючи альтернативні витрати, пов'язані з видобутком конкретного періоду часу.

Дуже детально всі ці підходи до оптимізації бортового вмісту охарактеризовано у роботі Капутіна [2]. В даній роботі розглянуто економічну, технологічну та гірничо-технічну складові. Автори даної статті хотіли більше зупинитися на геоінформаційній складовій при оптимізації бортового вмісту.

Багаторічний досвід групи компаній КАІ виконання техніко-економічних обґрунтувань кондицій для різних видів твердих корисних копалин дозволяє стверджувати про високий рівень ефективності застосування ГІС K-MINE при визначенні оптимального варіанту розробки родовища. Програмний комплекс містить набір модулів для виконання усіх етапів аудиту родовища та оптимізації проекту його розробки: від створення бази даних, 3-D моделювання, геостатистичних досліджень, оптимізації кінцевих контурів розробки тощо.

Гнучкий апарат ГІС дозволяє виконувати аудит запасів родовища на будь якій стадії, наприклад, при значному коливанні ціни на товарну продукцію розрахувати граничну межу показника вмісту корисного компоненту та оптимальний кінцевий контур для забезпечення рентабельності подальшої розробки.

В ГІС K-MINE реалізовано автоматичну побудову на основі блокової моделі родовища кривої тоннажу-граничного вмісту (рис. 2). Крива відображає середній вміст корисного компоненту і кількість руди вище зазначеної межі граничного вмісту. Криві тоннажу являються так званим наочним посібником для оцінки потенціалу експлуатації родовища за декількома різними сценаріями граничного вмісту.

Прямий зв'язок математичної моделі родовища з економічною моделлю підвищує ефективність управління запасами та ресурсами. При застосуванні ГІС дослідник має можливість встановити локальні тренди та закономірності, що мають значний вплив на загальну оцінку рентабельності проекту. Особливо важливо це для перспективного планування та проектування розробки родовища.

Змінюючи мету, обмеження, потужність та послідовність відпрацювання дослідник кожного разу розраховує різні значення NPV проекту, що дає змогу отримати його максимальне значення та підвищити швидкість та якість прийняття управлінських рішень.

Адаптація тривимірного комп’ютерного моделювання та технологій підрахунку запасів родовищ до сучасних умов надрокористування дозволяє постійно удосконалювати методику створення геологічних моделей, підвищувати точність і достовірність оцінки запасів [3], сприяє гармонізації різних систем класифікацій запасів та ресурсів корисних копалин [4], прискорювати процеси залучення інвестицій на розробку або освоєння родовищ.

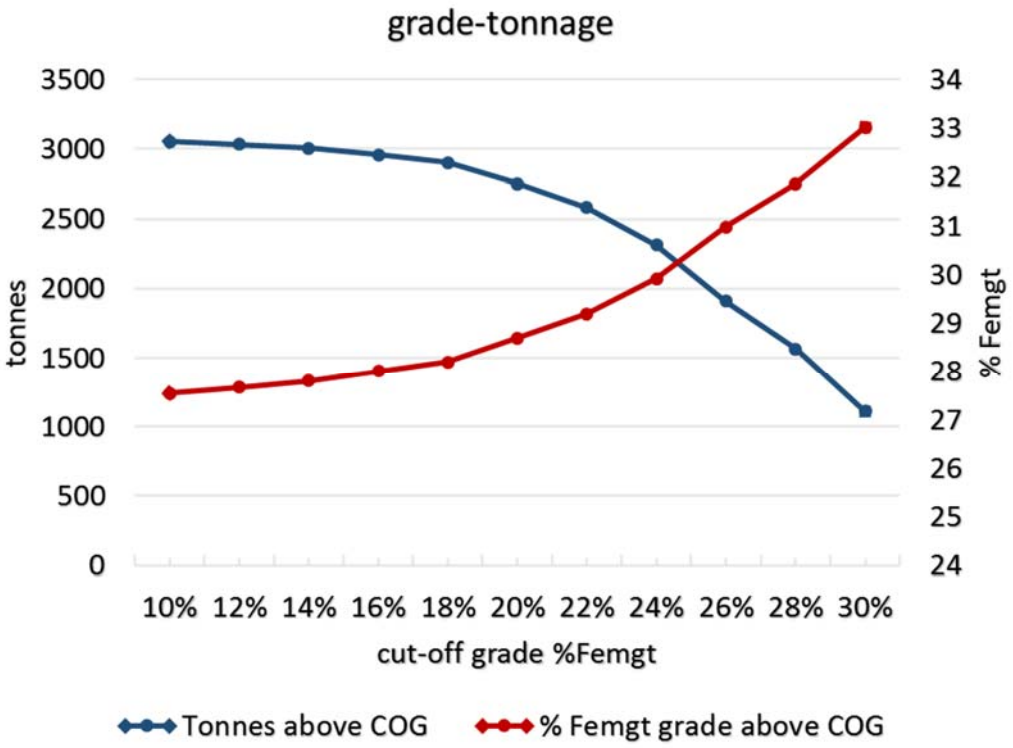


Рис. 2. Визначення оптимального граничного вмісту компоненту у блоці блокової моделі

Література

1. Положення про порядок розробки та обґрунтування кондицій на мінеральну сировину для підрахунку запасів твердих корисних копалин у надрах: Затверджене наказом від 7 грудня 2005 р. за №300 / Державна комісія України по запасах корисних копалин. Київ, 2005.

2. Капутин Ю.Е. Обоснование бортового содержания и оптимизация стратегии развития открытых горных работ. Санкт-Петербург. «Недра». 2017.

3. Геоінформаційні технології в надрокористуванні (на прикладі ГІС K-MINE) / Г.І. Рудько, М.В. Назаренко, С.А. Хоменко, О.В. Нецький, І.А. Федорова. К.: «Академпрес», 2011. 336 с.

4. Рудько Г.І. Національні та міжнародні системи класифікації запасів і ресурсів корисних копалин: стан та перспективи гармонізації / Г.І.Рудько, О.В. Нецький, М.В. Назаренко, С.А. Хоменко. Київ–Чернівці: Букрек, 2012. 240 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 528.8.04:536.12

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ АНОМАЛІЙ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ЗЕМНОЇ КОРИ НАД НАФТОГАЗОВИМИ РОДОВИЩАМИ

***Семерак М.М.*[1]**, *д. тех. н., проф., msemerak@ukr.net,*
***Лянце Г.Т.*[2]**, *к. тех. н., lance@cmm.lviv.ua,*
1 – Національний університет «Львівська політехніка», м. Львів, Україна,
2 – Центр математичного моделювання Інституту прикладних проблем механіки і математики ім. Я.С.Підстригача НАН України, м. Львів, Україна

В роботі побудовано математичні моделі температурних полів в земній корі над нафтогазовими родовищами. Досліджено аномалії температурного поля на нейтральному шарів в залежності від глибини залягання, потужності родовища, використовуючи експериментальні дані. Також побудована математична модель земної кори з врахуванням її літологічної будови. Досліджено вплив літологічної неоднорідності шару на температурні поля на нейтральному шарі.

MATHEMATICAL MODELING AND INVESTIGATION OF ANOMALIES OF THE TEMPERATURE FIELD OF THE EARTH'S CRUST OVER OIL AND GAS RESERVOIRS

***Semerak M.*[1]**, *Dr. Sci. (Eng.), Prof., msemerak@ukr.net,*
***Lyantse H.*[2]**, *Cand. Sci. (Eng.), lance@cmm.lviv.ua,*
1 – Lviv Polytechnic National University, Lviv, Ukraine,
2 – Centre of Mathematical Modelling of Pidstryhach Institute for Applied Problems of Mechanics and Mathematics, Ukrainian National Academy of Sciences, Lviv, Ukraine

In the paper, mathematical models of temperature fields of the Earth's crust over the oil and gas reservoirs have been constructed. The anomalies of the temperature field in the neutral layer depending on the depth of deposits, the capacity of the reservoir have been investigated using experimental data. A mathematical model of the Earth's crust has been also constructed taking into account its lithological structure. The influence of lithological heterogeneity of the layer on the temperature fields in the neutral layer has been investigated.

При геотермічних дослідженнях над нафтогазовими родовищами в приповерхневих шарах земної кори виявлено температурні аномалії. Закономірності розподілу природного теплового поля у верхній частині земної кори зумовлені рядом причин, головними з яких є літологічний склад порід, особливості тектонічної будови і характер руху підземних вод .

Аналіз опублікованих в літературі даних показує, що геотермічні аномалії в нафтогазових структурах в основному зумовлені як додатковим підходом тепла з надр Землі (генерація тепла в глибинних шарах, радіогенний розпад в осадових породах та ін.), так і сприятливими умовами переносу тепла. Ці умови проявляються в зв'язку з тектонічною будовою родовищ, літологічним складом порід, особливостями їх нафтогазоводонасиченістю та іншими факторами [1, 3].

В конкретних умовах можуть переважати ці чи інші фактори, але всіма ними керує стремління геологічних систем прийняти рівноважний стан.

В роботі окремо досліджується вплив нафтогазового родовища і літологічного складу порід на температурне поле приповерхневих шарів земної кори.

Нафтогазові родовища – потужні джерела тепла дають зміни температурного поля нейтрального шару, який є нечутливий до коливань температури на поверхні Землі і всі температурні коливання в ньому пов'язані з тепловими процесами в глибинних шарах.

Дослідження розподілу температур в нейтральному шарі над нафтогазовими родовищами методами математичного моделювання і математичної фізики представляє практичний інтерес.

Для дослідження впливу нафтогазового родовища на температурне поле шару над родовищем запропоновано кілька моделей.

При дослідженнях земна кора моделюється однорідним шаром товщиною B в циліндричній системі координат Orz, в якому на глибині H знаходиться нафтогазове родовище – кругове джерело тепла радіусу R змінної потужності. Вісь Oz проходить через центр симетрії джерела. Потужність і форму нафтогазового родовища описуємо функцією потужності джерела:

$$q(r) = \sum_{i=1}^{n} q_i \left[S_{-}(r - R_{i-1}) - S_{-}(r - R_i) \right],$$

де $R_0 = 0,\ R_{i-1} < R_i \le R,\ R_n = R,\ i = 1,...,n$; q_i – сталі величини, $q_i > q_{i+1}$; $S_{-}(r)$ – асиметрична одинична функція.

Оскільки задача симетрична відносно вісі симетрії джерела, то для дослідження температурного поля використано рівняння теплопровідності в циліндричній системі координат.

На межах шару задані різні крайові умови: на верхній межі шару $z = 0$ задана стала температура T_1 або теплообмін за законом Ньютона з середовищем сталої температури T_0; на межі шару $z = B$ задана стала температура T_2 або сталий тепловий потік p.

Відповідно до крайових умов досліджено чотири моделі розподілу тепла в земній корі. Отримані крайові задачі розв'язано з допомогою перетворень Ганкеля і з використанням властивостей узагальнених функцій. На основі експериментальних даних за отриманими розв'язками для всіх моделей проведено числові дослідження температурного поля в земній корі при наявності нафтогазового родовища.

При дослідження температурного поля земної кори в попередніх моделях нехтувалась її неоднорідна структура і досліджувались температурні аномалії над нафтогазовими родовищами в залежності від їх потужності і глибини залягання.

Наступна модель враховує літологічний склад земної кори в околі нафтогазового родовища, досліджується температурне поле від літологічного складу, від порядку залягання порід

Кожна порода має свій коефіцієнт теплопровідності і тому тепло , що йде з надр Землі по різному проводиться через ці різні пласти, і спричиняє коливання температур на нейтральному шарі. Оскільки породи в земній корі залягають пластами, то для спрощення задачі пласт кожної породи моделюється прямокутником, якому відповідає певний коефіцієнт теплопровідності λ_i.

Для опису температурного поля в земній корі використано двовимірне рівняння теплопровідності в декартовій системі координат Oxz зі змінним коефіцієнтом теплопровідності $\lambda_i(x,z)$. Функцію $\lambda_i(x,z)$ описуємо, як кусково-однорідну функцію з допомогою апарату асиметричних одиничних функцій.

На межах прямокутника $z = 0$ і $z = B$ задані сталі температури T_1 і T_2, на межах $x = 0$, $x = L$ заданий лінійний розподіл температури по z, що відповідає температурному розподілу в однорідному шарі. Область з неоднорідностями розміщена достатньо далеко від меж $x = 0$, $x = L$.

Для знаходження розв'язку використано метод встановлення: знайдено розв'язок еквівалентної нестаціонарної задачі, що прямує до врівноваження. Побудовано явну різницеву схему, розв'язок якої отримано методом ітерації. Проведено розрахунок і дослідження змін температурного поля у при поверхневих шарах в залежності від літології.

При аналізі числових досліджень впливу наявності нафтогазового родовища, як джерела тепла, на температурне поле приповерхневого (нейтрального шару) земної кори виявлено, що температурні аномалії приймають найбільші значення над центром родовища і загасають з віддаленням від нього, на відстані $1.5R$ (R – радіус джерела) температура майже рівна фоновій. Зі збільшенням глибини залягання джерела величина температурної аномалії різко зменшується. Врахування кусково-постійної потужності тепловиділяючого джерела по радіусу приводить до

більш вираженого піку температурного поля над джерелом. Співставлення отриманих результатів з експериментальними даними дає їх добру відповідність [2].

При аналізі числових досліджень впливу літологічної неоднорідності пласта виявлено, що включення порід з відмінними коефіцієнтами теплопровідності суттєво впливають на температурний розподіл в пласті і зокрема на нейтральному шарі.

Літологічна неоднорідність шару може змінити температурну аномалію, викликану нафтовим родовищем в ту чи іншу сторону. Тому при геотермічних дослідженнях необхідно враховувати вплив літологічного складу порід.

Література

1. Лялько В.И., Митник М.М., Вульфсон Л.Д., Шпортюк З.М. Геотермические поиски полезных ископаемых. К: Наукова думка, 1979. 147 с.

2. Лянце А.Т., Семерак М.М. Температурное в слое с источником тепла кусочно-постоянной мощности. *Инженерно-физический журнал.* Минск, 1986. 15 с. (Деп. В ВИНИТИ 11.09.85, рег. №6634-85 Деп.).

3. Сучасні методи дистанційного пошуку корисних копалин // За редакцією В.І. Лялька і М.О. Попова. К: НАН України, 2017.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 550.83:553.98

КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ БОРИСЛАВСЬКО-ПОКУТСЬКОЇ ЗОНИ (ЗАХІДНИЙ РЕГІОН)

Владика В.М., Шуфлат Л.Я., *науковий співробітник,*
Федоришин Ю. І., *д. геол. н., пров. наук. спів.,*
Балацький Р.С., *науковий співробітник,*
Львівське відділення УкрНДІгазу, м. Львів, Україна,

Детальними лабораторними дослідженнями керну порід-колекторів, відібраного з розвідувальної свердловини 22-Бухтівецька і проведеними в Львівському відділенні УкрНДІгазу встановлено високу інтенсивність постседиментаційних (вторинних) перетворень. Вони відображені в порушенні або у повній перебудові скелету, зміні мінерального складу та ступеню кристалічності цементуючої частини породи, появі аутигенних мінералів у складі цементу та по тріщинах і зумовлені тектонотермальними процесами. Встановлені перетворення в усіх без винятку досліджених зразках керну призводили практично до повної ліквідації відкритого пустотного простору. Отримані результати показують, що ефективність пошуково-розвідувальних робіт з пошуку покладів вуглеводнів і, як наслідок, отримання промислових припливів вуглеводнів неможливо досягнути без належного і достатнього відбору керну і його всебічного лабораторного вивчення.

COLLECTOR PROPERTIES OF ROCKS OF THE CENTRAL PART OF THE BORYSLAVSKO-POKUTSKA ZONE (WEST REGION)

Vladyka V., Shuflat L., *Research fellow,*
Fedoryshyn Y., *Dr. Sci. (Geol.), Lead Researcher,* ***Balatskyi R.,*** *Research fellow,*
Lviv branch of the Ukrainian scientific research Institute, Lviv, Ukraine,

Detailed laboratory studies of the core of collector rocks, selected from the 22-Bukhtivetska prospeting well and conductedat Lviv branch of the Ukrainian scientific research Institute, revealed a high intensity of post-sedimentation (secondary) transformations. They are reflected in the violation or comlete restructuring of the skeleton changes in the mineral composition and degres of cryctallinity of the cementing part of the rock, the appearance of autogenous in the composition of coment and craks and caused by tectonothermal processes. Installed transformations in all core samples, without exception, led to the almost comlete elimination of sthe open void area. The results show that the effective ness of prospecting and exploration for the search of hydrocarbon deposits , as a consequence, the production of industrial hydrocarbon inflows can not be achieved without proper and sufficient selection of the core and its comprehensive study.

Для вирішення важливої проблеми, типова ділянка породи розміром не більше монети може представляти більший інтерес, ніж карта цілого району...

Е. Клоос, 1958 г.

Для дослідження петрофізичних і літолого-мінералогічних особливостей порід центральної частини Бориславсько-Покутської зони відібрано керн з еоценових відкладів (бистрицька і вигодська світи) І ярусу складок.

Бистрицька світа. Розріз відкладів верхньої частини світи доволі однорідний і представлений *масивним, щільним, піритизованим, глауконітовим дрібноуламковим (з поодинокими уламками середньої і крупної розмірності), добре сортованим мономінеральним кварцовим (з незначною домішкою плагіоклазу) пісковиком з кремнисто-слюдисто(?)-глауконіт-карбонатним цементом*. В межах вивченого інтервалу порода пронизана тонкими лінзоподібними прожилками карбонату і характеризується присутністю яскраво виражених ознак катаклазу та катагенетичних перетворень. На зовнішній поверхні керну ці ознаки не завжди фіксуються, однак дуже добре помітні на пришліфованій поверхні розрізаних зразків у вигляді хвилеподібних зон здавлювання і перпендикулярних цим зонам супутніх тріщин сколювання, заповнених кальцитом. Площини сколу і тріщини поширені по усій зовнішній поверхні зразків, утворюють не менше трьох

систем. Тріщини заповнені частково або повністю кристалічним кальцитом. Макроскопічно ознак перешарування даного типу порід з іншими породними відмінами не виявлено. Колір породи на зрізі і зовнішній поверхні зеленувато-сірий, текстура масивна однорідна. Структура дрібнопсамітова однорідна. Цемент карбонатний. Порода дуже щільна, міцно зцементована і не виявляє будь-яких ознак присутності пустотного простору.

Мікроскопічне вивчення значно розширює наші уявлення про постседиментаційні перетворення, яких зазнали породи та дозволяє оцінити глибину цих перетворень. Внутрішня будова пісковика детально вивчена і проілюстрована серією мікрофотографій різної детальності. Уламкова частина представлена кварцом дрібнопсамітової і невеликої (в межах 5 %) кількості уламків середньопсамітової розмірності (від 0,25 до 0,45 мм). У кількості менше 5 % зустрічаються уламки сильно зміненого, іноді повністю псевдоморфно заміщеного кальцитом плагіоклазу. Однорідна внутрішня будова зумовлена рівномірним розподілом кварцових уламків, просторовою орієнтацією їх в площині, перпендикулярній напрямку здавлювання, що співпадає з віссю керна. Мікротекстура однорідна масивна, ознак мікрошаруватості не виявлено. Структура дрібнопсамітова, на окремих ділянках породи – середньо-дрібнопсамітова. Форма уламків у більшості випадків має ознаки видовження і спотворена за рахунок здавлювання, подрібнення, часткової дезінтеграції та розчинення поверхні уламків, формування на окремих мікроділянках механоконформного (безцементного) типу цементації. Останній зумовлює появу стилолітових швів на границі зерен кварцу. Загальний об’єм уламкової частини породи складає 87–90 %.

Цемент полімінеральний, його об’єм не перевищує 10–13 %, на окремих мікроділянках має місце безцементний тип цементації механоконформного (безцементного) типу. Склад цементу визначається присутністю карбонатних мінералів, глауконіту, слюдистих (апоглинистих) агрегатів, халцедону та піриту. Співвідношення перерахованих мінералів цементу дуже мінливе навіть в межах одного зразка (шліфа). Загалом серед вказаних мінералів переважають карбонати та глауконіт.

Карбонатні мінерали представлені кальцитом і більш пізнім доломітом. Останній характеризується кращою розкристалізацією, ромбоподібним габітусом і часто простежується у вигляді поодиноких прожилків. Кальцит утворює щонайменше дві генерації, остання присутня у складі цементу та прожилків, асоціює з доломітом у складі цементу.

Разом з карбонатними мінералами завжди присутні луски глауконіту, пірит утворює дрібні включення у кальциті та глауконіті. Новоутворення кремнезему (халцедону) пов’язане з частковим розчиненням уламків кварцу.

Нерівномірний розподіл мінералів цементу у породі зумовив різноманіття структур цементації. Зазвичай переважають закрита порова або плівкова структури, на ділянках повної відсутності мінералів цементу формується безцементний механоконформний тип цементації з яскраво вираженою тенденцією уламків кварцу до просторової орієнтації.

Акцесорна частина породи представлена поодинокими дуже дрібними (алевритова – пелітова розмірність) зернами циркону округло-еліпсоподібної форми, які не впливають на властивості породи та її внутрішню будову.

Очевидним є той факт, що вторинні зміни, які мали місце на стадіях діа- та катагенезу, суттєво вплинули на колекторські властивості. До таких змін слід віднести:

– трансформація глинистої речовини цементу у гідрослюду;

– утворення вторинних мінералів кремнезему внаслідок часткового розчинення уламків кварцу;

– утворення глауконіту, часткова доломітизація кальциту, повне або часткове розчинення первинного кальциту та повторне його осадження з формуванням вторинної пойкілітової структури;

– формування безцементоного (механоконформного) типу структури та стилолітових швів на границі кварцових уламків, які супроводжуються регенераційними явищами на поверхні уламків кварцу;

– утворення різнонаправлених систем мінералізованих тріщин, супутнє подрібнення та ущільнення уламків тощо.

Серед вторинних змін, по'язаних з тектонічною діяльністю, слід особливо відзначити утворення різнонаправлених зон кліважу.

Усі перелічені ознаки вторинних перетворень повністю змінили структуру уламків і цементу, що рівноцінно повній зміні внутрішньої будови породи. Вона стала практично повністю непроникною для газового флюїду. На це вказують визначені в лабораторії петрофізичні параметри: відкрита пористість – 1,0–1,1 %; абсолютна газопроникність – 0,0002–0,00023 мД.

Нижня частина розрізу бистрицької світи представлена *піритизованим, глауконітовим, крупноуламковим добре сортованим кварцовим (з домішкою плагіоклазу) мономінеральним алевролітом з кремнисто-слюдисто-карбонатним цементом*. Порода містить тонкі проверстки чорного аргіліту і пронизана тонкими лінзоподібними прожилками карбонату. Зовнішня поверхня зразка керну і мікроскопічні дослідження вказують на присутність вторинних змін, аналогічних вище описаному дрібнопсамітовому пісковику. Дана породна відміна представляє собою елемент шаруватості, що формується чергуванням вже згаданих пісковиків (суттєво переважають), алевролітів і аргілітів (присутні у вигляді проверстків товщиною перші см).

Колір породи на зрізі і зовнішній поверхні зеленувато-сірий. Текстура масивно-лінзоподібно-смугаста. Лінзоподібний рисунок утворився в результаті формування горизонтально розташованих зон кліважу. Макроскопічно порода щільна, масивна, міцно зцементована і не виявляє будь-яких ознак присутності пустотного простору.

Під мікроскопом неоднорідність внутрішньої будови виражена неритмічним розташуванням зон мікрокліважу, нерівномірним розподілом уламків, різними типами цементації, мікроперешаруванням пісковика і алевроліту та мінливим складом цементу навіть в межах шліфа.

Характерні причини неоднорідної внутрішньої будови зумовлені вторинними перетвореннями, які властиві для вище описаного пісковика, оскільки уся товща світи представляла собою єдине седиментогенне тіло. Слід вказати на присутність у складі цементу бітумоїдної речовини, яка максимально зосереджена в зонах кліважу, підкреслюючи границі його поширення. Вона на загальному фоні виділяється жовто-бурим кольором різної інтенсивності.

Різноманіття типів цементації, кожен з яких є ознакою постседиментаційних перетворень, присутність зон кліважу тощо свідчить про складну історію формування остаточного вигляду породи з одночасною кардинальною зміною колекторських властивостей в напрямку їхнього погіршення.

Окремим ділянкам породи властива так звана псевдоплямиста (острівна) мікротекстура, що добре проілюстрована на мікростратиграфічній колонці. Вона зумовлена тим, що погасання окремих монокристалічних карбонатних утворень відбувається неодночасно, створюючи ілюзію плямистості і вказуючи на вторинне походження агрегатнокристалічних мас карбонату. Уламки кварцу в даному випадку виступають в ролі пойкілітових включень в карбонаті, утворюють одноіменну структуру, проявляючи ознаки корозійної взаємодії з карбонатною речовиною.

Визначені в лабораторних умовах петрофізичні параметри для цієї породної відміни наступні: відкрита пористість – 1,2–1,6 %; абсолютна газопроникність – 0,00018–0,00025 мД. Отже, в результаті встановлених інтенсивних вторинних змін, в новоутвореній матриці і на контактах з уламками ознаки існування порового пустотного простору відсутні, а об'єм цементу складає 35–40 %. У його складі суттєво переважають карбонати (у тому числі доломіт), присутня зовсім незначна кількість слюдистих лусок і кремнистих новоутворень.

Через декілька метрів нижче за розрізом стратиграфічна картина різко змінюється. Для розрізу характерним стає неправильне, умовно ритмічне перешарування. Різко домінуючою відміною в об'ємному відношенні (більше 90 %) є *дуже щільний і міцно зцементований піритизований глауконітовий кварцовий слабо- до середньосортованого, дрібно-крупноуламковий алевроліт з прошарками дрібно-середньоуламкового пісковика товщиною від 1 мм до 2–3 мм. Цемент в алевроліті і прошарках пісковика карбонатний з домішкою слюдистого агрегату та хлориту.* Ця породна відміна характеризується псамо-алевритовою структурою і переважає в об'ємному відношенні. З поверхні і на розрізі ознак прояву пустотного простору не встановлено. Колір сірий з синювато-зеленуватим відтінком. Текстура неясношарувата з макрошаруватістю двох типів: грубою та тонкою. Вона виділяється за різними відтінками сірого кольору.

Під мікроскопом встановлено, що у складі цієї породної відміни домінуючим є алевроліт. Він містить прошарки дрібно-середньоуламкового пісковика. Серед уламків головної та другорядної відмін переважає кварц з невеликою домішкою зміненого плагіоклазу та мікрокліну. Перехід від алевроліту до пісковика плавний, мікрошаруватість носить ритмічний характер. Мікротекстура шарувато-плямиста. Остання зумовлена кристалізацією карбонатних індивідів з різною оптичною орієнтацією, які утворюють уже згадану вище пойкілітову структуру.

Піщана складова по суті представляє собою алевритистий пісковик, оскільки містить в якості наповнювача дрібноалевритову фракцію. Уламки кварцу характеризуються низьким або середнім ступенем окатаності, невпорядкованим розташуванням, ознаками катаклазованості (блочне погасання різної інтенсивності). Крім уламків кварцу в межах прошарку присутні сланцеві породи і поодинокі шламові уламки раковин. Цемент пірит-глауконіт-карбонатний базально-поровий з безумовною (більше 95 %) перевагою карбонату у його складі. Доступна під мікроскопом детальність вивчення вказує на відсутність пустотного простору.

Ближче до контакту з другою породною відміною, представленою сланцюватим алевритистим аргілітом, склад і об'єм цементу змінюються. Практично повністю зникає кристалічний карбонат цементу, його заміщує пелітоморфнокарбонатно-гідрослюдиста мінеральна маса цементу разом з безцементим типом цементації. Відзначаються поодинокі тонкі прожилки карбонату.

Хвилястий характер контакту між алевролітовою та аргілітовою породними відмінами і просторове субгоризонтально-горизонтальне орієнтування уламків свідчить, що упакування уламкової частини завершилось інтенсивним вертикальним стисненням (ущільненням). На користь ущільнення свідчить деформація слюдистих мінеральних компонентів цементу, затиснутих між уламками.

Описані особливості двох породних відмін, що утворюють перешарування у нижній частині відкритого розрізу бистрицької світи свідчать про відсутність прийнятних колекторських властивостей. Як доказ, наводимо дані петрофізичних параметрів для алевроліту, визначених в лабораторії: відкрита пористість – 1,1–1,4 %; абсолютна газопроникність – 0,00021–0,00025 мД.

Вигодська світа. Розташована нижче за розрізом. Для відкритої частини світи властива вертикальна літологічна неоднорідність. Вона зумовлена неясним чергуванням двох різних теригенних породних відмін. Співвідношення між ними носять брекчієподібний характер.

Перша відміна (верхня половина інтервалу) представлена *середньосортованим, піритизованим, глауконітовим мономінеральним кварцовим алевропісковиком з невеликою кількістю змінених уламків плагіоклазу та змішаним типом цеметації*. Домінуючим компонентом у складі цементу є карбонатна речовина.

Друга відміна присутня як один з елементів перешарування у верхній частині інтервалу і домінує у нижній частині. Представлена *брекчієподібним, піритизованим, глауконітовим, сильно карбонатизованим і окремнілим, несортованим алевропісковиком з прожилками карбонату.*

Макроскопічно зразок керну, що представляє вказані відміни, характеризується сірим – темно-сірим кольором з буруватими плямами від окислення піриту, насичений жилами і прожилками карбонатів. Останні поширюються у трьох напрямках, їхня товщина від часток мм до 2–3 мм. Діагональна система утворює рої згущених тонких тріщин. Текстура масивна. Структура алевропсамітова. У складі цементу домінує карбонат. Зовнішня поверхня зразка вкрита кавернами вилуговування розміром 1–3 см, стінки яких вкриті дрібними кристалами кальциту. Каверни між собою з'єднані кальцитовими жилами і представляють єдиний комплекс ознак вторинного типу.

Під мікроскопом для виділених породних відмін встановлені свої особливості внутрішньої будови, мінерального складу та вторинних перетворень. Перша породна відміна характеризується масивною мікротекстурою, структура алевро-дрібнопсамітова, переважають слабо окатані уламки. Основним мінеральним компонентом цементу виступає карбонат, який за особливостями розподілу і кількісним вмістом утворює згустково-базальний тип цементації з переходом до порового і плівкового. Останні два типи представлені здебільшого новоутвореним кальцитом. Згущення ділянок з перевагою карбонату у складі цементу поступово переходить у нечіткі ділянки наложеної карбонатизації і жильно-прожилкову карбонатну масу породи. В окремих випадках спостерігаємо ізольовані прожилки карбонату у тій частині породи, де переважають безцементні типи цементації.

Друга породна відміна і нижня частина інтервалу за неоднорідністю внутрішньої будови кардинально відрізняється від першої, у першу чергу за рахунок відсутності сортованості. Це вказує на контрастність фаціальних умов седиментогенезу. Серед уламків домінує кварц, у складі цементу – карбонат. Порода насичена жильним карбонатом. Важливою ознакою алевропісковика другої відміни є значне окремніння, яке проявляється у заповненні залишкового порового простору (у тому числі міжзернових пор) халцедоноподібним кремнеземом, який контрастно відрізняється від карбонатних мінералів (доломіту і кальциту). Разом з тим, серед карбонатів можна виділити волокнисту, найбільш пізню генерацію. Слід вказати на ерозійні процеси зі сторони кальциту по відношенню до уламків кварцу, масштабність розвитку яких призводить до спотворення форми уламків.

У даній частині розрізу проявлені найбільш інтенсивно інші вторинні зміни. Зокрема, спостерігається тріщинуватість та мозаїчно-блочне погасання уламків кварцу, проникаючі прожилки по тріщинах в уламках, присутність декількох генерацій карбонатних мінералів. Поряд з карбонатизацією породи відзначається її окремніння у вигляді агрегатних форм халцедону, який заповнює пори та міжуламковий простір і характеризується здебільшого волокнистою або радіально (розетко)-променистою будовою.

Не можна нехтувати такими вторинними факторами, які кардинально вплинули на початкові колекторські властивості породи як інтенсивне вертикальне ущільнення і, в кінцевому результаті, інтенсивну цементацію, яка формувалась в різних, навіть контрастних геохімічних обстановках. Ці фактори негативно вплинули на кардинальне зменшення або навіть і повну ліквідацію порового і тріщинного пустотного простору у породі. Підтвердженням цьому є визначені в лабораторних умовах петрофізичні параметри: відкрита пористість – не більше 1,5 %; абсолютна газопроникність – 0,00012–0,00015 мД.

Висновки. Літолого-мінералогічне вивчення зразків керну дало можливість визначити основні особливості різних літологічних породних відмін у розрізі бистрицької і вигодської світ, визначити їхні потенційні колекторські властивості.

Усі вивчені зразки порід відносяться до теригенних і за розміром уламків відповідають середньо-дрібнопсамітовим пісковикам – дрібно-крупноуламковим алевролітам та іхнім перехідним відмінам. Якщо порода сформована уламками одного-двох гранулометричних класів, вони характеризуються доволі високим ступенем сортованості. В інших випадках маємо справу з

несортованими породними відмінами. Однак, об'ємне співвідношення сортованих та несортованих відмін визначити практично неможливо.

Склад уламкової частини наближається до мономінерального кварцового. Цемент в породах належить до двох генетичних типів: полімінеральний та безцементний. Вказані типи цементації формувались на різних етапах постдіагенетичних перетворень. Основним мінеральним компонентом полімінерального цементу у більшості випадків є карбонатні мінерали, в окремих випадках халцедон або глауконіт.

Зазвичай усі вивчені зразки характеризуються розвитком тектонічної тріщинуватості у трьох взаємно перпендикулярних напрямках, тріщини переважно заповнені кальцитом, що унеможливлює тріщинну фільтрацію флюїду.

Важливим елементом внутрішньої будови порід є безцементні типи цементації, серед яких домінує механоконформний, обмежено поширені стилолітовий, регенераційні та корозійні структурні типи цементації.. Їхнє утворення було б неможливим без серйозного впливу тектоніки. Встановлені типи цементації загалом вказують не лише на значне спотворення форми і розміру уламків, але і повну внутрішню перебудову порід. Новоутворена внутрішня будова зумовила практично повну непроникність порід вивченої частини розрізу.

Детальне вивченя літолого-петрографічних та петрофізичних особливостей усіх без виключення літологічних відмін показало, що глибокі постдіагенетичні перетворення призводили до зміни структури, текстури та мінерального складу, до повної внутрішньої перебудови, вкрай негативно впливали на колекторські властивості.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 550.8.011

МОДЕЛЮВАННЯ ПОРОВОЇ МЕРЕЖІ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ПРОНИКНОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ВУГЛЕВОДНІВ З ВИКОРИСТАННЯМ МЕТОДУ МУЛЬТИТОЧКОВОЇ СТАТИСТИКИ

***Куровець І.М.*[1]**, *к. геол.-мін. н., с. наук. с.*, *i.kurovets@gmail.com*,
***Шира А.І.*[1]** *, м. наук. с., a.shyra@gmail.com*,
***Куровець В.В.*[2]**, *к. фіз.-мат. н., доцент, valya_kurovec@gmail.com*,
***Шпот Ю.А.*[1]**, *к. геол. н., наук. співроб., yuriy.shpot@gmail.com*,
***Кучер З.І.*[1]**, *zo.kucher@gmail.com*,
1 –Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів, Україна,
2 – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
м. Івано-Франківськ, Україна

Мережеві моделі пористого середовища є корисним засобом прогнозування фільтраційних властивостей порід-колекторів вуглеводнів. У цій роботі досліджено можливість використання реконструйованої тривимірної моделі пустотного простору, отриману з допомогою мультиточкового статистичного моделювання на основі зображень шліфів порід-колекторів, для побудови бірегулярної мережевої моделі на основі усічених октаедральних вузлів. З допомогою цієї моделі можна змоделювати порові системи з більш широким діапазоном сполучуваності пор, що робить пропоновану модель більш реалістичною і гнучкою, ніж існуючі моделі на основі кубічних вузлів. Показано, що з допомогою цих моделей можна досить точно спрогнозувати експериментально виміряну проникність зразка.

PORE NETWORK MODELLING FOR PREDICTION OF PERMEABILITY OF HYDROCARBON RESERVOIR ROCKS USING MULTIPLE-POINT STATISTICS METHOD

***Kurovets I.*[1]**, *Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Senior fellow, i.kurovets@gmail.com*,
***Shyra A.*[1]**, *Research Assistant, a.shyra@gmail.com*,
***Kurovets V.*[2]**, *Cand. Sci. (Phys.-Math.), Assoc. Prof., valya_kurovec@gmail.com*,
***Shpot Yu.*[1]**, *Cand. Sci. (Geol.), Research Assistant, yuriy.shpot@gmail.com*,
***Kucher Z.*[1]**, *zo.kucher@gmail.com*,
1 – Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals, NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine,
2 – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
Ivano-Frankivsk, Ukraine

Network models of porous media are a useful tool for predicting transport properties of hydrocarbon reservoir rocks. This work explores the possibility of using a reconstructed three-dimensional pore space model, obtained by means of multi-point statistical modeling based on thin images of reservoir rocks, to construct a bi-regular network model based on truncated octahedral nodes. With this model, it is possible to simulate pore systems with a wider range of pore connectivity, making the proposed model more realistic and flexible than existing cubic-based models. It is shown that using these models it is possible to accurately predict the experimentally measured permeability of the sample.

З розвитком обчислювальних можливостей в останні десятиліття широкого використання набули математичні методи моделювання фільтраційних властивостей порід-колекторів. Особливо перспективним є застосування таких методів при дослідженні нетрадиційних покладів вуглеводнів (сланцевих відкладів, ущільнених пісковиків). Одним з таких методів є моделювання з допомогою порових мереж, які є концептуальним зображенням пустотного простору дискретною мережею пор, які, відповідним чином з'єднані поровими каналами (Fatt, 1956; Celia et al., 1995; Blunt, 2001). Порові мережі можна розглядати як моделі середнього масштабу, у яких фізичні механізми на рівні пор, тобто в мікромасштабі, є усередненими, а колекторські властивості визначаються усередненими геометричними і топологічними характеристиками пустотного простору. Отже, моделі порових мереж доповнюють моделі мікромасштабу, базовані на зображеннях, у намаганні забезпечити краще розуміння залежності між мікроструктурними характеристиками породи та її колекторськими властивостями. Однією з переваг є те, що вони дозволяють аналізувати більші фізичні об'єми з меншими вимогами до обчислювальної здатності, порівняно з моделями

на основі зображень. На початках моделі порових мереж в основному використовували регулярну кубічну решітку з максимальним координаційним числом рівним шести (Matthews and Spearing 1992; Ioannidis and Chatzis 1993, Reeves and Celia 1996), проте згодом, отримані з допомогою комп'ютерної мікротомографії експериментальні дані показали, що частка пор з координаційним більше шести може бути значно суттєвою (Lindquist et al. 2000, Al-Raoush and Wilson 2005; Dong and Blunt 2009). Таким чином, були розроблені іррегулярні мережеві моделі як стохастичні репліки реконструйованого пустотного простору (Piri and Blunt 2005; Al-Kharusi and Blunt 2007; Van Marcke et al. 2010), а також запропоновані нові некубічні решітки, які дозволяють збільшити координаційне число сполучуваності пор до 12 при використанні ромбічних додекаедрів у якості вузлів (Vogel and Roth 2001) або 14 у випадку використання бірегулярної мережевої моделі на основі усічених октаедральних вузлів (Jivkov et al., 2013). У даній роботі було використано саме останній підхід.

В якості експериментальних даних для побудови порових мереж часто використовують тривимірні зображення, отримані з допомогою комп'ютерної мікротомографії, проте у цьому випадку існують певні обмеження в роздільній здатності обладнання, яке не дозволяє повною мірою зобразити поровий простір порід, у яких значна частка пор за розміром є меншою від роздільної здатності обладнання. Такими породами є, наприклад, одні з найбільш перспективних сьогодні для пошуку вуглеводнів карбонатні породи-колектори. Завданням даної роботи було показати можливість використання методу мультиточкової статистики (Okabe and Blunt 2004) на основі двовимірних зображень шліфів для реконструкції тривимірного зображення зразка породи-колектора з метою побудови нового класу порових мереж на основі некубічної решітки, що дозволить прогнозувати фільтраційні властивості складнопобудованих порід-колекторів вуглеводнів. Такий підхід дозволить обійти обмеження, що накладаються фізичними можливостями комп'ютерної томографії.

У цій роботі було застосовано наступну методологію. Використовуючи отримане зображення шліфа породи-колектора в якості тренувального зображення, з допомогою методу мультиточкової статистики генерується стохастичне тривимірне зображення породи, яке відтворює статистичні властивості сполучуваності пустотного простору. За допомогою методики, описаної в роботі Jivkov et al., (2013), з отриманого тривимірного зображення створюється бірегулярна мережева модель пустотного простору породи на основі усічених октаедральних вузлів. У даній моделі, порові канали представлені трубами кругового перерізу з відповідною гідравлічною провідністю. Для визначення макроскопічної проникності k даної моделі місцеположення-зв'язок k використовується рівняння:

$$k = \frac{\mu\, Q_{in}\, L_m}{(p_{in} - p_{out})\, A_m} = \frac{\mu\, Q_{out}\, L_m}{(p_{in} - p_{out})\, A_m}, \qquad (1)$$

де Q_{in} – сумарний притік, Q_{out} – сумарний витік, p_{in} і p_{out} – відповідні прикладені тиски, L_m – модельна відстань між проникними межами, A_m – модельна площа, через яку проходить потік.

Останні два параметри відрізняються від тих, що використовують в мережевих моделях з кубічною решіткою через відмінну топологію нової моделі. Модельна відстань між двома точками з фізичною відстанню $N{\cdot}L$, де L – масштабна довжина моделі, залежить від відносних часток двох типів зв'язків, що використовуються в моделі, і задається рівнянням:

$$L_m = N\, L \left(\frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_1 + \varepsilon_2} + \sqrt{3} \frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1 + \varepsilon_2} \right). \qquad (2)$$

Модельна площа, через яку проходить потік, дорівнює лише площам квадратних граней усічених октаедрів. Для фізичної площі $(N{\cdot}L)^2$ модельна площа $A_m = (N{\cdot}L)^2/8$, тому що площа квадратної грані комірки становить L^2 / 8, де L – масштабна довжина моделі.

Для дослідження було обрано зразок кварцового дрібнозернистого пісковика з нижньовізейських відкладів ДДЗ зі св. Талалаївка-6. На основі досліджень керна були отримані дані пористості, проникності та ртутної порометрії. Виміряне значення загальної пористості становить 16,8 %, а проникності – 379,85 мД. Також зі зразка породи було виготовлено шліф. Отримана з допомогою аналізу зображення шліфа пористість дорівнює 18,1 %, де більш ніж 50 % пор є меншими за 100 мкм в діаметрі і середній коефіцієнт форми пори становить 1,63. Зображення шліфа було бінаризовано і використано в якості тренувального зображення для побудови тривимірної моделі розміром 1×1×1 мм з роздільною здатністю в 1,2 мкм з допомогою методу

мультиточкової статистики. Отримане тривимірне зображення було відфільтроване з допомогою тривимірного медіанного фільтра для зменшення шуму. Була створена структура скелета пустотного простору з допомогою прогресивного потоншення пор, що дозволило ідентифікувати центри пор та порові канали. Тоді визначено розмір, форму та об'єм пор, діаметри порових каналів, загальне число порових каналів і координаційне число для кожної пори. Також розраховано середнє значення фактора форми для пор, яке становило 1,92. Це значення менше відповідає сфері, ніж фактор форми, визначений зі шліфа, й наразі не зрозуміло, чи ця різниця спричинена відмінністю між тривимірною і двовимірною геометрією, чи меншою роздільною здатністю кінцевого зображення.

Були проведені моделювання з метою побудови трьох мережевих моделей M_0, M_1, M_2 різного розміру: ($0 \le X_1 \le 20L$, $0 \le X_2 \le 20L$, $0 \le X_3 \le 40L$), ($0 \le X_1 \le 20L$, $0 \le X_2 \le 20L$, $0 \le X_3 \le 60L$), ($0 \le X_1 \le 40L$, $0 \le X_2 \le 40L$, $0 \le X_3 \le 40L$) відносно координатної системи (X_1, X_2, X_3), зорієнтованої вздовж основних осей згенерованого зображення. Ці три розміри були використані з метою перевірки незалежності результатів від довжини і перерізу потоку.

Для кожної з наведених вище моделей було проаналізовано десять різних випадкових розподілів сполучуваності та розмірів пор. Масштабні довжини моделі L, довжини потоку моделі L_m та площі Am – середні отримані значення з десяти розподілів. Однак, при розрахунку макроскопічної проникності для кожної моделі використовувалися власні параметри довжини та площі. Для кожної з 10 реалізацій для кожної з моделей були експериментально виміряні тиски, p_{in} та p_{out} ($p_{in} > p_{out}$), застосовано до ділянок у площинах $X_3 = 0$ і $X_3 = 40L$ ($60L$ для M_1) відповідно, а нульові потоки були визначені для ділянок на площинах $X_1 = 0$, $X_1 = 20L$ ($40L$ для M_2), $X_2 = 0$ і $X_2 = 20L$ ($40L$ для M_2). Макроскопічна проникність була розрахована за допомогою рівняння (1) у мкм^2.

Середній час роботи процесора для генерації моделей трьох розмірів становить 29 хв для моделей 20x20x40, 52 хв для моделей 20x20x60 та 173 хв для моделей 40x40x40.

Значення проникності були розраховані на моделях M_0, M_1, M_2, побудованих з використанням експериментально визначених розподілів розмірів пор і порових каналів та усередненим координаційним числом.

Отримані результати показують, що запропонований підхід може забезпечити достатньо добре прогнозування проникності, використовуючи досить обмежений набір даних мікроструктури зразка. Розкид розрахованих значень проникності зменшується зі збільшенням розміру моделі, що є очікуваним результатом, оскільки вибірка розмірів порових каналів в моделі стає більш репрезентативною відносно експериментально визначеного розподілу.

Література

1. Fatt I. The network model of porous media // Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers. 1956. 207. P. 144–181.
2. Celia M.A., Reeves P.C., and Ferrand L.A. Recent advances in pore scale models for multiphase flow // Reviews of Geophysics, Supplement. 1995. 33. P. 1049–1057.
3. Blunt M. J. Flow in porous media – pore-network models and multiphase flow. *Current Opinion in Colloid and Interface Science.* 2001. 6(3). P. 197–207.
4. Matthews, G.P., Spearing, M.C. Measurement and modelling of diffusion, porosity and other pore level characteristics of sandstone. *Marine Petrol. Geol.* 1992. 9. P. 146–154.
5. Ioannidis M.A., Chatzis I. Network modelling of pore structure and transport properties of porous media. *Chem. Eng. Sci.* 1993. 48. P. 951–972.
6. Reeves P.C., Celia M.A. A functional relationship between capillary pressure, saturation, and interfacial area as revealed by a pore-scale network model. *Water Resour. Res*. 1996. 32 P. 2345–2358.
7. Lindquist W.B., Venkatarangan A., Dunsmuir J., Wong T.-F. Pore and throat size distributions measured from synchrotron X-ray tomographic images of Fontainebleau sandstones. *J. Geophys. Res.* 2000. 105. P. 21509–21527.
8. Al-Raoush R.I., Wilson C.S. Extraction of physically realistic pore network properties from three-dimensional synchrotron X-ray microtomography images of unconsolidated porous media images. *J. Hydrol.* 2005. 300. P. 44–64.

9. Dong H., Blunt M.J. Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images. *Phys. Rev.* E 80, 036307. 2009.

10. Piri M., Blunt M.J. Three-dimensional mixed-wet random pore-scale network modelling of two- and three-phase flow in porous media. I. Model description. *Phys. Rev.* E 71 026301 2005.

11. Al-Kharusi A.S., Blunt M.J. Network extraction of sandstone and carbonate pore space images. *J. Petrol. Sci. Eng.* 2007. 56. P. 219–231.

12. Van Marcke P., Verleye B., Carmeliet J., Roose D., Swennen R. An improved pore network model for the computation of the saturated permeability of porous rock. *Trans. Porous Media.* 2010. 85. P. 451–476.

13. Vogel, H.-J., Roth, K. Quantitative morphology and network representation of soil pore structure. *Adv. Water Resour.* 2001. 24. P. 233–242.

14. Jivkov A.P., Hollis C., Etiese F., McDonald S.A., Withers P.J. A novel architecture for pore network modelling with applications to permeability of porous media. *Journal of Hydrology.* 2013. 486. P. 246–258.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.04/9

ЗАЛЕЖНОСТІ МІЖ КІЛЬКІСНИМИ І ЯКІСНИМИ ПАРАМЕТРАМИ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ З НЕЗНАЧНИМИ ЗАПАСАМИ

***Рудько Г.І.*[1]**, *д. геол.-мін. н., д. геог. н., д. т. н., проф., office@dkz.gov.ua,*
***Курило М.М.*[2]**, *к. геол. н., доцент, marikurylo@meta.ua,*
***Бала В.В.*[1]**, *bala@dkz.gov.ua,*
***Маковський Ю.С.*[3]**, *геол.-мін. н., доцент,*
1 – Державна комісія України по запасах корисних копалин, м. Київ, Україна,
2 – ННІ «Інститут Геології», Київський національний університет ім. Т. Шевченка, м. Київ, Україна,
3 – Львівський національний університет ім. І.Франка, м. Львів, Україна

Проведено статистичний і кореляційний аналіз головних показників якості й кількості запасів вугілля на прикладі об'єктів з незначними запасами. Систематизовано показники якості, кількості та гірничо-геологічних умов розробки, за якими у вітчизняній і міжнародній практиці встановлюють промислове значення вугільних родовищ. Проведено кореляційний аналіз таких показників для вугільних родовищ з незначними запасами для визначення головних характеристик, які можуть істотно впливати на рентабельність освоєння запасів.

DEPENDENCIES BETWEEN QUANTITATIVE AND QUALITATIVE PARAMETERS OF COAL DEPOSITS WITH LOW STOCKS

***Rudko G.I.*[1]**, *Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Dr. Sci. (Geogr.), Dr. Sci. (Tech.), Prof., office@dkz.gov.ua,*
***Kurylo M.M.*[2]**, *PhD (Geol.), Assoc. Prof., kurilo@mail.univ.Kyiv.ua,*
***Bala V.V.*[1]**, *bala@dkz.gov.ua,*
***Makovskiy Yu.S.*[3]**, *PhD (Geol.-Mineral.), Assoc. Prof.,*
1 – State Commission of Ukraine on Mineral Resources, Kyiv, Ukraine,
2 – Institute of Geology, National Taras Shevchenko University of Kyiv, Kyiv, Ukraine,
3 – Ivan Franko National University of Lviv, Lviv, Ukraine

The statistical and correlation analysis of main indicators of quality and quantity of coal reserves by the example of objects with low stocks. Indicators of quality, quantity and mining-geological conditions of exploitation, which are used to determine the commercial value of coal deposits in domestic and international practice, have been systematized. Correlation analysis of indicators for coal deposits with low stocks has been conducted in order to determine main characteristics that can significantly affect profitability of the development of reserves.

Вступ. Донецький басейн є основною сировинною базою постачання енергетичного і технологічного палива в Україну. Басейн займає центральну частину Великого Донбасу та охоплює площу поширення кам'яновугільних відкладів у межах великого Доно-Дніпровського прогину від р. Прип'ять на північному заході до м. Сальськ на південному сході. Площа сучасного Донбасу близько 60 тис. км^2. Розташований басейн у межах Луганської, Дніпропетровської, Донецької, Харківської областей України.

У басейні створено 249 гірничих підприємств приватної форми власності. Виробнича потужність приватних підприємств вкрай мала (кілька тисяч тонн вугілля за рік), дуже рідко – 50–100 тис. т/рік. Малі гірничі підприємств, що мають спеціальні дозволи на експлуатацію вугільних родовищ із незначними запасами. Приналежність до такого класу визначається відповідно до Постанови КМУ від 11 серпня 2000 р. N 1257 «Про затвердження критеріїв, за якими визначаються незначні запаси корисних копалин» [8]. Для родовищ кам'яного вугілля цим нормативом встановлено граничне значення – запаси менше 5 млн т, для бурого вугілля – менше 0,5 млн т.

Малі гірничі підприємств що здійснюють видобування вугілля за станом на 2014 р мають загальною виробничою потужністю 11,4 млн т вугілля за рік, з них з коксівним вугіллям 29 шахт, загальною виробничою потужністю 3,5 млн т вугілля за рік та 186 шахт з антрацитами, загальною потужністю 6,2 млн т вугілля за рік.

У вітчизняній практиці доцільність освоєння незначних запасів вугілля встановлюється в результаті проведення геолого-економічної оцінки (ГЕО), яка відбувається на базі розвіданих і попередньо оцінених запасів. Встановлення промислового значення проводиться на стадії попередньої геолого-економічної оцінки (ГЕО-2) за допомогою як прямих розрахунків, так порівняльних оцінок, співставлення з іншими об'єктами, які вже розробляються.

Послідовність виконання геолого-економічної вугільних родовищ детально висвітлено у вітчизняних науково-методичних працях та нормативних документах [3–5, 8–10]. Параметри кількості, якості і гірничо-геологічних умов експлуатації, які визначають промислове значення запасів твердих корисних копалин, визначено досить детально в роботах [5, 8, 10].

Виклад основного матеріалу. Вітчизняна практика геолого-економічної оцінки вугільних родовищ базується на Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр [4] та Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ вугілля [2]. В цих документах наводяться критерії розподілу запасів вугілля за промисловим значенням. Ними можуть бути: гірничотехнічні або технологічні чинники, результати техніко-економічних розрахунків та/або матеріали фінансової звітності. В даних документах наведено загальні методичні підходи до проведення ГЕО.

Можливість залучення до промислової розробки найбільш якісних запасів вугілля у випадках їх незначної кількості. За умови критичних значень кількості запасів рентабельність їх експлуатації можлива за умови позитивних значень інших параметрів оцінки – якісних характеристик, які визначають напрям використання вугілля, та гірничо-геологічних умов, за якими обґрунтовують способи і системи розробки.

Для встановлення промислового значення таких об'єктів проводиться кількісна, якісна і вартісна оцінка запасів за переліком критеріїв, які визначають рентабельність такого відпрацювання.

Більшість опублікованих праць містять методику і інструменти геолого-економічної оцінки запасів і ресурсів вугілля загалом або стосуються окремих одиничних родовищ [4, 8]. В зазначених методиках небагато уваги приділяється об'єктам із незначними запасами через їх невелику частку в балансі всієї мінерально-сировинної бази. В роботах, які стосуються конкретних вугільних родовищ як правило не проведені порівняльні оцінки і статичний аналіз даних для великої вибірки об'єктів.

У зв'язку з чим авторами виконані дослідження що стосуються родовищ вугілля із незначними запасами, які масштабно оцінювались і залучались до освоєння протягом 2009–2013 рр. Такі об'єкти, як правило, мають негативний вплив параметрів, які стосуються кількості запасів, і виражені в незначних термінах експлуатації. Натомість для них характерні позитивні значення інших параметрів оцінювання. Для статичного аналізу створено базу даних із більше 90 об'єктів із незначними запасами, які розвідані або розробляються, що дозволило обґрунтувати узагальнені висновки для всіє вибірки.

Для проведення статистичного аналізу було створено вибірку із групи вугільних родовищ із незначними запасами, для яких зібрано і систематизовано наступні показники (табл. 1, 2):

1. складність геологічної будови та гірничо-геологічних умов розробки (по групам складності відповідно до [2];
2. мінімальна загальна потужність, м;
3. максимальна загальна потужність, м;
4. середня загальна потужність, м;
5. витриманість пластів (по групам витриманості пластів відповідно до [2]);
6. площа шахтоділянки;
7. глибина залягання пластів, м;

8. кути падіння порід (від…до);
9. вологість, %;
10. зольність чистих вугільних пачок, %;
11. середня зольність з врахуванням засмічення,%;
12. вміст сірки,%;
13. вихід летких речовин середній, %;
14. кількість балансових запасів, тис. т;
15. експлуатаційні запаси, тис. т;
16. виробнича потужність, тис. т/рік;
17. термін будівництва, років;
18. термін експлуатації, років;
19. собівартість 1 т рядового вугілля, грн;
20. оптова ціна 1 т. рядового вугілля, грн;
21. рентабельність по чистому прибутку,%.

Таблиця 1

Показники варіації якісних параметрів вугілля та гірничо-геологічних характеристик

Показники оцінки	Minimum	Maximum	Середнє значення	Стандартне квадратичне відхилення	Коефіцієнт варіації Kv
середня загальна потужність, м	0,52	1,38	0,85	0,21	0,25
вологість, %	0,70	5,30	1,99	1,12	0,56
середня зольність з врахуванням засмічення,%	0,70	35,90	19,52	7,92	0,41
вміст сірки,%	,70	35,90	19,52	7,92	0,41
вихід летких речовин середній, %	1,38	43,90	11,89	11,83	0,99
глибина залягання пластів, м	30,00	1059,50	355,35	203,35	0,55
площа шахтоділянки	0,04	6,38	1,31	1,40	0,23
кути падіння порід від	3,00	45,00	17,67	12,89	0,57
кути падіння порід до	7,00	65,00	38,62	15,83	1,07

Таблиця 2

Показники варіації кількості запасів і техніко-економічних параметрів

Показники оцінки	Minimum	Maximum	Середнє значення	Стандартне квадратичне відхилення	Коефіцієнт варіації Kv
кількість балансових запасів, млн т	21,00	11889,00	1699,89	2394,24	1,41
експлуатаційні запаси	13,03	9018,00	1442,17	1646,97	1,14
виробнича потужність	6,00	600,00	98,63	113,04	1,15
термін будівництва, років	,40	8,00	2,02	1,09	0,54
термін експлуатації, років	6,00	37,40	16,62	6,33	0,38
собівартість 1 т рядового вугілля	270,00	695,00	515,26	98,34	0,19
оптова ціна 1 т. рядового вугілля	290,00	710,00	541,20	98,86	0,18

Серед перелічених показників № 1–8 характеризують складність геологічної будови та гірничо-геологічних умов розробки, № 9–13 визначають якість, марки та напрям використання вугілля, показники № 14–21 стосуються кількості запасів та техніко-економічних параметрів їх розробки.

Для більшості ділянок експлуатаційні запаси складають від 20 до 11 889 тис. т, продуктивність знаходиться в межах 6–600 тис. т/рік. Розробка запасів відбувається камерною системою.

Співставлення та розподіл об'єктів по групам складності будови, витриманості вугільних пластів і продуктивності наведено на рис. 1.

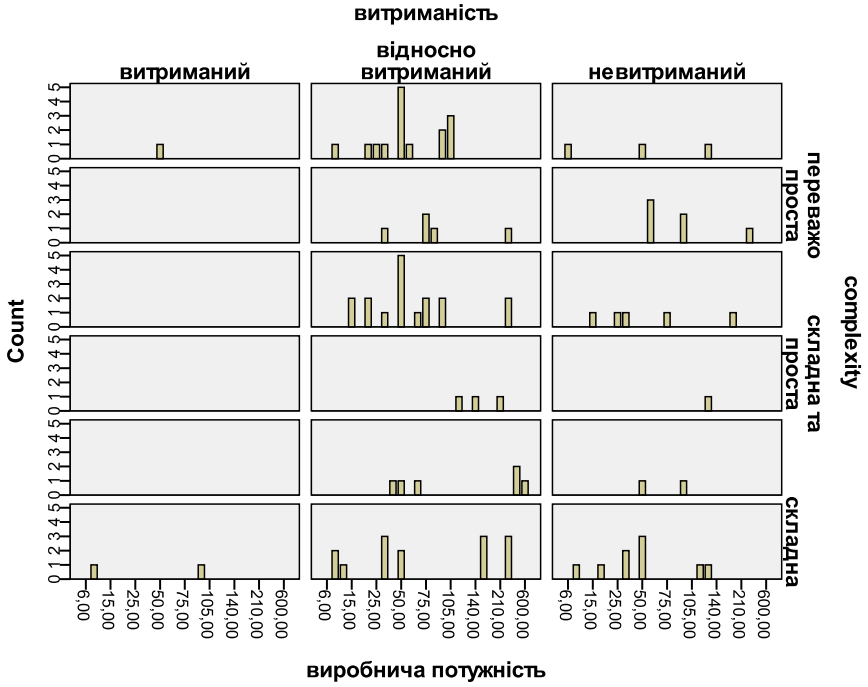


Рис. 1. Розподіл об'єктів по групам складності будови, витриманості вугільних пластів і продуктивності

Проведений статистичний аналіз дозволив виявити найбільш сталі та найбільш динамічні параметри якості та умов відпрацювання незначних запасів вугілля, що дозволяє кількісно оцінити геологічні ризики непідтвердження якості або кількості запасів.

Серед параметрів якості вугілля найбільші коливання характерні для виходу летких компонентів, що визначає цей параметр як найбільш ризикований. Найменші коефіцієнти варіації характерні для вологості вугілля. Серед параметрів гірничо-геологічних умов розробки максимальні значення коефіцієнтів варіації характерні для кутів падіння пластів. Відповідно із ними пов'язані максимальні ризики можливого непідтвердження запасів вугілля або нерентабельного їх відпрацювання. Найменші значення - витриманості пластів, що характеризує параметр як найбільш безпечний (безризиковий) при промисловому освоєнні запасів.

Наступним кроком для даної вибірки було проведено кореляційний аналізу між показниками якості і кількості запасів вугілля, параметрів гірнчио-геолологічних умов розробки і кількістю вугілля, а також всіх вище перелічених показників із результуючими техніко-економічними показниками (продуктивністю по видобутку, терміном експлуатації, собівартістю видобутку,

вартістю вугілля та рентабельністю розробки запасів. В більшості випадків при проведенні аналізу незалежними величинами були показники якості видобутого вугілля або гірничо-геологічних умов розробки. В якості залежних параметрів використовувались результати підрахунку запасів (кількість) та техніко-економічні показники.

Кореляційний аналіз параметрів якості і кількості вугілля та техніко-економічних показників виявив наступні залежності:

1) серед показників якості вугілля найбільше вплив на величину запасів має вихід летких речовин.

2) вміст сірки і зольність вугілля негативно впливають на значення собівартості видобутку і переробки.

3) фіксується високий кореляційний зв'язок між величиною запасів і продуктивністю по видобутку, що свідчить про переважний вплив цього фактору не дивлячись на гірничо-геологічні умови.

4) величина запасів незначним чином впливає на рентабельність розробки запасів, що можна пояснити однорідністю даних вибірки щодо величини запасів, оскільки всі вони є незначними.

Окремі розподіли параметрів якості і кількості вугільних запасів наведені на рис. 2–3.

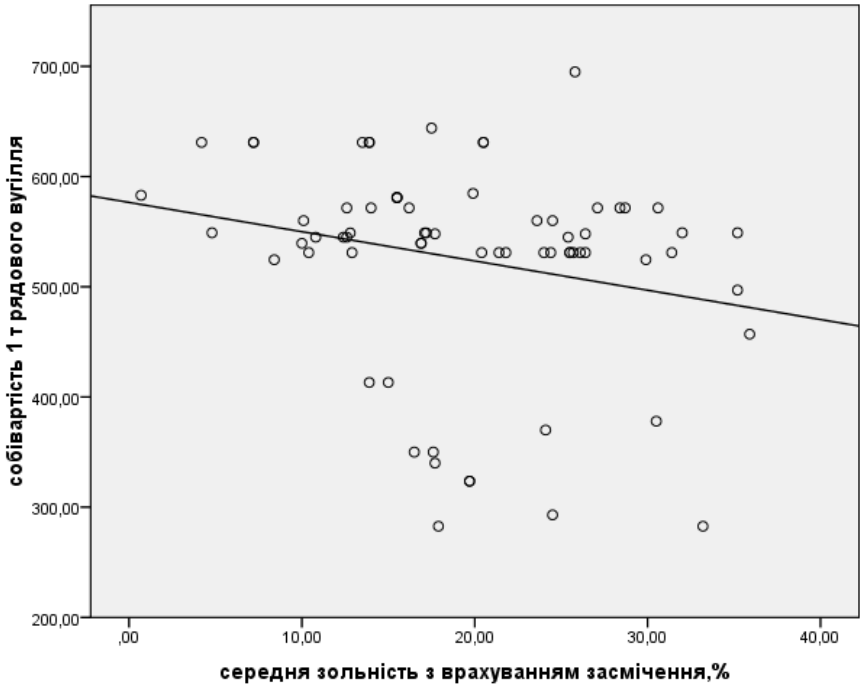


Рис. 2. Залежність між зольністю запасів і собівартістю видобутку

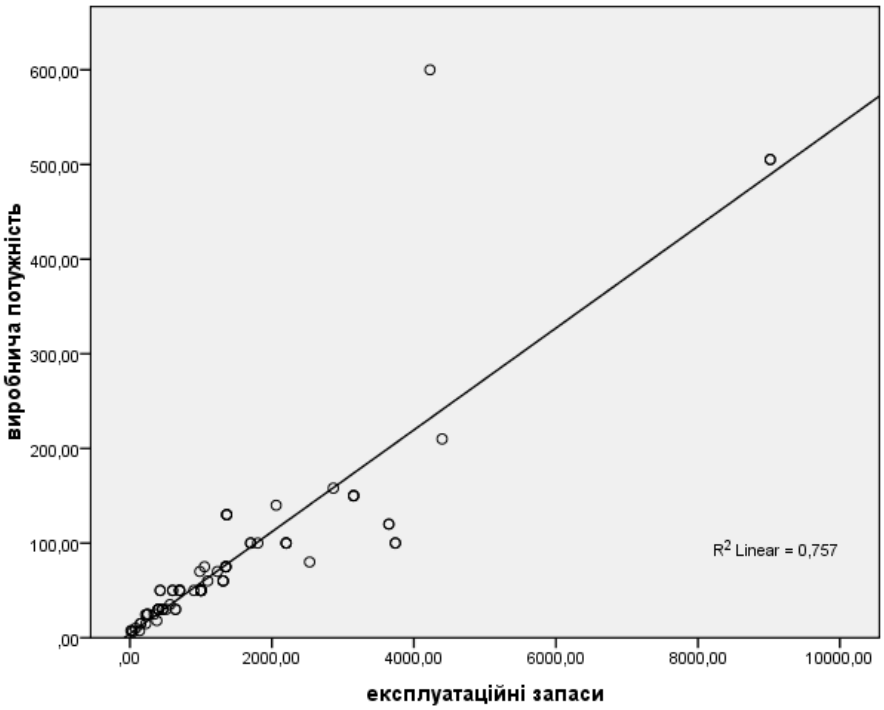


Рис. 3. Залежність між величиною запасів і продуктивністю по видобутку

Кореляційний аналіз гірничо-геологічних параметрів освоєння та техніко-економічних показників виявив наступні залежності:

1) найбільше на складність геологічної будови і гірничих умов розробки впливає потужність вугільних пластів. Пряма залежність складності і будови і потужності вугільних пластів є не природною характеристикою і пов’язана із застосуванням параметрів кондицій по потужності для різних за величиною запасів: чим більша потужність пластів, тим складнішої будови родовища можна залучити до промислової розробки. Незначні запаси родовища із малими потужностями є нерентабельними. Також саме ускладнення умов експлуатації спричиняє скорочення термінів експлуатації родовища. Терміни будівництва для більшості об’єктів із незначними запасами не перевищують чотирьох років, але при ускладненні гірничо-геологічних факторів спостерігається певне зростання термінів будівництва шахт та виходу на проектну продуктивність до 8 років.

2) для даної вибірки родовищ із незначними запасами, значна кількість балансових запасів зосереджено на більших глибинах/збільшується із глибиною залягання пластів. Пряма залежність величини запасів і глибини залягання вугільних пластів є так само пов’язана із застосуванням параметрів кондицій по глибині для різних за величиною запасів: чим більша кількість запасів, тим більші глибини можуть бути рентабельними для відпрацювання.

3) найбільш чутливими обсяги балансових запасів виявляються до кутів падіння вугільних пластів та глибини їх залягання, що визначає доцільність використання відповідних параметрів кондицій.

4) на рентабельність розробки найбільше впливають кути падіння пластів та терміни відпрацювання запасів. Фіксується певний прямий зв'язок між глибиною розробки і рентабельністю, що може бути спричинено концентрацію найбільш якісних запасів на більших глибинах.

Окремі розподіли гірничо-геологічних параметрів освоєння вугільних запасів та техніко-економічних показників наведені на рис. 4–6.

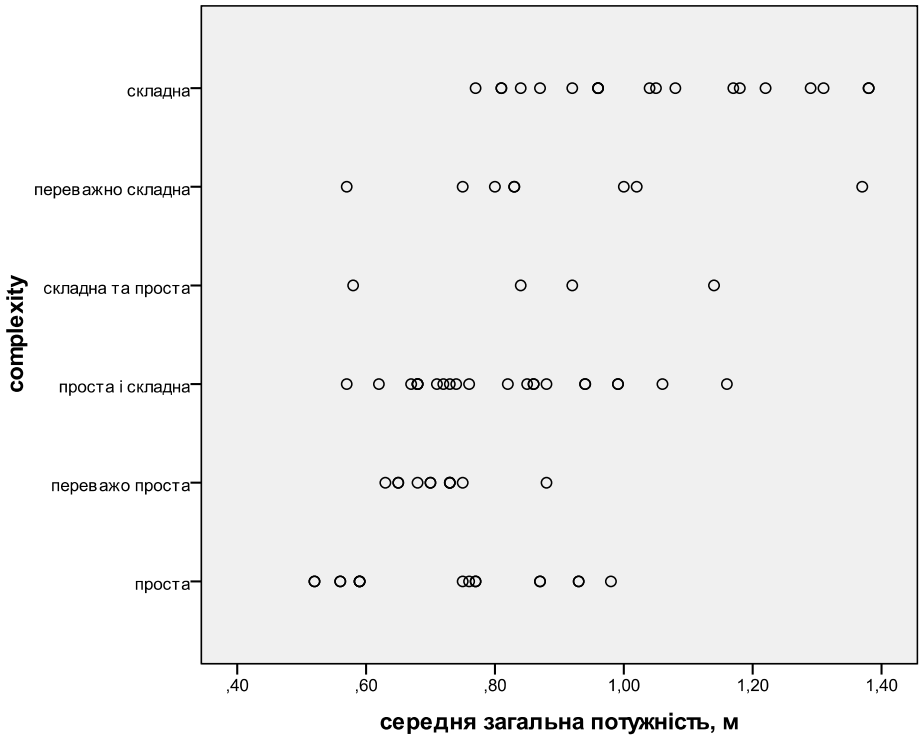


Рис. 4. Розподіл і залежність складності геологічної будови вугільних пластів від потужності вугільних пластів

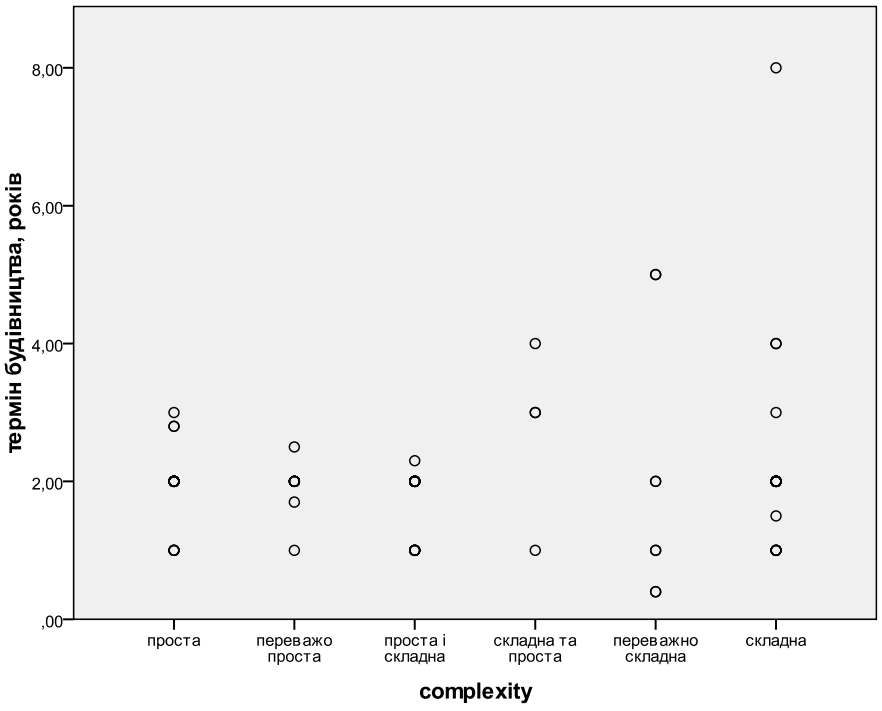


Рис. 5. Розподіл і залежність терміну будівництва добувного підприємства від складності геологічної будови вугільних пластів

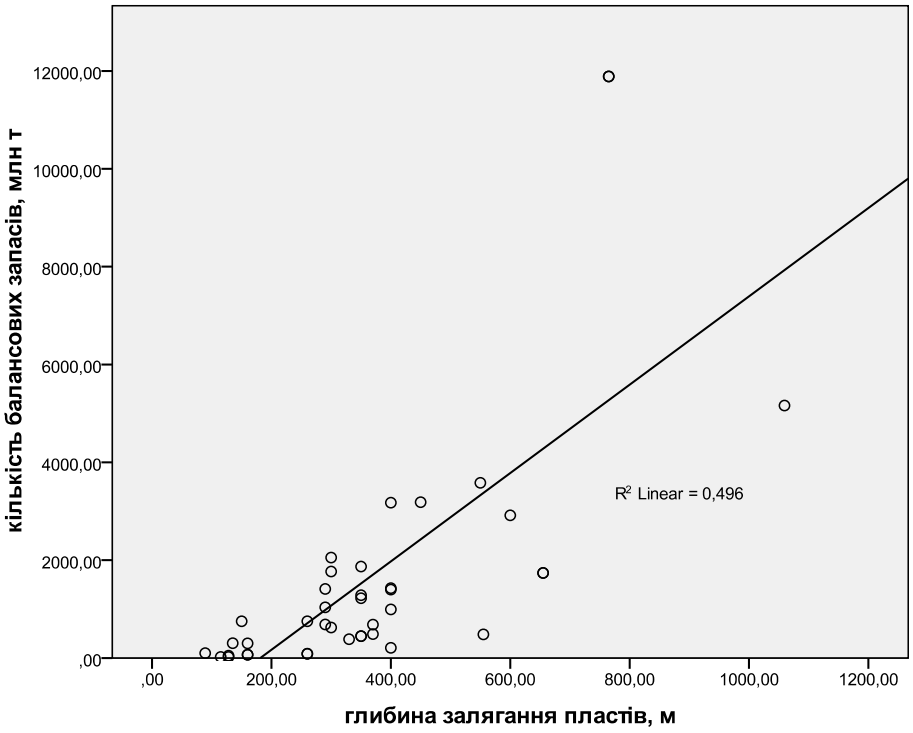


Рис. 6. Розподіл і кількості запасів вугілля від глибини залягання пластів

Для більшості родовищ першим визначальним критерієм оцінки є величина запасів. Крупні за масштабом родовища можуть рентабельно розроблятись навіть при негативному впливі інших факторів промислової цінності. Прямо протилежні передумови характерні для родовищ вугілля із незначними запасами. Статистичний та кореляційний аналіз дозволив виявити найбільш сприятливі параметри якості та умов розробки незначних та дрібних запасів вугілля, які дозволяють рентабельно їх видобувати. Для оцінених вітчизняних об'єктів найбільший вплив на промислове значення кути падіння вугільних пластів та глибини їх залягання, що визначає доцільність використання відповідних параметрів кондицій. В свою чергу на складність геологічної будови і гірничих умов розробки найбільше впливає потужність вугільних пластів. Пряма залежність складності і будови і потужності вугільних пластів пов'язана із застосуванням параметрів кондицій по потужності для різних за величиною запасів: чим більша потужність пластів, тим складнішої будови родовища можна залучити до промислової розробки. Незначні запаси родовища із малими потужностями є нерентабельними. Також саме ускладнення умов експлуатації спричиняє скорочення термінів експлуатації родовища. Терміни будівництва для більшості об'єктів із незначними запасами не перевищують чотирьох років, але при ускладненні гірничо-геологічних факторів спостерігається певне зростання термінів будівництва шахт та виходу на проектну продуктивність до 8 років.

Серед параметрів якості вугілля найбільші коливання характерні для виходу летких компонентів, що визначає цей параметр як найбільш ризикований. Серед параметрів гірничо-геологічних умов розробки максимальні значення коефіцієнтів варіації і відповідні ризики можливого непідтвердження запасів вугілля або нерентабельного їх відпрацювання характерні для кутів падіння пластів. Найменші значення – витриманості пластів, що характеризує параметр як найбільш безпечний (безризиковий) при промисловому освоєнні запасів.

Промислового значення об'єкти із незначними запасами можуть набувати за сприятливості всіх інших умов освоєння – гірничотехнічних умов, які сприяють формуванню низької собівартості видобутку, якості корисної копалини, сприятливої кон'юнктури ринку мінеральної сировини, локалізації об'єкту по відношенню до споживачів та ін. При цьому головною передумовою залучення об'єктів із незначними запасами до експлуатації має бути їх високий ступінь геологічного вивчення, а рішення про можливе промислове значення повинно прийматися після детальних техніко-економічних розрахунків.

Література

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80.
2. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ вугілля. Київ:ДКЗ України, 2004. 34 с.
3. Каждан А.Б. Геолого-экономическая оценка месторождений полезных ископаемых. Москва: Недра, 1985.
4. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр: Постанова Кабінету Міністрів України № 432 від 05.05.97. Офіційний вісн. України. 1997. № 19.
5. Основи економічної геології: навч. посібник / М.М. Коржнев, В.А. Михайлов, В.С. Міщенко та ін. Київ: Логос, 2006. 223 с.
6. «Про затвердження критеріїв, за якими визначаються незначні запаси корисних копалин»: Постанова КМУ від 11 серпня 2000 р. № 1257. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1257-2000-%D0%BF.
7. Про затвердження Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 р.: Закон України від 21.04.2011 №3268-VI. Офіц. вісн. України. 2011. № 39. Ст. 1581.
8. Рудько Г. Геолого-економічна оцінка родовищ корисних копалин / Г. Рудько, М. Курило, С. Радованов. Київ:АДЕФ-Україна, 2011. 364 с.
9. Australasian Code for Reporting of Exploration Results, Mineral Resources and Ore Reserves. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://www.jorc.org/docs/JORC_code_2012.pdf.
10. Wellmer E.W. Economic evaluation in exploration. Berlin, Springer Verlag, 1986.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.048

ЧИННИКИ ВПЛИВУ НА ВАРТІСТЬ ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ У НАДРАХ

Михайлів І.Р., *к. геол. н., доцент, iramykhailiv@ukr.net,*
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
м. Івано-Франківськ, Україна

Вартість запасів у надрах, яка кількісно представлена величиною дисконтованого грошового потоку, який може бути отриманий у результаті освоєння оцінених обсягів вуглеводнів, розглядається як багатокомпонентна сильно залежна від низки геологічних, технологічних та економічних чинників система. Проведений регресійний аналіз, який дозволив встановити відокремлений та спільний вплив факторів на дисконтований грошовий потік і кількісно оцінити цей вплив використовуючи низку критеріїв. Встановлено, що навіть не суттєва зміна будь-якого технологічного або економічного параметру, особливо на фоні тривалої розробки родовища може значно вплинути на величину вартості запасів як у бік її збільшення, так і зменшення, а найбільший вплив мають – ціна одиниці товарної продукції та обсяг видобутку.

FACTORS AFFECTING THE VALUE OF OIL AND GAS RESERVES IN THE BOWELS

Mykhailiv I., *Cand. Sci. (Geol.), Assoc. Prof., iramykhailiv@ukr.net,*
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

The value of subsurface reserves, which is quantitative lyre presented by the amount of discounted cash flow that can be obtained as a result of exploration estimated hydrocarbon volumes, is considered to be a multi-component system highly dependent on a number of geological, technological and economic factors. A regression analysis was performed to determine the separate and joint effect of the factors on the discounted cash flow and to quantify this impact using a number of criteria. It is established that not even a significant change in any technological or economic parameter, especially against the background of long-term development of the field, can significantly affect the value of reserves both in the direction of it sin crease and decrease, and the greatest influence have – the price per unit of commodity production and volume of production.

Геолого-економічна оцінка запасів та ресурсів родовища нафти і газу є доволі трудоємним комплексним науково-дослідним процесом, який спрямований на аналіз усіх можливих конкурентоспроможних варіантів інвестиційного проекту з їх підрахунку і промислового освоєння родовища та вибір серед них найраціональнішого – оптимального варіанту. Завершується підрахованими обсягами початкових та поточних видобувних запасів нафти і газу, розрахованою вартістю цих запасів у надрах та обчисленим доходом держави у вигляді надходжень до бюджетів та державних цільових фондів.

У якості кількісного показника вартісної оцінки запасів і ресурсів вуглеводнів родовища виступає очікувана величина дисконтованого грошового потоку, який може бути отриманий в результаті розробки їх оцінених обсягів. Розрахована за результатами ГЕО вартість запасів та/або ресурсів визначає вартість активів видобувного підприємства, використовується для розрахунків певних податкових зобов'язань надрокористувача та виступає у якості вихідної інформації для визначення вартості спецдозволів на користування надрами.

Визначення вартості запасів та ресурсів, у тому числі нафти і газу, регламентоване чинною "Методикою визначення вартості запасів і ресурсів корисних копалин родовища або ділянки надр, що надається у користування", що затверджена Постановою КМУ № 1117 від 25.08.2004 р. [1] та поводиться за формулою:

$$B = \sum_{t=1}^{T} \frac{Д_t - B_t - S_{Tt} - П_t}{(1+d)^t} - \sum_{t=1}^{T} \frac{K_t}{(1+d)^t},$$

де B - вартість запасів на дату оцінки; d - норма дисконту; $Д$ - річний дохід від реалізації товарної продукції в t-му році; B - експлуатаційні витрати в t-му році без амортизаційних відрахувань; $П$ - розмір податків і платежів у t-му році, що не входять до експлуатаційних витрат; K_t - капітальні

вкладення у промислове будівництво в *t*-му році, включаючи отримання геологічної інформації; *T* - термін використання родовища або ділянки надр для геологічного вивчення та (або) видобутку корисних копалин до виведення родовища з експлуатації.

Варто зазначити, що дисконтований грошовий потік хоча і визначається шляхом певних арифметичних дій, вимагає доволі ретельного обґрунтування вихідних параметрів, частина з яких суттєво змінюється з часом. Відповідно, метою досліджень є встановлення характеру впливу низки технологічних та економічних чинників на вартість запасів та ресурсів родовища нафти і газу.

На загал, чинники, що впливають на вартість запасів та ресурсів вуглеводнів можна звести до таких (рис. 1):



Рис. 1. Групи чинників впливу на вартість запасів нафти і газу

Геологічні чинники визначають обсяги вуглеводнів та їх розподіл за різними класифікаційними ознаками і включають підраховані:

– загальні запаси та ресурси вуглеводнів і корисних компонентів, що за даними геологічного вивчення виявлені або очікуються на місці залягання;

– видобувні запаси (ресурси), що є часткою загальних запасів (ресурсів), видобуток і переробка яких є економічно доцільною за умови раціонального використання сучасних техніки і технології та дотримання вимог до охорони надр і навколишнього середовища.

Технологічні чинники визначають шляхи вилучення запасів нафти і газу та умови підготовки їх товарних обсягів і включають:

– оцінені дреновані запаси нафти і газу;

– виділені експлуатаційні об’єкти;

– обґрунтовану оптимальну систему розробки родовища.

Ринкові умови визначають величину доходу, який може бути отриманий у перспективі в результаті освоєння об'єктів і включають:

– ціни реалізації вуглеводнів та їх супутніх компонентів;

– наявність ринку збуту;

– ціни на обладнання та необхідні матеріали;

– облікову ставку НБУ.

Умови надрокористування визначають розподіл очікуваного доходу між учасниками процесу і включають:

– параметри чинного законодавства у галузі надрокористування;

– умови фінансування (інвестування);

– умови угоди про розподіл продукції.

У той же час, слід зауважити, що найбільший вплив на дисконтований грошовий потік матимуть такі основні чинники, як:

– поточні обсяги запасів та ресурсів нафти, газу та конденсату;

– величина річного видобутку нафти, газу та конденсату, кількість свердловин та загальна тривалість періоду розробки;

– сценарій проектних робіт з розробки родовища;

– величина нормативів капітальних вкладень на подальшу розробку родовища та нормативів експлуатаційних витрат на видобуток;

– чинна податкова система;

– прийняті ціни на реалізацію продукції.

З метою встановлення ступеню впливу різних чинників на дисконтований грошовий потік проведено регресійний аналіз, який власне є методом визначення відокремленого та спільного впливу факторів на результативну ознаку і кількісної оцінки цього впливу шляхом використання відповідних критеріїв. Для цього необхідно підібрати та обґрунтувати рівняння зв'язку, що відповідає характеру аналітичної стохастичної залежності між досліджуваними ознаками [2].

У даному випадку у якості результативної ознаки розглядався дисконтований грошовий потік, тоді як у якості факторних ознак виступали – дебіт видобувної свердловини, кількість видобувних свердловин, капітальні вкладення у розробку родовища, ставка рентної плати за користування надрами, ціна продажу продукції та облікова ставка НБУ. Проведеними дослідженнями охоплено часовий період з 01.01.2015 по 31.12.2018 р.

Рівняння регресії яке показує як в середньому змінюється результативна ознака під впливом зміни факторних ознак (табл. 1) має вигляд:

$$ДГП = -0{,}52 \cdot 10^6 + 9{,}9 \cdot 10^3 * x1 + 5{,}8 \cdot 10^3 * x2 - 4{,}2 \cdot 10^3 * x3 - 3{,}67 \cdot 10^3 * x4 + 59 * x5 - 1{,}6 \cdot 10^3 * x6$$

Таблиця 1

Підсумки регресійного аналізу для залежної змінної

Regression Summary for Dependent Variable / ДГП, тис. грн. (N=74)							
Фактори	b*	Std.Err. (of b*) / СК похибка b*	b	Std.Err. (of b) / СК похибка b	t(67)	p-value / рівень істотності	Висновок про вплив фактора
Intercept / вільний член			-520144	92499,6	-5,62	0,00	істотний
Видобуток нафти - x1	0,656	0,037	9908	556,7	17,80	0,00	істотний
Кількість свердловин - x2	0,066	0,037	5792	3285,4	1,76	0,08	неістотний
Капітальні вкладення - x3	-0,115	0,035	-4194	1289,2	-3,25	0,00	істотний
Плата за надра - x4	-0,075	0,036	-3615	1728,5	-2,09	0,04	істотний
Ціна 1 т нафти - x5	0,813	0,039	59	2,8	20,96	0,00	істотний
Облікова ставка - x6	-0,354	0,038	-15674	1671,9	-9,37	0,00	істотний

Аналіз встановленої залежності засвідчив, що найбільший вплив на зміну дисконтованого грошового потоку справляють такі показники, як ціна одиниці видобутої продукції та її видобуток (табл. 2). Для них часткові коефіцієнти кореляції, які є мірою зв’язку між грошовим потоком і

чинником, є найбільші і становлять відповідно 0,93 та 0,91. Менш істотний вплив мають облікова ставка, вартість 1 м проходки та плата за надра з частковими коефіцієнтами кореляції – (-) 0,75, (-) 0,37 та (-) 0,25. Зовсім неістотний вплив на дисконтований грошовий потік має кількість свердловин, з частковим коефіцієнтом кореляції – 0,21.

Таблиця 2

Аналіз впливу факторів на дисконтований грошовий потік

Фактори (в порядку зменшення впливу)	b*	Partial (Cor.) / часткові коеф. кореляції	t(67)	p-value / рівень істотності	Висновок про вплив фактора
Ціна 1 т нафти, грн	0,81	0,93	20,96	0,00	істотний
Видобуток нафти	0,66	0,91	17,80	0,00	істотний
Облікова ставка	-0,35	-0,75	-9,37	0,00	істотний
Капітальні вкладення	-0,11	-0,37	-3,25	0,00	істотний
Плата за надра	-0,07	-0,25	-2,09	0,04	істотний
Кількість свердловин	0,07	0,21	1,76	0,08	неістотний

Для перевірки істотності одержаного рівняння регресії проведено його дисперсний аналіз, результати якого наведені у табл. 3. Цей аналіз показав, що рівень істотності одержаного рівняння регресії (майже 0) не перевищує критичний (0,05) і тому немає підстав вважати рівняння регресії неістотним. Тобто, за наявними даними можна вважати, що рівняння регресії адекватно описує мінливість дисконтованого грошового потоку.

Таблиця 3

Дисперсійний аналіз рівняння регресії

Multiple R / коеф. множинної кореляції	0,96
Multiple R2 / коеф. детермінації	0,92
F(6,67) / Статистика критерію F	122,85
p / рівень істотності для F	3,6E-34
Std.Err. of Estimate / СК похибка рівняння	49932

Отже, вартість запасів та ресурсів нафти і газу є величиною сильно залежною від багатьох чинників. При чому спостерігається як пряма залежність, так і обернена. Так, збільшення річних обсягів видобутку, і як наслідок накопичених, призводить до зростання вартості запасів, у той же час тривалий період нерентабельної розробки зменшує цю вартість. Зростання ціни продажу продукції призводить до зростання вартості запасів, тоді як збільшення величини окремих елементів (складових) капітальних вкладень і експлуатаційних витрат призводить до її зменшення. У такому випадку, навіть не суттєва зміна будь-якого параметру, на фоні тривалої розробки родовища може значно вплинути на величину вартості запасів як у бік її збільшення, так і зменшення.

Література

1. Методика визначення вартості запасів і ресурсів корисних копалин родовища або ділянки надр, що надається у користування: Постанова КМУ від 25.08.2004 р. № 1117 [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1117-2004-%D0%BF.

2. Купалова Г.І. Теорія економічного аналізу: [навчальний посібник] Київ: Знання, 2008. 639 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.043

МЕТОДИКА ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНИХ ЗНАЧЕНЬ БОРТОВОГО ВМІСТУ ЗА ДОПОМОГОЮ 3D МОДЕЛЮВАННЯ ДЛЯ ЗАЛІЗОРУДНИХ ОБ'ЄКТІВ УКРАЇНИ

***Прокопенко О.С.*[1]**, *alex.prokop2206@gmail.com,*
***Курило М.М.*[2]**, *к. геол. н., kurilo@univ.kiev.ua,*
1 – ТОВ «Геологічна сервісна компанія ГСК», м. Київ, Україна,
2 – Київський національний інститут імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

Основним параметром кондицій, який визначає якість запасів залізних руд є бортовий вміст корисного компонента Fe $_{магн}$. В роботі запропоновано методику вибору оптимальних значень бортового вмісту при оцінці родовищ залізистих кварцитів на прикладі родовища Західного Приазов'я. Для знаходження оптимальних бортових вмістів за допомогою геостатистики та просторового моделювання проаналізовано динаміку зміни кількості запасів від зміни бортового вмісту, також враховано коливання середніх вмістів корисних компонентів. В роботі обґрунтовані оптимальні значення бортового вмісту Fe $_{магн}$ у межах 12–14 %.

METHOD OF SELECTION FOR CUT-OFF GRADE VALUE USING 3D MODELING FOR UKRAINIAN IRON ORE DEPOSITS

***Prokopenko O.*[1]**, *alex.prokop2206@gmail.com,*
***Kurylo M.*[2]**, *Cand. Sci. (Geol.), Assoc. Prof., kurilo@univ.kiev.ua,*
1 – «Geological service company GSC» LLC, Kyiv, Ukraine,
2 – Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

The main cut-off parameter determining quality of iron ore reserves is the cut-off grade of Fe magn. It is proposed a method for choosing the optimum values of cut-off grade Fe in evaluation of BIF deposits on the example of one of the West Azov deposits. Dynamics of reserves' quantity and quality have analyzed depending on changes in cut-off grade, and fluctuations in average grade have been taken into account.. The optimal values of cut-off grade of Fe magn within 12-14 % are substantiated using geostatistics and spatial modeling.

Україна входить до 10 країн світу з найбільшими запасами залізних руд, а залізорудна промисловість і металургійний комплекс є бюджетоутворюючими галузями економіки, що мають для країни стратегічне значення. Відомі запаси і ресурси залізних руд локалізовані в межах п'яти основних залізорудних басейнів і районів: Криворізький басейн і Білозерський район багатих гематит-мартитових і магнетитових руд та магнетитових кварцитів; Кременчуцький і Приазовський райони магнетитових кварцитів; Керченський басейн бурих залізняків. Державним балансом запасів корисних копалин України враховано 60 родовища залізних руд, з яких 26 перебувають в стадії розробки. Загальні балансові запаси залізних руд становлять 19725,9 млн т, C_2 – 7367,8 млн т; позабалансові – 4546,3 млн т [1]. Багаті залізні руди і залізисті кварцити добувають на родовищах Криворізького, Кременчуцького та Білозерського залізорудних басейнів.

Не дивлячись на великі запаси та ресурси, вітчизняна мінерально-сировинна база має певні проблеми із забезпеченням гірничодобувних підприємств якісними рудами. Якість запасів залізних руд визначається параметрами кондицій для підрахунку запасів, які обираються і обґрунтовуються при проведенні геолого-економічної оцінки.

Підрахунок запасів залізних руд у вітчизняній практиці здійснюється базуючись на положеннях Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до родовищ руд чорних металів (заліза, марганцю та хрому) [1], а обґрунтування обраних параметрів кондицій – згідно з Положенням про порядок розробки та обґрунтування кондицій на мінеральну сировину для підрахунку запасів твердих корисних копалин у надрах [3]. Згідно із названими документами перелік кондицій для підрахунку запасів залізних руд містить показники, які встановлюють граничні вимоги до якості та кількості мінеральної

сировини в надрах, гірничогеологічних умов залягання, гірничотехнічних та інших умов розробки продуктивних покладів.

Головними показниками кондицій для залізних руд у вітчизняній практиці є наступні [3]: – мінімальний промисловий вміст корисного компонента ($Fe_{заг}$, $Fe_{магн.}$); – бортовий вміст корисного компонента; – мінімальний вміст корисного компонента в крайовому перетині; – мінімальний промисловий вміст корисного компонента; – максимально допустимий вміст шкідливих домішок в корисній копалині; – мінімальна потужність покладів корисних копалин або відповідний мінімальний метропроцент; – максимально допустима потужність прошарків порід та некондиційних руд, які включаються в контур підрахунку запасів; – мінімальний коефіцієнт рудоносності (продуктивності) у підрахунковому блоці розвіданих запасів; – мінімальні запаси віддалених покладів корисних копалин; – максимально допустиме співвідношення потужностей розкривних порід і корисної копалини в крайовому і внутрішньому перетині; – межі підрахунку запасів.

Вибір перелічених параметрів кондицій може мати різні обґрунтування, що залежить від ступеня геологічного і техніко-економічного вивчення об'єкту. Головними напрямами обґрунтування можуть бути: 1) емпіричні дані залізорудних родовища конкретного геолого-промислового і технологічного типу, які ефективно розробляються; 2) прямий розрахунок параметрів; 3) вихідні технічні і технологічні дані добувних підприємств, які розробляють родовище.

Основним параметром кондицій, який визначає якість запасів залізних руд є бортовий вміст корисного компонента – мінімальний вміст корисного компонента в пробі, що включається до підрахунку запасів під час оконтурювання продуктивного покладу в перетині гірничою виробкою, у разі відсутності чіткого геологічного контакту.

Мета дослідження – обґрунтування методики вибору оптимальних значень бортового вмісту при оцінці родовищ залізистих кварцитів. У вітчизняній і міжнародній практиці оцінки, як правило, використовують вміст заліза пов'язаного з магнетитом ($Fe_{магн}$). Встановлення бортових значень для підрахунку запасів має бути прийнятним і ефективним, як для власника надр, так і для надрокористувача.

Методика базується на використанні інструментів блокового моделювання, оскільки це найсучасніший спосіб підрахунку запасів і дає змогу оперативно отримувати багатоваріантні розрахунки кількості і якості запасів з різними бортовими значеннями Fемагн.

Об'єктом вивчення є одне з групи родовищ Західного Приазов'я, яке в геоструктурному відношенні приурочене до витягнутої в північно-західному напрямку синклінальної складки. Загальна площа об'єкту 4км^2.

Співставлення параметрів кондицій для підрахунку запасів залізних руд родовищ Приазовської групи наведено в табл. 1.

Таблиця 1

Співставлення параметрів кондицій для підрахунку запасів залізних руд родовищ Приазовської групи

Родовища Приазовської групи	Бортовий вміст заліза магнетитового в крайовій пробі, %	Мінімальний промисловий вміст заліза магнетитового в підрахунковому блоці	Мінімальна промислова потужність рудних тіл, м	Максимальна потужність внутрішньорудних прошарків пустих порід і некондиційних руд, що включаються у підрахунок запасів, м
Гуляйпольське	12		10	10
Маріупольське	14	16	10	15
Куксунгурське	14	16	10	10
Васинівське	16		10	10
Обєкт оцінки	12		10	10

Для вибору оптимального бортового вмісту для даного об’єкта була проведена оцінка запасів за допомогою каркасного і блокового моделювання (рис. 1–4).



Рис. 1.Каркасна модель

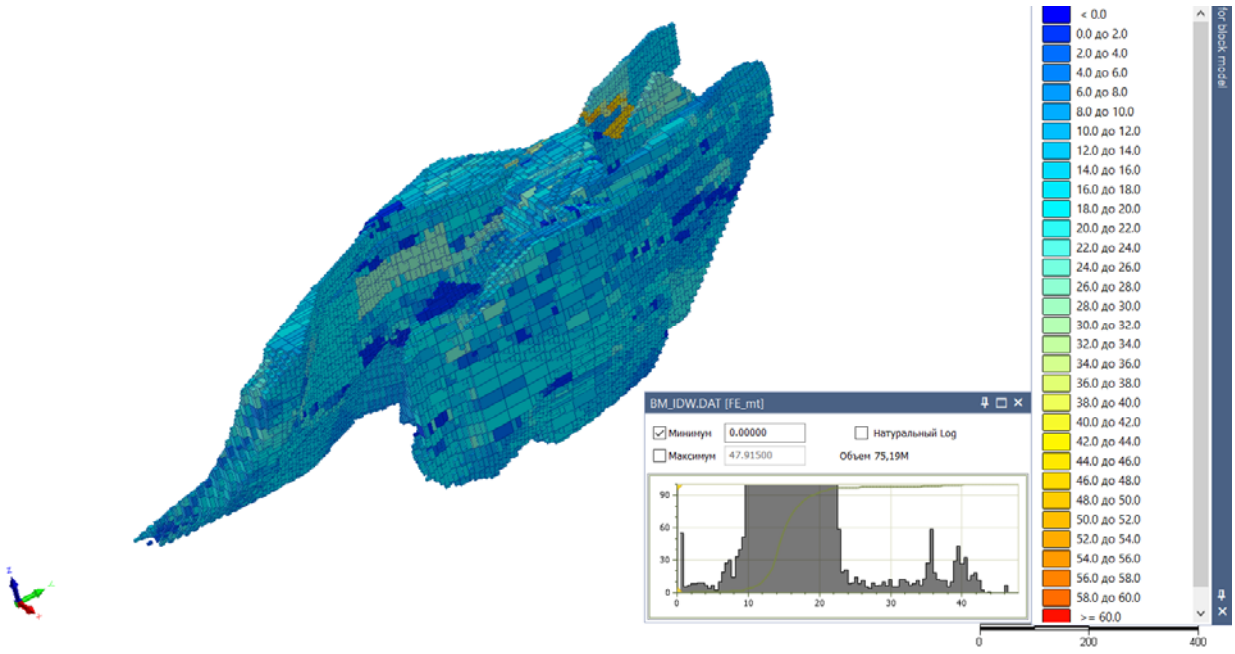


Рис. 2.Блокова модель

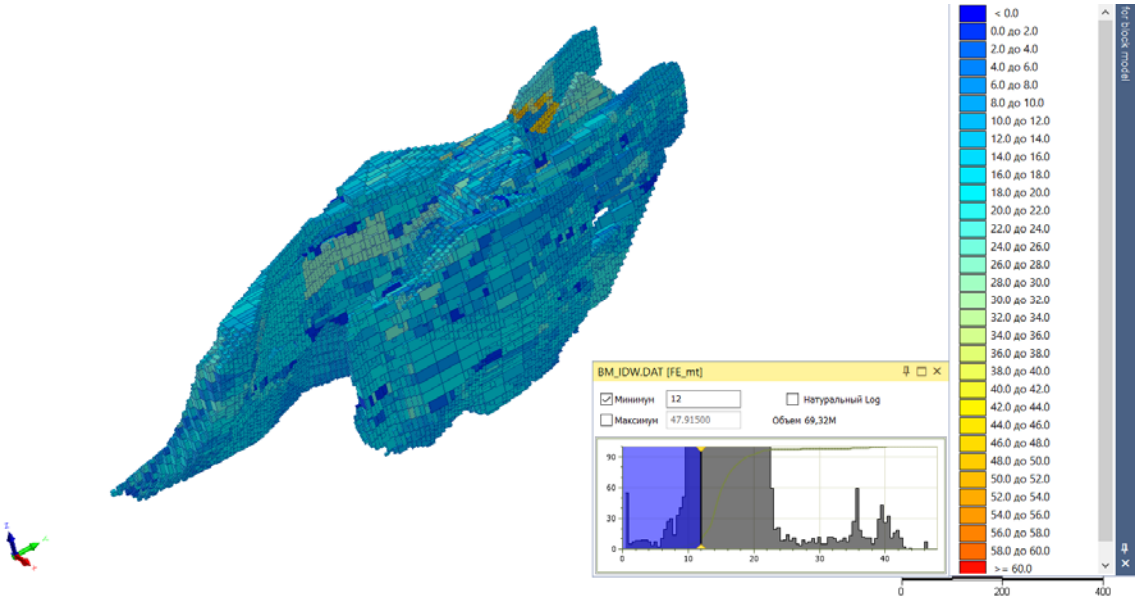


Рис. 3. Блокова модель з бортовим вмістом заліза магнетитового 12 %

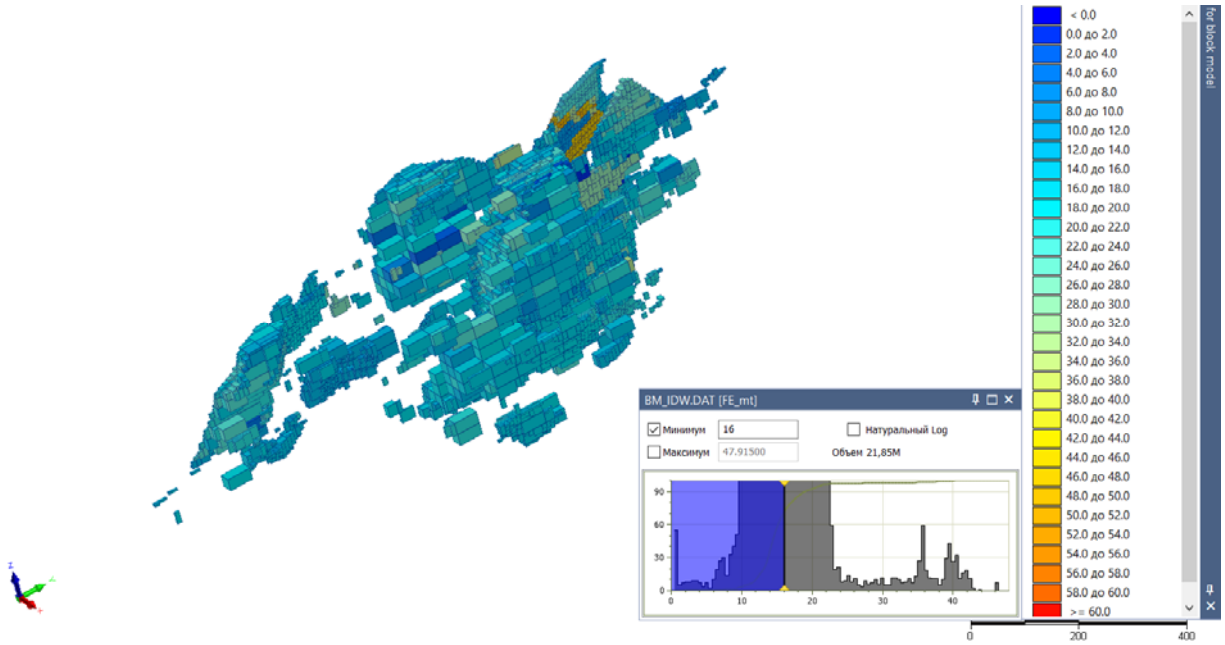


Рис. 4. Блокова модель з бортовим вмістом заліза магнетитового 16 %

Інтерполяція вмістів корисних компонентів у блоковій моделі виконувалася методом IDW (Inverse distance weighting – метод зворотніх відстаней) без обмеження ураганних вмістів.

Інструменти просторового моделювання дозволяють максимально оперативно визначати найбільш ефективне значення бортового вмісту для підрахунку запасів. Для даного об'єкту дослідження – родовище магнетитових кварцитів Приазовської товщі були обгрунтовані оптимальні значення бортового вмісту у межах 12–14 %. На рис. 5 наведена область найбільшої динаміки зміни кількості запасів при збільшенні бортового вмісту у межах 12–18 % (табл. 2), за межами цього інтервалу коливання кількості запасів руди від зміни бортового вмісту є мінімальне.

Таблиця 2

Співставлення обсягів запасів для варіантів бортового вмісту в інтервалі 12-18%

Мінімальний бортовий вміст у %	Частка «природних запасів» Fe , яка залучається до кількості балансових запасів, %
12	92,2
14	64,1
16	29,2
18	10,9

Для знаходження оптимальних бортових вмістів за допомогою геостатистики та просторового моделювання варто прослідкувати на динаміку зміни кількості запасів від зміни бортового вмісту, також врахувати коливання середніх вмістів корисних компонентів при зміні бортового вмісту. У встановлених межах з найбільшою динамікою варто провести кореляційний і регресійний аналіз зміни середніх вмістів корисного компоненту в руді і об'ємів руди при підвищенні бортового вмісту.

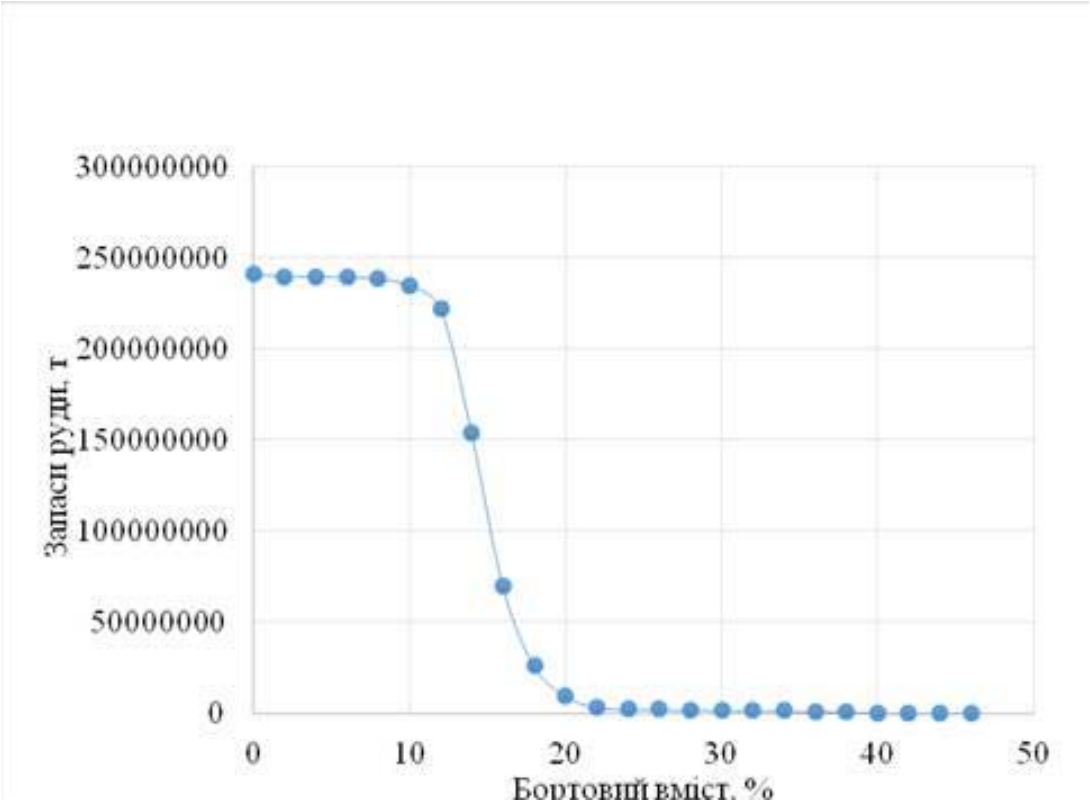


Рис. 5. Залежність кількості запасів від різних значень бортових вмістів

Література

1. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ руд чорних металів (заліза, марганцю та хрому) //http://dkz.gov.ua/ua/diyalnist/normativno-pravova-baza.

2. Мінеральні ресурси України. Київ, Державне науково-виробниче підприємство «Державний інформаційний геологічний фонд України», 2017. 268 с.

3. Положення про порядок розробки та обґрунтування кондицій на мінеральну сировину для підрахунку запасів твердих корисних копалин у надрах, затверджене наказом ДКЗ від 07.12.2005 № 300.

4. Australasian Code for Reporting of Exploration Results, Mineral Resources and Ore Reserves (The JORC Code). The Joint Ore Reserves Committee of The Australasian Institute of Mining and Metallurgy, Australian Institute of Geoscientists and Minerals Council of Australia // http://www.jorc.org/docs/JORC_code_2012.pdf.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98

ГРАНИЧНІ ЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ПОРИСТОСТІ І ПРОНИКНОСТІ САХАЛІНСЬКОГО РОДОВИЩА

Вовк М.О., *marunacor@ukr.net,*
Полтавський національний технічний університет ім. Ю. Кондратюка,
м. Полтава, Україна

Проведено аналіз пористості і проникності родовища, причини їх мінливості у продуктивних пластах та вибір оптимальних значень.

THE LIMIT VALUES OF PARAMETERS OF POROSITY AND PERMEABILITY OF SAKHALIN DEPOSIT

Vovk M., *marunacor@ukr.net,*
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University, Poltava,Ukraine

The porosity and permeability of the deposit is analyzed, the reasons for their variability in the productive layers and the choice of optimal values.

Вступ. Геолого-економічна оцінка вуглеводневих родовищ починається з пошуково-розвідувальних робіт, коли перші зразки гірських порід потрапляють у лабораторію для визначення їх колекторських властивостей. Адже, саме порода-колектор, є чи не найголовнішим об'єктом при пошуках нафти і газу, а її властивості головними складовими при підрахунку запасів.

Неможливо з упевненістю сказати, що обрана для досліджень товща, пласт чи блок будуть мати весь набір позитивних ознак наявності таких важливих корисних копалин, як нафта і газ. Адже, формування гірських порід – це тривалий і складний процес, на який впливають діагенетичні і епігенетичні умови, а також прояв тектонічних сил.

Перспективна на нафту і газ ділянка, повинна містити товщі гірських порід, що відповідають певним фізико-літологічним властивостям, серед яких важливими є відкрита пористість та проникність.

Виклад основного матеріалу. Ємнісні та фільтраційні властивості колектора нафти і газу залежать від мінерального складу породи, її будови, структурно – текстурних особливостей. Вони, нажаль, не є ідентичними в межах одного родовища, чи навіть пласта гірських порід. Даний факт ускладнює процес пошуку покладів та, в подальшому, геолого-економічну оцінку родовища.

Тому, згідно з Положенням про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу забезпечення найбільш повного та економічно ефективного вилучення наявних у надрах запасів вуглеводнів під час досліджень товщ гірських порід родовища, до порід-колекторів встановлюють сукупність граничних вимог – кондицій [2].

Обґрунтування оптимальних кондицій проводять з урахуванням ступеня складності геологічної будови і приймають до техніко-економічних розрахунків тільки ті варіанти, які відповідають вимогам Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.97 N 432 (432-97-п), щодо розвіданості і підготовленості до промислової розробки покладів корисних копалин[2].

На прикладі Сахалінського нафтогазоконденсатного родовища можна побачити, як змінюються показники відкритої пористості і проникності нафтогазоносних комплексів (табл. 1). Інформація про пористість чи проникність деяких продуктивних пластів є відсутньою, це пояснюється складністю геологічної будови родовища, невитриманістю товщин і колекторських властивостей.

Таблиця 1

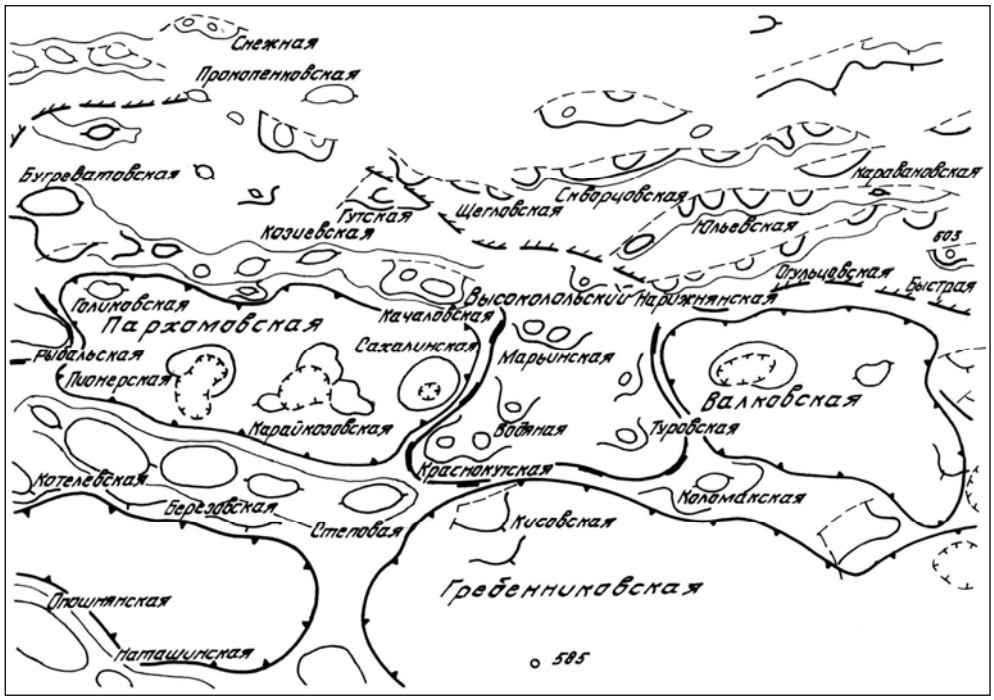
Параметри пористості і проникності піщано-алевритових колекторів Сахалінського НГКР

Газоносний комплекс	Продуктивний пласт	№№ св., що находяться в контурі нафтогазоносності	Пористість, %		Проникність $\times 10^{-15}$ м^2	Клас колекторів
			Лабораторні дослідження	ГДС		
1	2	3	4	5	6	7
Касимовський нафтоносний комплекс верхнього карбону	К–5	10,54	–	13,5-15,5	–	II-III
	К–6а	3, 10, 50, 51, 52, 54, 55, 72, 75,	14,0–16,9	11,0–17,0	7,6–8,2	
	К–6б	114	–	11,0–16,0	–	
Московський нафтогазоносний комплекс середньо–кам´яновугільного поверху продуктивності	М–1	9, 10, 19, 50, 51, 52, 54, 55, 75	11,5–16,0	10,5–19,5	1,5–14,72	III
	М–2а	1, 3, 4, 6, 8, 9, 10, 18, 50, 51, 52, 54, 55	10,4–19,4	11,0–20,0	0,56–462,9	III
	М–2б	10, 52, 54, 55, 72	10,2–20,7	10,5–20,0	0,28–79,29	III
	М–4а	3, 5, 6, 13, 14, 52, 54, 55, 70, 72, 82	10,1–26,0	11,0–21,0	0,38–898,5	II
	М–4б	3, 14, 70, 71, 72	11,3–16,2	11,5–18,0	2,14–81,14	
	М–5а	3, 10	10,3–16,6	10,5–17,5	0,46–29,12	
	М–5в	4	–	12,5	–	
	М–6б	4	13,1–16,2	11,0–17,0	3,81–19,76	II
	М–7	14	13,1–13,7	11,5–17,5	22,71–35,6	
Башкирський нафтогазоносний комплекс середньо-кам’яновугільного поверху продуктивності	Б–3а	8,9	–	10,5–12,5	–	
	Б–4	4, 6, 9	–	10,5–13,5	–	III
	Б–5	3, 4, 6	9,6–9,9	9,5–13,0	0,95	III
	Б–7	4, 6	–	10,0–10,5	–	III
	Б–9	18, 113	–	10,0–12,0	–	III
	Б–10	4	–	18,0	–	II
	Б–11	80, 114	–	9,5–12,5	–	III
	Б–13а	1, 8	–	9,5–12,5	–	III
	Б–13б	114	–	6,0	–	

Закінчення табл. 1

1	2	3	4	5	6	7
Верхньо-серпуховський нафтогазоносний	С–3	1,4	–	10–13	–	III
	С–4а	1, 4, 7, 11, 14, 15, 19, 57	8,7–11,1	8,5–15,0	0,36–0,75	II–III
	С–4б$_1$	1, 5, 7, 8, 9, 11, 4, 15, 19, 71, 57, 80, 114	8,61–18,8	8,5–19,0	0,12–233,0	
	С–4б$_2$	8, 80	–	9,5–13,5	–	
Нижньо-серпуховський нафтогазоносний	С–5а	1, 7, 9, 11, 15, 19, 80, 113, 114	8,6–15,8	9,5–18,5	0,04–71,0	II–III
	С–5б	1, 7, 8, 9, 15, 19, 21, 57, 80, 113, 114	9,2–17,6	8,5–16,5	0,76–155,6	
	С–6а	7, 8, 113, 114	–	8,5–15,5	–	III
	С–6б	9, 113	10,4–16,3	9,0–14,0	9,17–346,5	
	С–7	8, 113, 114	–	8,5–10,5	–	III
Верхньо-візейський нафтогазоносний комплекс	В–14	5, 7, 13–18, 21, 33	7,5–21,1	7,0–21,0	4,85–531,4	II–III
	В–15а,	16, 18	–	7,5–9,5	–	III
	В–15б	16, 18	–	7,0–10,5	–	
	В–16	3, 5, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 18	7,2–14,5	7,5–17,5	0,21–94,21	III
	В–19	3, 12	–	7,5–16,0	–	III
	В–21	14, 18, 21	–	9,5–13,5	–	III
	В–22	3, 5, 12, 13, 14, 17, 18, 21	6,2–29,6	6,5–25,0	0,3–1017,7	II
	В–23	13	6,1–18,0	8,0–14,0	0,2–70,1	III
Нижньовізейський газоносний комплекс	В–24	21	–	6,5–12,5	–	IV

Сахалінське нафтогазоконденсатне родовище в загальній геологічній структурі регіону приурочене до північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини, у смузі облягання Високопольського виступу фундаменту Воронезького кристалічного масиву, що мисоподібно заходить в її межі (рис.1).



Масштаб 1 : 500 000

Рис. 1. Тектонічна карта центральної частини і сходу ДДз

За своєю геологічною будовою і нафтогазоносністю належить до складних і багатопокладних з наявністю трьох поверхів продуктивності, пов'язаних з верхньо-середньокам'яновугільними, що охоплюють касимовсько-московський і башкирський яруси, верхньосерпуховськими і візейськими відкладами. Особливості формування структури, ускладненої сольовим штоком і блоковою будовою, обумовили стан сучасного баричного поля Сахалінського родовища [4].

Продуктивні відклади родовища мають великий поверх (3000–6000 м) залягання, складну блокову тектонічну будову, пов’язану з соляним штоком, а продуктивні пласти часто є літологічно заміщені.

По своїх генетичних ознаках Сахалінське підняття, за даними класифікації Білика О.Д., Вітенка В.О., Іванюти М.М., відноситься до типу антиклинально-переривчасто-конседиментаційно-солянокупольного класу, криптодіапірового підкласу, тектонічно порушеного виду [1].

В розрізі наявні чіткі і потужні покришки представлені глинистим та алевроліто-глинистим літофаціальним типом порід. а також теригенні первиннопорові колектори гранулярного типу. За класифікацією О.О.Ханіна дані породи належать до II-III класу колекторів [5].

Нафтогазоносність Сахалінського нафтогазоконденсатного родовища, за даними пошукового, розвідувального та випереджуючого експлуатаційного буріння, приурочена до відкладів широкого стратиграфічного діапазону, що охоплює розрізи ярусів: касимовського верхнього карбону, московського і башкирського середнього карбону та верхньо-серпуховського, верхньо- і нижньовізейського під’ярусів нижнього карбону.

Верхньокам`яновугільний нафтогазоносний комплекс

Даний комплекс літологічному відношенні представлений теригенними породами з прошарками пісковиків по всій площі родовища, за винятком окремих частин розрізу, де вони відсутні. Потужність пласта коливається від одного потужного (44–46,8 м) пісковика до чотирьох і рідше до шести прошарків товщиною від 1,4–19,8 м. Проникliва частина пласта з пористістю 13,5–15,0 % і збільшується до 32,2 м з пористістю 13,5–15,5 %.

Генезис відкладів – прибережно-морський. Зразки керну, що досліджувались в лабораторії, ущільнені.

Така нерівномірність пласта зумовлена проявом динамічно-циклічних рухів в процесі осадконакопичення, та вплинула на величину піщанистості та розчленування проникливої його частини по розрізу і площі родовища [3].

Московський нафтогазоносний комплекс середньокам'яновугільного поверху продуктивності літологічно складений перешаруванням пропластків пісковиків, алевролітів та аргілітів, частково зустрічаються пропластки глинистих вапняків. Форма залягання теригенних порід пластова та покривна.

Загальна товщина пластів за результатами геофізичних досліджень складає від 1,6 до 21,4 м.

В загальному розрізі пласта піщані породи-колектори мають широкий розвиток і представлені в основному одним, рідше – трьома. За даними вивчення гранулометричного складу породи, продуктивні відклади складені в переважній більшості дрібно- та середньозернистими пісковиками[3].

Величина пористості має досить високі значення і коливається від 10,5 до 20 %.

Башкирський газоносний комплекс середньокам'яновугільного поверху продуктивності – має загальну товщину пласта на Сахалінському родовищі змінюється від 3,8 до 11,6 м.

Через складну геологічну будову комплексу, керновим матеріалом колектор не висвітлений. В лабораторії досліджувались зразки лише щільних порід з низькими фільтраційно-ємкісними властивостями, тому відомості про фізичні властивості колекторів взяті із даних ГДС.

Величина проникності 0,95, пористості 9,5–19 %. [3].

Верхньосерпуховський нафтогазоносний комплекс нижнього карбону літологічно представлений чергуванням алевритових порід та аргілітів з прошарками пісковиків. Піщані породи-колектори представлені двома, трьома, зрідка одним, прошарками пісковиків, що розмежовуються малотовщинними ущільненими породами.

За результатами лабораторних досліджень фільтраційно-ємкісні властивості зразків керну становлять: відкрита пористість – 8,7–11,1 %, газопроникність – 0,36–1,16х10^{-15} $м^2$, карбонатність – 0–4,4 %; за результатами ГДС пористість теригенних колекторів – 8,5–14 %, газонасиченість – 67–86 % [3].

Візейський нафтогазоносний геологічний поверх нижнього карбону.

За результатами промислово-геофізичних досліджень загальна товщина його змінюється від 2,8 до 29,4 м.

Літологічно представлений прошарками пісковиків, що розмежовуються аргілітами.

Тут, накопичення піщаних теригенних відкладів горизонту відбувалося на південній частині Сахалінської структури (пониження палеорельєфу), поступово зменшуючись в склепінній та присклепінній до північної частини (територія руйнування та зносу осадового матеріалу).

В цей же час за результатами комплексної обробки ГДС по свердловинах, що розкрили нижньовізейські відклади в інших структурних умовах, в деяких літопачках спостерігається відсутність кондиційних теригенних колекторів.

Фільтраційно-ємкісні властивості зразків керна, досліджених у лабораторії змінюються в широких межах: відкрита пористість 7,5–21,1 %, газопроникність 4,85–531,47х10^{-15} $м^2$, карбонатність 4,2–42,3 % [3].

Загалом по родовищу, промислова нижня межа відкритої пористості і проникності складає: для касимовських ($C_3к$) та московських відкладів (C_2m) – пористість >10,5 %, газопроникність > 1×10^{-15} $м^2$; для башкирських відкладів ($C_2в$) пористість – 9,0 %, серпуховських (C_1s) – 8,5%, верхньовізейських (C_1v_2) – 7,0 %, нижньовізейських (C_1v_1) – 6,5 %.

Висновки. Нафтогазоносність на Сахалінському нафтогазоконденсатному родовищі пов'язана з гранулярним типом колекторів, що представлена крупнозернистими, середньозернистими та дрібнозернистими пісковиками алювіального, дельтового і затокового генезису. Більша частина колекторів характеризуються високою ємкісною і фільтраційною здатністю, але зустрічаються і малопотужні пласти, що мають більш понижені колекторські властивості.

Це пов'язано зі зміною режимів осадконакопичення від чисто морського глибоководного до прибережно-морського, характером динаміки осадконакопичення та характеру діагенетичного перетворення породи.

Відповідно, на родовищі було обрано показники кондицій, що є оптимальними для підрахунку запасів та подальшої розробки вуглеводнів на родовищі Сахалінське.

Література

1 Кабышев Б., Шпак П., Билык О. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность, Киев, Наукова думка, 1989. 204 с.

2. Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z1383-06)

3. Солодкий В., Коляда М. «Детальна геолого-економічна оцінка Сахалінського нафтогазо-конденсатного родовища Харківської області України. Книга 1», НАК «Надра України», ДП «Полтава РГП», Полтава, 2006.

4. Солодкий В., Коляда М. «Детальна геолого-економічна оцінка Сахалінського нафтогазоконденсатного родовища Харківської області України. Книга 3», НАК «Надра України», ДП «Полтава РГП», Полтава, 2006.

5. Ханин А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.04-551.4/477/

ГЕОМОРФОСИСТЕМНА ОСНОВА ДЛЯ ПРОГНОЗНО-ПОШУКОВОЇ СИСТЕМИ БУРШТИНУ

Комлєв О.О.*[1]*, *доктор наук, професор, morpha2007@ukr.net,*
Бортник С.Ю.*[1],*** *доктор наук, професор,bs_7@ukr.net,*
Ремезова О.О.*[2],*** *доктор наук, професор,titania2305@ukr.net,*
Жилкін С.В.*[3]*, *наук. співр., morpha2007@ukr.net,*
1 – КНУ імені Тараса Шевченка, Київ, Україна,
2 – Інститут геологічних наук НАНУ, Київ, Україна,
3 – Інститут географії НАНУ, Київ, Україна

В Україні, за роки її незалежності склалась галузь пошуків, видобутку і переробки бурштину, яка здатна забезпечувати в державу значних валютних надходження. Серед багатьох проблем бурштинової галузі одна з головних – це розширення її сировинної бази. Нині видобуток бурштину відбувається лише в Прип'ятському бурштиноносному басейні, де розташовані його основні родовища, на яких, за різними причинами, видобуток бурштину не може бути суттєво збільшений. В статті наводиться шлях розширення сировинної бази бурштину на основі прогнозно-пошукової системи бурштину (ППСБ), в якій важлива роль належить геоморфології. Розглядаються легенда і зміст прогнозно-пошукової карти бурштину території Прип'ятського бурштиноносного басейну.

GEOMORPHOSYSTEM BASIS FOR AMBER SURVEYING SYSTEM

Komliev A.*[1]*, *Dr.Sci.(Geogr.), Prof., morpha2007@ukr.net,*
***Bortnik S.,*[1]** *Dr.Sci.(Geogr.), Prof., bs_7@ukr.net,*
Remezova O.*[2],*** *Dr.Sci.(Geol.), Prof., titania2305@ukr.net,*
Zhylkin S.*[3]*, *Research Fellow**,*** *morpha2007@ukr.net,*
1 – KNU by Taras Schevchenko, Kyiv, Ukraine,
2 – Institute geology sciences of NASU, Kyiv, Ukraine,
3 – Institute of geography of NASU, Kyiv, Ukraine,

There is during the years of its independence, the branch of search, extraction and processing of amber has developed in Ukraine, which can bring significant foreign exchange earnings into the country. Among the many problems of the amber branch, one of the most important is the expansion of its raw mineral base. Today, the production of amber is taking place in the Pripyat amber basin, where all the main amber deposits are being developed, but for various reasons can't to do increase the its production. The article proposes another way of expanding the amber raw mineral base using the amber forecasting system (PSSA), in which an important role belongs to geomorphology. The legend and the content of the forecast-search map of amber of the territory of the Pripyat amber-bearing Basin are considered.

«Бурштинова» галузь перебуває нині в царині *національної безпеки України,* оскільки викликає багато проблем. Одна з них – *розширення сировинної бази бурштинової галузі* в Україні [2].

В Україні (різних її регіонах) розташовані одні з найбільших в Європі поклади бурштинової сировини, але промисловий видобуток бурштину ведеться тільки в межах північно-західної частини Українського щита і його західному схилі, де і розташовуються всі діючі родовища бурштину Прип'ятського бурштиноносного басейну. Тут, на відміну від інших перспективних для відкриття нових родовищ бурштину регіонів (Причорноморська і Дніпровсько-Донецька западини), ймовірні продуктивні палеогенові горизонти залягають біля поверхні. Разом з тим, розвідані запаси бурштинової сировини у відкритих родовищах Прип'ятського бурштиноносного басейну вичерпуються. На думку фахівців, це створює *основну проблему розвитку буртинової галузі в Україні – обмеженість її сировинної бази*. Україна поки що не може вийти на світові ринки і забезпечити значні валютні надходження в державу.

Нині розглядаються 2 основні шляхи збільшення сировинної бази бурштинової галузі України за рахунок Прип'ятського бурштиноносного басейну: 1) збільшення видобутку бурштину

на відомих родовищах; 2) відкриття нових і принципово нового типу родовищ бурштину. *Перший* шлях є нині основний. Він можливий завдяки сприятливим геологічним і гірничо-економічним умовам видобутку бурштину. Але, він лімітується природно-географічними особливостями території. Майже усі відкриті родовища і прояви бурштину знаходяться серед цінних лісових і земельних угідь, під болотами, а продуктивні горизонти розташовані тут близько від поверхні. Бурштин в них вкрай розпорошений, а пошукові дані, які використовують видобувні підприємства, застарілі і не дозволяють виявляти нові крупні родовища бурштину. Перспективи цього шляху розвитку полягають у більш ефективному використанні пошуково-геологічних даних, отриманих на детальних ділянках, поєднуючи для цього методи мікроморфоструктурного аналізу, геоморфосистемного моделювання, застосовуючи МАКЗ, цифрові моделі рельєфу (ЦМР). *Другий* шлях полягає у відкритті нових промислових родовищ бурштину. Попри песимістичні настрої деяких фахівців, є немало підстав вважати, що в наступні роки, саме він визначатиме розвиток бурштинової галузі в Україні. Для його здійснення нині створюється цілісна *прогнозно-пошукова система бурштину* (ППСБ).

ППСБ спирається на визнані теорії утворення бурштину, системну методологію, комплексну методику регіональних досліджень, певні базові поняття і терміни, зокрема, на рівні теорії - *бурштиноносна формація* (БФ), практики - *бурштиноносний об'єкт* (БО) [1,2]. Просторово-часову організацію БФ визначає нерозривність і принципова рівнозначність процесів тектогенезу, морфогенезу, літогенезу і рудогенезу *бурштину*. Але, вирішуючи конкретні практичні завдання на стадіях прогнозу, пошуків, розвідки, видобутку бурштину, формуючи системну основу вивчення БФ, обирається базовий системний елемент. Тут враховуються її природні особливості – структурно-тектонічна позиція, просторові параметри, глибина залягання, потужність, внутрішня будова тощо.

БФ України тільки досліджується. В цілому, зрозумілі її просторово-часові параметри, структура, тренди трансформацій її «тіла». На Правобережній частині Українського Полісся БФ майже всюди виходить на денну поверхню, перетинається з сучасною і древніми «геоморфологічними формаціями», які формуються тут з мезозою, і є елементами геоморфосистеми території. Історична і еволюційна динаміка геоморфосистеми впливали на еволюцію БФ на всіх стадіях її існування: *накопичення* викопних смол; *перетворення* їх в бурштин-сукциніт і *утворення* первинних розсипів; *руйнування* останніх, *переміщення* продуктів руйнації, *утворення* нових промислових скупчень бурштину;

Поняття «*бурштиноносний об'єкт*» (БО) визначає природні утворення або їх частину, які містять та можуть містити значні скупчення бурштину. Прийняті визначення БО відображають природні чинники, які найбільше впливали на виникнення скупчень бурштину. Це визначає і основні підходи (методи), які використовують при їх виділенні - стратиграфічний, літолого-стратиграфічний, літологічний, структурно-тектонічний, палеогеоморфологічний, геоморфологічний. Вони були розглянуті в наших публікаціях [4–15]. Відзначається, що організовані і нелегальні добувачі використовують в основному *стратиграфічний* і *літолого-стратиграфічний* підходи. За геологічних умов території і сучасних технологій розробки бурштину, що використовуються, ці підходи найбільш зручні - вони доступні, дешеві, не вимагають інвестицій в місткі наукові розробки.

Концепція БФ дозволяє інтегрально охоплювати природну систему і досліджувати її окремі елементи. Такий підхід дозволяє виявляти БО, проводити їх деталізацію, і, що важливо, прогнозувати в них якість бурштину [1]. БФ, на рівні теорії, поєднує вчення про осадові геологічні формації і концепцію «геоморфологічних формацій» [1]. Структурні елементи в них однакові: «тектоніка», «рельєф», «речовина», «клімат». Схожі і дослідницькі алгоритми їх: «тектоніка» (тектогенез) – «рельєф» (морфогенез) – «речовина» (літогенез) – «корисні копалини» (рудогенез)

(для осадових геологічних формацій). «Тектоніка» і «рельєф» – це найбільш динамічні елементи БФ, які формують прогнозно-пошукові критерії БО – власні і впливають на інші, визначають генетичні типи «пасток» БО. На Українському щиті для різних видів корінних і осадочних корисних копалин виявляються *структурно-тектонічні, геоморфологічні, палеогеоморфологічні, морфолітогенетичні, комбіновані* типи «пасток». На наш погляд, така типізація «пасток» досить умовна. Тут, тектонічний чинник, прямо або побічно, впливає на утворення всіх їх типів. У багатьох роботах дослідників цієї території наведені результати структурно-геоморфологічних досліджень. Даються структурно-тектонічні інтерпретації (моделі) генезису окремих форм рельєфу земної поверхні і їх комплексів, підтверджені даними геології, геофізики, палеогеоморфології, гідрогеології і геохімії підземних вод. Це експоновані і поховані долини і долинні форми, пагорби, пасма, болотні западини, озерні улоговини, геологічні утворення (площинна і лінійна кора вивітрювання, приповерхневі каолінові, глиняні, карбонатні структури діапірів, тріщинуватих зон та ін.). Морфолого-морфометричний аналіз деяких з цих форм дозволив провести їх деталізацію і визначити потенційні геоморфологічні і морфолітогенетичні «пастки». Геоморфологічні дані дозволяють встановити і різні типи тектонічних «пасток»: в зонах стиснення-розтягування, інтерференції кільцевих структур, інверсійних структур, країв структур. Вивчення похованих рельєфів виявляє різні типи палеогеоморфологічних і тектонічних «пасток». Для виявлення комбінованих, палеогеоморфологічних, тектонічних «пасток» використовуються дані вивчення «мезозойської-кайнозойської долинної формації» [4], «історико-динамічних басейнових геоморфосистем» [5].

На наш погляд, якісне покращення в дослідженнях БФ України і суміжних країн (Білорусь. Польща) можливе завдяки уявленню про «рельєф» як «історико-динамічну геоморфосистему» [5].

Внутрішній зміст історико-динамічної геоморфосистеми визначає поняття *геоморфолітогенез*. «Пухкі відклади», що транзитуються на денній поверхні у відповідності зі структурою її геоморфосистеми, переходять у похований стан, там ущільнюються, консолідуються, змінюються в об’ємі, а далі, по схемі причинно-наслідкових зв’язків, зворотно змінюють рельєф денної поверхні. Палеогеоморфологія дозволяє встановити структуру історико-динамічної геоморфосистеми, вивчати співвідношення її функцій (денудації, транзиту, акумуляції) в різні циклу геоморфогенезу, здійснювати її історико-еволюційний аналіз [5, 10, 11].

Необхідно розуміти, що історико-динамічна геоморфосистема існує на нашій планеті з архею і сформувала за цей час власне матеріальне «тіло» – *геоморфолітосферу* [5]. В будові геоморфолітосфери відображується ритмічно-циклічний розвиток історико-динамічної геоморфосистеми. Геоморфолітосферу утворюють різні речовинно-морфологічні комплекси сучасних і древніх геоморфологічних формацій, які були сформовані в окремі цикли розвитку геоморфосистеми. *Речовинно-морфологічні комплекси* геоморфолітосфери – це *об’єкти* регіональних досліджень, зокрема, і при проведенні пошукових робіт осадочних корисних копалин, увесь комплекс яких вони вміщують. Одним з завдань ППСБ є дослідити речовинно-морфологічні комплекси геоморфолітосфери, що входять в БФ. Для цього використовується, розроблений автором, *морфохронодинамічний підхід*, який спирається в основному на дані палеогеоморфології [5, 7, 8, 12–14]. *Морфохронодинамічний аналіз* історико-динамічної геоморфосистеми полягає в реалізації алгоритму «***від статики до динаміки***». Вивчення статики дозволяє виявляти елементи історико-динамічної геоморфосистеми, проводити структурне моделювання на основі її *об’ємно-площинних* і *лінійно-точкових* елементів.

Важливою властивістю геоморфолітосфери є її *поліструктурність*. В ній спостерігаються *структури* висхідного і низхідного літодинамічних потоків. Елементи їх інтегруються в історико-морфологічних утвореннях *басейнового типу*, які виявляються на основі комплексного аналізу палеогеоморфологічних карт (окремих циклів розвитку геоморфосистеми) і системного поєднання

отриманих результатів. Так, нашими дослідженнями частини геоморфолітосфери, сформованої упродовж мезозой-кайнозойського (геоморфологічного) мегациклу розвитку геоморфосистеми території Українського щита і поєднаних западин були встановлені *об'ємні, всюдні, видовжені, симетричні і симетрично-подібні, анізотропні, стратифіковані* на *морфолітогоризонти*, з *доцентровим* розташуванням морфологічних елементів утворення, які названі нами як «історико-динамічні басейнові геоморфосистеми» [5]. Вони «наскрізно» проходять через різні за віком геоморфологічні формації. Історико-динамічні басейнові геоморфосистеми розвивалися за умов коливальних тектонічних рухів, зміни кліматів, чергування субаеральних і субаквальних обстановок. Вони періодично заповнювались неглибокими морями, повністю чи частково збігалися з древніми, а нині сучасними річковими басейнами. Вони зосереджували, організовували, направляли речовинні потоки, впливали на формування родовищ осадочних корисних копалин. Нами розроблені методики, створені спеціальні карти статики і динаміки цих геоморфосистем [6].

Статика (склад, будова, структура) показує просторову організацію історико-динамічних геоморфосистем. Статика (*структура*) – це розтягнута в просторі-часі системи *функція* (за Л. фон Барталанфі). Статика – це початок вивчення динаміки історико-динамічних геоморфосистем. Тут показані 2 різні підходи щодо просторово-часової організації історико-динамічної геоморфосистеми території Українського щита і поєднаних западин в мезозой-кайнозойський мегацикл її розвитку, виражений через її «мезозой-кайнозойську долинну формацію» [4], внутрішню і зовнішню форму.

Динаміка історико-динамічних басейнових геоморфосистем буває *функціональна, історична і еволюційна*. Оцінка *функціональної динаміки* історико-динамічної басейнової геоморфосистеми полягає у встановленні в ній *співвідношення* денудації, транзиту, акумуляції *взагалі*. Ці співвідношення змінювалися в геоморфосистемі в окремі цикли її розвитку. Кожний цикл – це епізод її розвитку, її *історична динаміка*. Послідовна череда циклів показує *направленість* змін цього співвідношення в геоморфосистемі за триваліший час (мезоцикл, мегацикл) – *тенденцію*. Це *еволюційна динаміка. Палеогеоморфологічний* метод у вивченні *динаміки* історико-динамічних басейнових геоморфосистем *основний*. Традиційні палеогеоморфологічні карти відображують функціональну динаміку за конкретний історичний відрізок (цикл, етап) розвитку геоморфосистеми. Дослідження динаміки історико-динамічних басейнових геоморфосистем завершується створенням підсумкової карти її еволюційної динаміки, *тенденцій* розвитку. На її карті вони показані як еволюційно-динамічні зони історико-динамічних басейнових геоморфосистем мезозой-кайнозойського мегацикла розвитку. Це зони еволюційної динаміки – *переважання негативних форм, внутрішніх басейнових, міжбасейнових перебудов*. Виконані дослідження динаміки історико-динамічних басейнових геоморфосистем території Українського щита і поєднаних западин (де розташований Прип'ятський бурштиноносний басейн) у мезозої-кайнозої дозволили встановити закономірності їх еволюційної динаміки [5].

Карти статики і динаміки історико-динамічної геоморфосистеми, встановлені закономірності її розвитку, використані при складанні спеціальної прогнозно-пошукової карти бурштину території. В статті дається тільки загальна характеристика карти і її легенди. На карті відображені результати дослідження БФ України, які мають прогнозно-пошукове значення, узагальнені і формалізовані. Прогнозно-пошукова карта бурштину формою узагальнення аналітико-синтетична. Аналітичними на ній є дані про будову, структуру і умови розвитку БФ (стратиграфічні, літологічні, тектонічні, геоморфологічні, палеогеоморфологічні), синтетичними – таксони *районування*, різні для різних стадій дослідження БФ – прогнозування, пошуків, розвідки. Електронна база даних карти містить великий масив інформації, яка *генералізується* залежно від *призначення* і *масштабу* карти.

На карті показуються прямі і побічні дані. *Прямі* дані відносяться до бурштину і бурштиноподібних смол. Це їх різні характеристики – *окремо* і у *скупченнях* (розмір, колір, фракції, вміст). *Побічні* дані відносяться до будови, структури, чинників формування БФ, стратиграфічного, літологічного, тектонічного, геоморфологічного, палеогеоморфологічного змісту. Це – стратиграфічні горизонти палеогенової системи (харківські, межигірські, обухівські шари), де зустрічаються первинні розсипи бурштину-сукциніту. Сюди відноситься і стратиграфічний горизонт бучацької свити середнього еоцену. Відображена диференціація горизонтів з виділеними перспективними літологічними колекторами первинних розсипів бурштину. Структурно-тектонічні дані відносяться до часу формування БФ. Це тектонічні (неотектонічні) структури, активні в неоген-четвертинний час – як новостворені, так і успадковані від давніших морфоструктур. Ці структури визначали процеси літо- і морфогенезу від початку утворення бурштиноподібних смол (середній еоцен), вихідних для утворення бурштину-сукциніту і його родовищ (пізній еоцен-олігоцен), наступних розмивів родовищ, перевідкладання з них бурштину і утворення нових розсипних родовищ в неогенових і четвертинному горизонтах. Палеогеоморфологічні дані показують перспективні елементи і форми палеорельєфу часу утворення бурштину-сукциніту (олігоцен) і наступних перетворень. Геоморфологічні дані виражають функціональні елементи «геоморфосистеми» території, які могли прямо впливати на утворення родовищ бурштину.

Останній інформаційний блок прогнозно-пошукової карти бурштину є основним. В ньому показуються перспективні пошукові площі і конкретні бурштиноносні об’єкти [2, 15].

Література

1. Богдасаров М.А., Комлев А.А., Нестеровский В.А., Ремезова Е.А. Янтареносная формация Украины и Беларуси (научно-методические и практические аспекты изучения) // Літасфера. Мінск, Наукова-вытворчы центр па геалогії, 1(46), 2017. С. 143–149.

2. М. Богдасаров, О. Комлєв, В. Нестеровський, О. Ремезова, С. Жилкін. Спеціальна прогнозно-пошукова карта бурштину для території України Та Білорусі (зміст легенди). Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. (Мат-ли V міжнародної науково-практичної конференції. Україна, Трускавець. Том 1. К., 2018. С. 160–162.

3. Бурштин України. М-ли Першої між. наук.-пр. конф. «Український бурштиновий світ». К. 154 с.

4. Комлєв О.О. Мезозой-кайнозойський долинний морфолітогенез і «долинні формації» Українського щита: теоретичний, гносеологічний і прикладний аспекти // Вісник КНУ. Географія. Вип.41. 1995. С. 75–84.

5. Комлєв О.О. Історико-динамічні басейнові геоморфосистеми геоморфологічних формацій Українського щита. Автореф. дис. д-ра географ. наук. К. 2005. 37 с.

6. Комлєв О.О. Картографування історико-динамічних басейнових геоморфосистем // Картографія та вища школа, вип11. К., 2006. С. 116–121.

7. Комлєв О.О. Геоморфолого-палеогеоморфологічна основа пошукових робіт на бурштин // Український бурштин. Збірник наукових праць. К., 2008. С. 95–100.

8. Комлєв О.О., Ремезова О.О., Філоненко Ю.М., Гулий Р. Г. Морфохронодинамічний аналіз історико-динамічної морфосистеми Білокоровицької структури і її оцінка щодо перспектив на розсипи бурштину // Український бурштин. Збірник наукових праць. К., 2008. С.95–100.

9. Комлєв О.О., Ремезова О.О., Філоненко Ю.М., Гулий Р.Г. Басейнові історико-динамічні морфосистеми Українського щита та їх оцінка як бурштиноносних об’єктів // Український бурштиновий світ (тези доп. Другої між. науково-практичної конф. Київ-Рівне, 2008. С. 24–25.

10. Комлєв О.О. Нова теоретична основа регіонального палеогеоморфологічного аналізу // Фізична географія та геоморфологія, № 56, 2008. С. 18–23.

11. Комлєв О.О. Новий метод вивчення динаміки платформенних геоструктур території України // Фізична географія та геоморфологія, № 60, 2008. С. 18–23

12. Комлев А.А., Нестеровский В.А., Богдасаров М.А. Янтарь Украины и Беларуси: создаиие научной системы прогноза и поисков месторождений // Актуальные проблемы современной геологии, геохимии и географии: мат-лы межд. научн.-практ. конф. Брест, 2011. ч.1: Геология и геохимия. С. 88–91.

13. Комлєв О.О., Нестеровський В.А. Геоморфологічна складова створення прогнозно-пошукової системи українського (поліського) бурштину. Природа Полісся: дослідження та охорона. Рівне. 2014. С. 56–58.

14. Remezova E., Komliev A., Matsui V., Vasylenko S. Geological aspects of amber mining in Ukraine // Amberif 2018. International Fair of Amber, Jewelery and Gemstones. Gdansk, Poland. 2018. P. 104–108.

15. Komliev A., Remezova E., Zilkin S., Kriniska M., Volnenko S. Special map of prognosis and starches of amber for rregions of Ukraine and negbourings territories. XXX Spotkanie badaczy bursztynu w 70-lecie dzialalnosci museum Ziemi. Streszczenia referatow. Warrsawa. 2018. P. 10–11.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98.048

ДИФЕРЕНЦІЙОВАНА ОЦІНКА ПРИЧИН ЗМІНИ ПІДРАХУНКОВИХ ПАРАМЕТРІВ ПРИ ПОВТОРНІЙ ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНІЙ ОЦІНЦІ ЗАПАСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

Федів І.Я., *Iryna.Fediv@Ukrnafta.com,*
Трач Т.Л., *Taras.Trach@Ukrnafta.com,*
Махамбетова М.С., *Maryna.Makhambetova@ukrnafta.com,*
Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ «УКРНАФТА», м. Івано-Франківськ, Україна

Розглянута необхідність застосування диференційованої оцінки причин зміни підрахункових параметрів при об'ємному методі підрахунку запасів вуглеводнів, як додаткового методу оперативної оцінки на основі розроблених залежностей та кількісних показників (відхилень) для більш точної оцінки. Детальне вивчення вихідних даних із застосуванням комплексу методів обгрунтування підрахункових параметрів, які найбільшою мірою відповідають геологічним умовам родовищ, сприяє досягненню максимальної точності геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів.

DIFFERENTIAL ESTIMATION OF THE REASONS OF THE DESIGN PARAMETERS CHANGE USED IN THE CARBON RESERVES ESTIMATION

Fediv I., *Iryna.Fediv@Ukrnafta.com,*
Trach T.., *Taras.Trach@Ukrnafta.com,*
Makhambetova M., *Maryna.Makhambetova@ukrnafta.com,*
SRDI JSC «Ukrnafta», Ivano-Frankivsk, Ukraine

The urgency to apply a differential estimation of the reasons of the design parameters change used in the reserves estimation volumetric method, as an additional method of operational estimation based on the developed dependencies and quantitative indicators (deviations) is analyzed.

Detailed study of the initial data, using a complex validation method of the design parameters, most closely corresponding to field geological conditions, contributes to the maximum accuracy of the geological-economic estimation of hydrocarbon reserves.

Більшість науково-тематичних робіт нафтогазової галузі в теперішній час охоплює в основному геолого-економічні оцінки запасів вже відкритих родовищ, в меншій кількості нових площ. Достовірність промислової оцінки родовищ нафти і газу значною мірою залежить від стадії виконання робіт. Найменш точна оцінка на початковій стадії, коли за розвіданістю і вивченістю запаси родовища можна віднести тільки до низьких категорій, а найточніша – наприкінці, коли залишкові запаси малі [1, 2].

Родовища нафти і газу, які розробляє ПАТ «Укрнафта», знаходяться на завершальній стадії розробки. В теперішній час основним методом оцінки запасів є об'ємний. Використовують метод матеріального балансу або статистичний, які базуються на промислових даних по свердловинах та характеристиках витіснення вуглеводнів на родовищах. Наразі результати оцінки за цими методами мають вирішальну роль у визначенні балансових запасів вуглеводнів на родовищах .

Існують два підходи, які дозволяють достовірно обґрунтувати підрахункові параметри для оцінки запасів конкретного родовища, за якими отримуємо в окремих випадках розбіжності кінцевих результатів. За одним – збільшення об'єму геологорозвідувальних робіт та геолого-промислових досліджень надає нову інформацію по кожному покладу родовища. За другим – удосконалення методики обґрунтування підрахункових параметрів.

Збільшення об'єму інформації нерідко обмежується об'єктивними причинами, пов'язаними з факторами економічної доцільності, особливо для родовищ з незначними запасами нафти. В цих випадках достовірність запасів напряму залежить від методів обґрунтування підрахункових параметрів.

Заслуговують уваги питання точності визначення параметрів, оскільки отримати абсолютно точне значення будь-якої фізичної величини практично не можливо. Всі виміри і визначення на сьогодні виконують тільки до того ступеня вдосконалення, який на даному етапі розвитку науки і техніки уможливлює отримання оцінок тих чи інших величин із достатнім наближенням до практичного використання.

За даними дослідників межі можливих похибок підрахунку запасів нафти по покладах із режимом розчиненого газу (табл. 1) можуть змінюватися в значній мірі [1].

Таблиця 1

Можливі похибки при підрахунку запасів нафти по покладах із режимом розчиненого газу залежно від стану покладу (за Е.А. Поламбусом) [1]

Відбір нафти % видобувних запасів	Раціональний комплекс методів підрахунку запасів нафти	Відхилення підрахункових запасів від істинних, %	
		можливі	звичайні
10	Метод аналогії і об'ємний метод	50–100	5–30
10–30	Об'ємний метод і метод матеріального балансу	50	5–20
30–60	Метод матеріального балансу і статистичний метод	30	5–10
60	Статистичний метод	15	5

Аналіз даних табл. 1 показує, що при незначних відборах вуглеводнів оцінені запаси можуть суттєво відрізнятись від істинних. Тому завданням повторної ГЕО об'ємним методом є встановлення істинної величини запасів. Цим досягається, насамперед, об'єктивність оцінки запасів, а також можливість співставлення результатів, які отримано іншими методами оцінки. На основі аналізу затверджених звітів з переоцінки запасів родовищ вуглеводнів з'ясовується необхідність уточнення та обґрунтування достовірної величини підрахункових параметрів, які підлягають затвердженню ДКЗ.

Зазначимо, що кінцевий результат оцінки запасів це затверджена величина, підтверджена різними методами оцінки запасів. Залежить вона від точності обґрунтування всіх підрахункових параметрів з використанням методів, які б унеможливлювали значні розбіжності. Диференційована оцінка причин зміни підрахункових параметрів з використанням об'ємного методу могла б вирішити це завдання. В даній роботі проаналізовано можливість практичного застосування такої оцінки, яка запропонована Борисенком З.Г. та Сасом М.Н. [1].

Така методика для родовищ вуглеводнів України полегшила б виконавцям повторної ГЕО достовірніше визначити запаси та обґрунтувати найбільш точно підрахункові параметри, зокрема, такі як: об'єм нафтогазонасичених порід, коефіцієнти нафто- та газонасиченості, відкритої пористості, перерахунковий, а також густина нафти, газовміст пластової нафти тощо [4].

Основні узагальнення в процесі оцінки дають можливість стверджувати, що навіть незначна зміна вихідних параметрів моделювання залягання пастки, форма і тип покладу можуть впливати на результати оцінки. Наприклад, якщо при підрахунку запасів контакт прийнято на 2 м вище ймовірного його положення, заниження об'єму нафтогазонасичених порід складе величину 10–25 %. При завищенні ВНК на 4 м можливі помилки складають 18–50 % [2].

В табл. 2 наведено приклад розрахунку змін абсолютного і відносного відхилення для покладу родовища з поверхом нафтоносності 15,5 м [2]. Розрахунки свідчать, що навіть при незначному завишенні або заниженні контуру нафтогазоносності похибка у визначенні об'єму нафтогазонасичених порід суттєва.

Таблиця 2

Абсолютна і відносна величина зміни об'єму покладу від зміни положення прийнятого водо нафтового контакту [2]

Положення ВНК, м	Об'єм покладу, тис. м^3	Відхилення	
		Абсолютна різниця об'ємів, тис. м^3	Відносна похибка, %
–3060	155	–35610	–99,5
–3062	1953	–33812	–94,5
–3068	22090	–13675	–38,2
–3070*	35765	0	0
–3072	53248	+17483	+48,8
–3090	317323	+281558	+787,2
*Наймовірніше положення ВНК			

Відповідно при виконані повторної ГЕО слід детально вивчати результати отриманої продукції, останні сліди нафти чи перші водонасичені пласти. Суттєвим буде вивчення активності контурних вод, гідродинамічної рівноваги, зон живлення і розвантаження підземних вод, закритості басейну. Важливим є також оцінка перехідної зони родовища. Адже формування покладів і переміщення вуглеводнів – міграція, яке відбувається на значних глибинах, де великі молекули типу асфальтенів не можуть емігрувати з глинистих порід. Вуглеводні можуть формувати також поодинокі скупчення, в деяких випадках при значному ущільненні порід в поровому просторі може залишатись метан, а вода, яка має менший розмір молекули, буде витіснятись.

Сумнівним є прийняття при розрахунках положення водонафтового контакту продуктивного пласта з оцінкою ймовірної перехідної зони, де встановлено перший водонасичений пласт, що широко використовується на практиці. Це призводить до некоректної оцінки запасів вуглеводнів, оскільки вони оцінюються за нижчими категоріями попередньо-розвіданими або навіть ресурсами.

Причини обгрунтування інших підрахункових параметрів бувають різні. Одні пов'язані з отриманням нових даних в свердловинах, пробурених після проведення початкової оцінки. Інші базуються на основі розрахунку нового середньозваженого значення, через зміни і удосконалення методики визначення або заміни методики обгрунтування пористості для підрахунку запасів, наприклад зміна способу розрахунку визначення середнього значення. Відповідно оцінка запасів прямопропорційна величині змін цих параметрів.

Ступінь впливу різних підходів на відмінності коефіцієнтів відкритої пористості, при переоцінці запасів, залежить від мінливості колекторських властивостей продуктивного пласта та рівномірності розташування свердловин в межах покладу, що вивчається. Уточнення та вдосконалення методики оцінки пористості може дати суттєві зміни при перерахунку запасів тільки в результаті збільшення кількості якісної інформації. Це можливе або за рахунок буріння нових свердловин в межах покладу з різними колекторськими властивостями або моделюванням на основі сейсмічних даних. Зі зростанням відносної мінливості пористості, що характеризується коефіцієнтом варіації, збільшується її відносне підвищення точності.

Щодо ефективних нафтогазонасичених товщин, то при повторних перерахунках запасів їх величини уточнюються як за рахунок збільшення кількості інформації, так і в результаті застосування сучасних методик виділення колекторів за промислово-геофізичними даними. Слід відмітити, що збільшення правильності вищезгаданого параметру при перерахунку запасів, також напряму залежить від збільшення вихідної інформації після початкового підрахунку та її якості в межах площі покладу. Уточнення середньої величини ефективної товщини при такому підході визначається в основному ступенем її відносної мінливості, найбільш простою формою вираження

якої є величина коефіцієнта варіації. Уточнення ефективної товщини, внаслідок удосконалення методики виділення колекторів за промислово-геофізичними даними, в деякій мірі є суб'єктивним. Виділення колекторів з використанням кількісних критеріїв має статистичний характер, а не детерміністський, як при використанні якісних ознак. Одночасне застосування обидвох критеріїв призводить до заниження ефективних товщин при їх обґрунтуванні.

На середні значення коефіцієнтів нафтогазонасиченості не здійснює суттєвого впливу різна кількість вихідних даних при підрахунку та перерахунку запасів.

Фізичні властивості флюїдів, при повторній ГЕО обґрунтовуються за первинними глибинними пробами, рідше за змінами при повторній ГЕО. Однак бувають випадки, коли відібрано представницькі проби і відповідно уточнюються значення густини, газовмісту і об'ємного коефіцієнту. Відповідно основна причина зміни це уточнення величини за новими даними, що не у всіх випадках приймається до уваги.

Наразі реалізувати на практиці диференційовану оцінку причин зміни підрахункових параметрів для родовищ України дуже складно. Адже для цього потрібно враховувати всі геологічні аспекти, починаючи від умов формування самої пастки і покладу в цілому до процесів генерації вуглеводнів з врахуванням даних розробки покладів і родовища в цілому. Це дозволить точніше оцінити величину запасів, а також співставити результати, які отримані різними методами, проводити своєрідний прогноз науково-обгрунтованих даних.

Величина загальних запасів нафти і газу підрахована об'ємним методом завжди більша [1], але на практиці в окремих випадках вона менша. Відповідно, зіставлення тільки обсягів запасів нафти і газу, визначених різними методами, не є критерієм точності.

Як логічне завершення роботи, хотілось наголосити на необхідність створення своєрідного «банку даних», який би допомагав науковцям та практикам співставляти величини підрахункових параметрів одновікових товщ різних родовищ України та проводити прогноз на нерозвіданих ділянка. Це дозволить ефективніше використовувати практику оперативної переоцінки запасів вуглеводнів.

Література

1. Підрахунок запасів нафти і газу: підручник / Рудько Г.І., Ляху М.В., Ловинюков В.І., Багнюк М.М., Григіль В.Г. – За заг. ред. доктора геолого-мінералогічних наук, доктора географічних наук, доктора технічних наук, професора Г.І. Рудька. Київ – Чернівці: Букрек, 2016. 592 с.
2. Борисенко З.Г., Сосон М.Н. Подсчет запасов нефти объемним методом. М., «Недра», 1973, 176 с.
3. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И.Пороскуна, Г.Г.Яценко. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 259 с.
4. Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу. К.: ДКЗ України, 1999. 67 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.04

HARMONIZATION OF WESTERN AND EASTERN OIL AND GAS RESOURCES CLASSIFICATION SYSTEMS: A MISSION IMPOSSIBLE

Imre Szilágyi, *imszilagyi@caesar.elte.hu, Master Instructor,*
Eötvös Loránd University, Budapest, Hungary

Oil and gas reserves must be reported to investors and government authorities. The former uses the company reports to set profit expectations while for the latter the reported volumes serve the purpose of the national resource inventory. Although in both systems the reported volumes are categorized and/or classified based on similar criteria sets the emphases however are different. «Eastern» systems prioritize the geoscience/engineering knowledge on the accumulation fulfilling the needs of the national resource inventory. «Western» systems consider primarily the commercial maturity of natural resources projects. The reason of the difference is historical: the oil and gas industry in the «East» has been dominated by National Oil Companies (NOCs) while in the «West» privately owned Independent Oil Companies (IOCs) are commonly found. Efforts to harmonize the two systems so far have led to compromised results. The paper will discuss the constraints of such a harmonization through the comparison of PRMS (Petroleum Resources Management System, SPE/AAPG/WPC/EAGE/SPEE) and RF2013 (Order of the Russian Federation on Oil and Fuel Gas Reserves and Resources Classification) representing the «West» and «East», respectively. The conclusion will be that though the expectation for full harmonization is an illusion but the two systems can «work» together in harmony.

Introduction. One of the fields of the resource and reserve classifications' harmonization is the collation of public company and government agency systems. The purposes of the two systems are very different: publicly traded companies are preparing their reserve reports to inform global investors while government agencies are preparing their resource inventories to provide information with the national economy development institutions. The difference of the purposes has a clear impact on assessment methodologies and on classification practices followed. As a consequence, certain constraints and limitations must always be borne in mind when the harmonization of the two systems is attempted.

Our analyses shall be based on two granularly elaborated and documented systems, the Petroleum Resources Management System of SPE in collaboration with AAPG, EAGE, WPC and SPEE (hereinafter referred as PRMS) and the Oil and Fuel Gas Reserves and Resources Classification of the Russian Federation issued in 2013 as a Government Order (hereinafter referred as RF2013). First, we will summarize the logics of classifications and categorizations in PRMS and in RF2013 with special attention to the underlying assessment methodologies, while in in the following a case study shall demonstrate the comparability of resource categories and classes at the resource maturation stage of field development. Finally, based on the assumptions, conclusions will be drawn on the harmonization opportunities.

Resource and Reserve Assessment in PRMS. The main feature of PRMS is that it classifies and categorizes the Technically Recoverable Resources (TRR) which are assignable to a unique Project. The Project at the first instance is field development, «green» or «brown», while – interestingly – established production of wells in a field is also understood as a Project. Note that several Project may be assigned to one hydrocarbon accumulation at a given maturity stage. It also worth to anchor that TRR is in fact understood as cumulative production forecast of wells within a Project till the Economic Limit (till the year the wells are producing with positive cash-flow – revenues exceed costs).

The PRMS discusses a two-dimensional system (Fig. 1.) where the «vertical axis» represents Resource Classes from Prospective through Contingent Resources to commercial Reserves, while the «horizontal axis» illustrates the Range of the Uncertainty of TRR estimations.

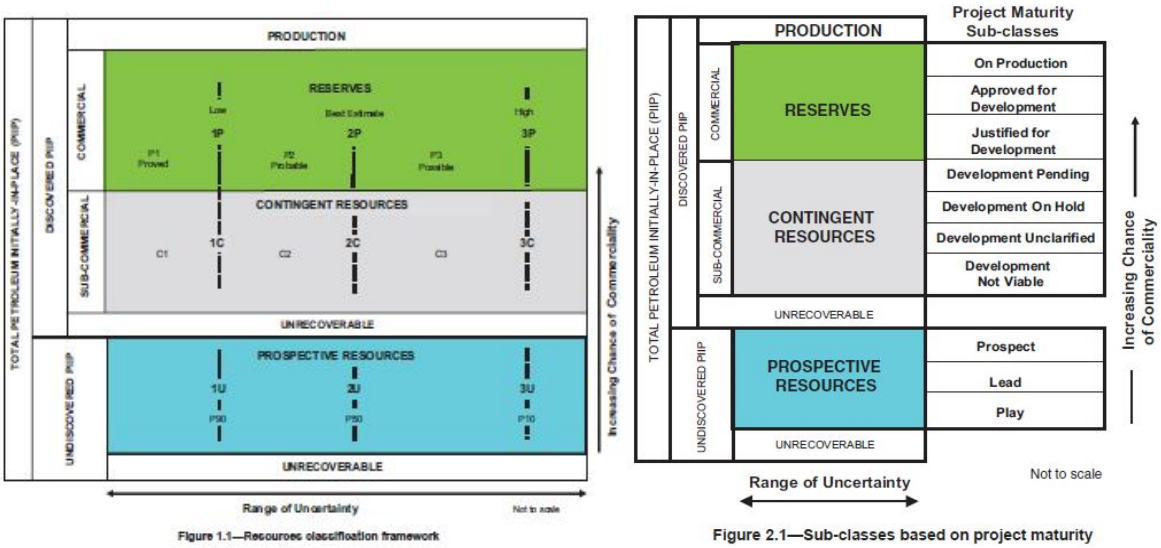


Figure 1.1—Resources classification framework

Figure 2.1—Sub-classes based on project maturity

Fig. 1. Project maturity-based Classification and probability-based Categorization of Technically Recoverable Resources in PRMS (combination of Figures 1-1 and 1-2 thereof).

The basis of the classification (vertical axis) is the gradually increasing chance of commerciality of the Project's TRR. The criteria of commerciality include economic viability, evidences for management engagement to field development, availability of production and transportation infrastructure and reasonable expectations on sales market, legal, environmental and social acceptance. The brief summary of the classification principles are as follows:

Prospective Resources are those quantities of hydrocarbon which are not yet discovered however the interpretation of certain geological and geophysical data suggests the viability of the accumulation. The «viability» is understood as having chance to encounter recoverable quantities of hydrocarbon in the event of a successful exploratory drilling. Further sub-classification based on the (exploration) project «maturity» is established for prospective volumes estimated for Plays, Leads and Prospects.

Contingent Resources are already discovered (justified by well-tests) but do not satisfy at least one the commerciality criteria listed above. Sub-classification is made on the basis of the field development project «maturity». The Sub-Classes within the Contingent Resource Class include «Development Not Viable» (if currently there are no plans to develop or to acquire additional data due to limited production potential), «Development Unclarified» (if the Project has a potential for eventual commercial development but further appraisal/evaluation activities are ongoing clarify that), «Development On Hold» (if the commercial development may be subject to significant delay), «Development Pending» (if project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future).

Reserves are those quantities of petroleum which are discovered and for what all the commerciality criteria are met. Similarly to Contingent Resources the Reserves are also sub-classified based on the field development project maturity status such as «Justified for Development» (if the implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast of commercial conditions and there are reasonable expectations that all approvals/contracts will be obtained), «Approved for Development» (if all necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed or the implementation of the development project is underway) and «On Production» (if the development project is producing and selling petroleum to the market). An alternative sub-classification for Reserves is also available by the operational status i.e. Reserves can be further sub-classified as Undeveloped (commercial quantities expected to be recovered through future investments) and Developed (commercial quantities to be recovered through existing production infrastructure).

The «horizontal axis» represents the Range of the Uncertainty of resource volume estimations (Fig. 1). In this regard the resource volume is a probability variable characterized by two extremes and one centrally positioned value in each Resource Class, as follows:

- In the Prospective Resource Class the probability Categories include 1U (P90 or Low Estimate), 2U (P50 or Best Estimate) and 3U (P10 or High Estimate). The terminologies reflect the degree of confidence that the prospectively recoverable quantities are equal or more than the estimate given.
- Probability Categories in the Contingent Resource Class are named as 1C, 2C and 3C standing for the low, best and high estimate scenarios, respectively. The «scenarios» are understood as low, best and high estimate cumulative production forecasts assigned to the field development project which shall be launched if all the actual contingencies are removed.
- In the Reserves Class the probability categories are 1P (Proved), 2P (Proved and Probable) and 3P (Proved, Probable and Possible). The 1P, 2P and 3P in fact denote commercial low, best and high case production scenarios, respectively.

The PRMS also allows for the application of the so called «deterministic incremental» volumetric Reserve Classes, as P1 being equal to 1P, and P2 (Probable) and P3 (Possible), as well as in the Contingent Resource Class as C1, C2 and C3. According to PRMS: «*The deterministic incremental method is based on defining discrete parts or segments of the accumulation that reflect high, best and low confidence regarding the estimates of recoverable quantities under the defined development plan.*» Unfortunately, it is in conflict with the Project-based approach of PRMS itself because the TRR is assigned to wells' cumulative production forecasts with uncertainties and not to rock volumes with various «confidence» a.k.a. geological knowledge (Fig. 2.).

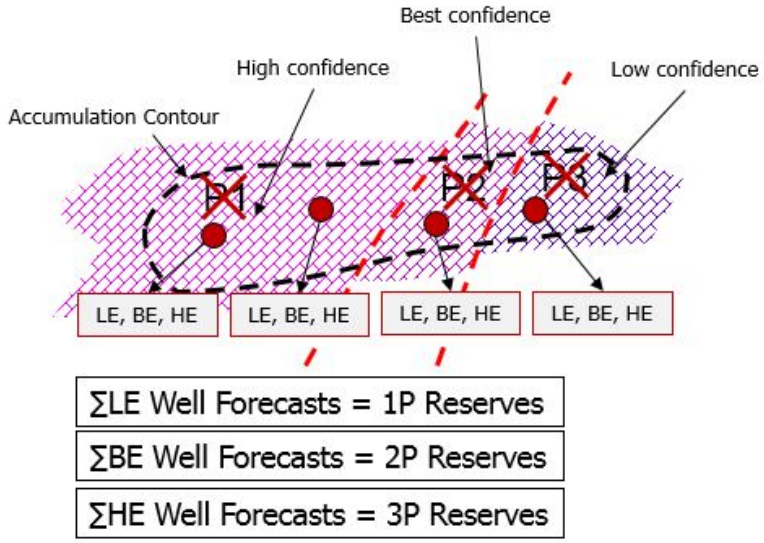


Fig. 2. Illustration of the unviability of the deterministic incremental Reserve Categories.

As it is demonstrated P1 (Proved), P2 (Probable) and P3 (Possible) estimations are incorrectly assigned to rock volumes (partitions of the Gross Rock Volume) only. Scenario based categories (1P – Proved; 2P – Proved & Probable; 3P – Proved & Probable & Possible) however are correctly assigned to wells Low, Best and High Estimate (LE, BE, HE) cumulative production forecasts. Based on the same assumptions Contingent Resource Categories of C1, C2 and C3 are also unviable.

Neither the Project maturity nor the status based (e.g. Undeveloped and Developed) Classification are under no way to confuse with the probability-based Categorization. As a conclusion we have to lay it down that Technically Recoverable Resources are always the summation of the future production from

wells, existing or planned, where the actual classification is defined by the maturity status of the (field development) project while the categorization is done on the basis of the uncertainty of the resource volumes.

Another important note here that for a accumulation several PRMS Projects may be defined at the given time of maturity. As an example: the cumulative TRR forecast of producing wells are classified as Reserves, status Developed and categorized as 1P, 2P and 3P; the cumulative TRR forecast of not yet producing wells within an already approved Project are Reserves, status Undeveloped, categories 1P, 2P and 3P; while for the cumulative TRR forecast of wells within a yet unclarified Project the class is Contingent Resources with probability categories of 1C, 2C and 3C.

Resource and Reserve Assessment in RF2013. The RF2013 applies a single dimensioned system where the classification (or categorization; RF2013 uses the two terms alternately – for the sake of integrity terms «classification» and «classes» are applied in this study) of the Recoverable Resources is based exclusively on the level of the geological knowledge interrelated with the actual exploration, appraisal, field development and production maturity statuses. Unlike in PRMS, the uncertainty-based categorization is entirely missing in RF2013 what suggests that the actual resource volumes assigned to each and any classes identified must correspond with the "centrally positioned" (e.g. Mean) value of the volume ranges.

When it defines the «level of geological knowledge» RF2013 compares the actual number, positions and results of wells drilled to the reservoir to the «final» and «ideal» well-pattern that provides the optimal ultimate recovery of the accumulation. Note that in RF2013 the «deal» well pattern is demonstrated as a geometrically regular square grid. The well spacing («L») in this ideal network is characteristic to the accumulation. In real life however the well-pattern is rarely regular therefore in this study the ideal well pattern is modeled as irregular (Fig. 3) where the total of the wells' drainage areas provide the optimum recovery – nearly the same that would be provided by a regular square grid.

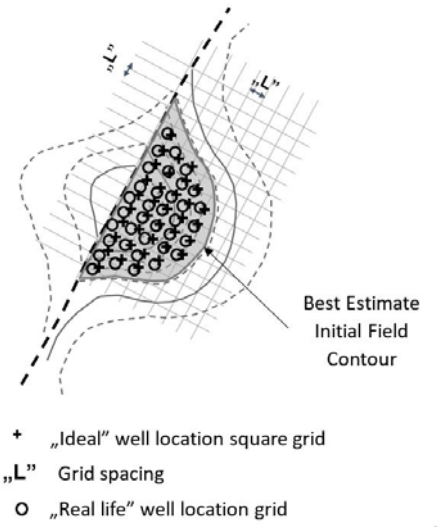


**Fig. 3. Equivalent well-patterns of a hydrocarbon accumulation:
o – real-life; + - square grid (as in RF2013).**

The RF2013 considers the geological knowledge as the primary criteria in resources classification. The geological knowledge is understood in the context of maturity status on one hand («Undiscovered», «Discovered Non-Producing» and «Producing»); and the actual well-spacing compared to the «ideal» (providing optimum recovery) on the other. The Undiscovered recoverable resources can further be classified based on the geological knowledge, as D0, DL, D1 and D2 (see explanations in Fig. 4.). Based on maturity and well-spacing (geological knowledge) the Discovered Non-Producing resources are

classified as C1 and C2 (see Fig. 4.) while classes for the producing accumulation include A, B1 and B2 (Fig. 4.)

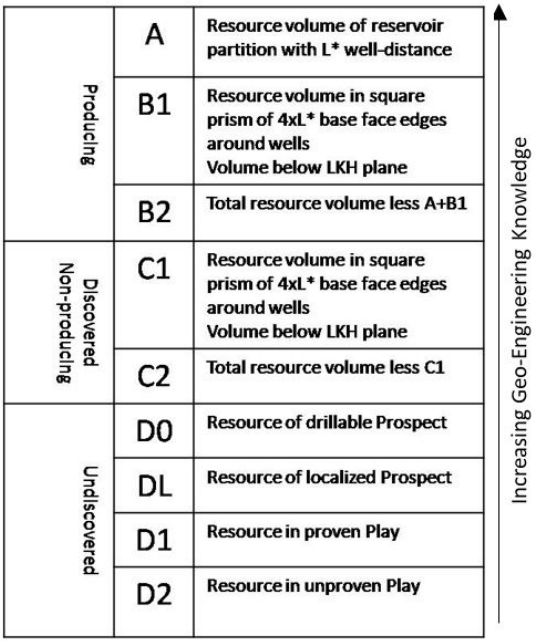


Fig. 4. Summary of RF2013 classification principles

The definition and understanding of Reserves in RF2013 is somewhat different from the Reserve definition in PRMS. RF2013 uses the term Reserve for all Classes above that are identified for already discovered and recoverable volumes i.e. «A», «B1», «B2», «C1» and «C2», irrespective whether the anticipated recovery is partly or in whole is commercial or not. As mentioned in the discussion of the PRMS, Reserves are recoverable volumes for what the five commerciality criteria (economic viability, evidences for management engagement, availability of infrastructure, reasonable expectations on sales market, legal, environmental and social acceptance) are met.

Comparison of PRMS and RF2013. The one-to-one matching of PRMS Project maturity classes and statuses with the RF2013 classes cannot be done due to the following constraints:

1. The TRR subject to classification and status setting is Project based in PRMS where TRR is cumulative production forecast of the wells within the Project. In contrast, in RF2013 the recoverable volumes are assigned to rock volumes (and not to wells' production forecasts).
2. In PRMS commerciality (actually the Chance for Commerciality) is the main classification (and sub-classification) factor while in RF2013 it is the geological knowledge (in the context of actual well-spacing compared to the «ideal» final grid). Chance of commerciality for a Project and geological knowledge for the partition of the accumulation do not match saved two exceptions:

a. In case of an undiscovered accumulation the PRMS Prospective Resource volumes may correspond with the volumes in the «D» RF2013 classes (e.g. the Prospective TRR in sub-class Prospect can be equal with D0)

b. In case of mature fields where all the wells are producing and no further wells are planned to drill within the reservoir extent (lateral and vertical) the PRMS class Reserves, sub-class On Production, status Developed are to be matched with RF2013 class «A».

Matching PRMS uncertainty categories (1U, 2U, 3U for Prospective Resources; 1C, 2C, 3C for Contingent Resources; 1P, 2P, 3P for Reserves) with any RF2013 classes do not work because of the simple fact that RF2013 does not analyze the range of the uncertainty of resource estimations (there are no Low, Best and High estimations made for the rock volumes, net-to-gross, porosity, saturation and recovery factor). Values according to RF2013 always corresponds the best estimate resulting in 2U, 2C and 2P. Comparisons with the «deterministic incremental» PRMS categories are unviable because the «deterministic incremental» categories are unviable themselves, as it was discussed above.

We may however suggest some kind of comparison at a given maturity level. As an example, we will do the analysis at the stage of the field development. In our case study the hydrocarbon accumulation is discovered and already produced by 7 wells (Fig. 5.). Five wells out of the 7 meets the line spacing providing the optimal recovery of the rock volume delineated. For two wells however the well spacing is unsatisfactory yet. The field development Project that meets all the commerciality criteria of PRMS contains the drilling and tying 27 additional wells. The total of the 34 wells shall meet the final grid in the Design Document approved by the authorities.

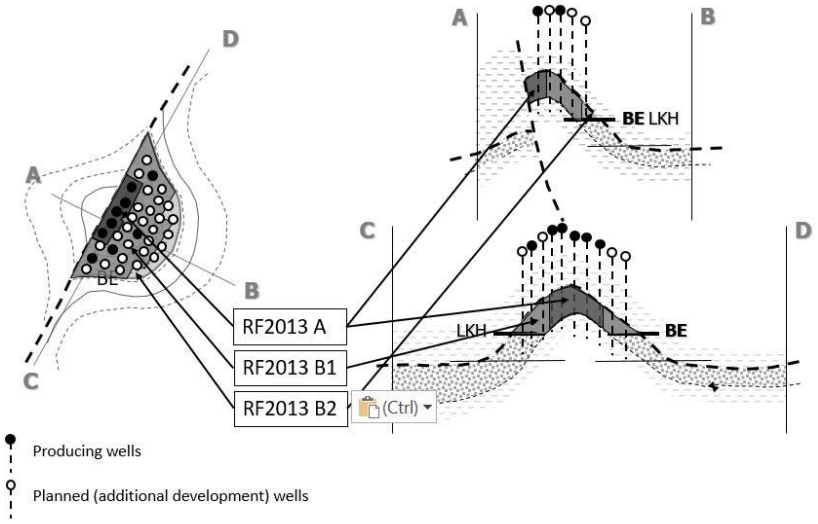


Fig. 5. Grid of producing and planned field development wells with the delineation of RF2013 «A», «B1» and «B2» areas

At this maturity status the following conclusions can be made for PRMS and RF2013 resource classification:

- The TRR (cumulative production forecast) for producing wells is classified as PRMS Reserves, status Developed, probability categories 1P, 2P, 3P. Note that in case there are no significant uncertainties perceivable in future production the three volumes are equal.
- The TRR for the planned well is classified as PRMS Reserves, status Undeveloped, probability categories 1P, 2P, 3P.
- The recoverable volume of the area where the final well grid is already met is classified in RF2013 as «A». Volumes in the adjacent area where the grid of the producing wells is not satisfactory yet are classified as «B1», while the recoverable volume assigned to the remaining reservoir partition is «B2».

It can be concluded that the given maturity stage the sum of PRMS Developed 2P and Undeveloped 2P is equal with the sum of RF2013 «A», «B1» and «B2». Similar summations can be completed at other maturity stages as well.

Conclusions. The study above has demonstrated that «Western» and «Eastern» resource classification systems are not to compare without compromises and the recoverable volume classes cannot be converted from one to the other. Reasons include significant differences in purposes and in assessment methodologies.

However, both systems can be applied simultaneously. Public companies may report their resources and reserves based on PRMS while they may submit the resource assessment for the same accumulation for the government authorities in alignment with RF2013. The only expectation one must forget about is that volume classes shall be one-to-one matched. It is a mission impossible.

References

1. Society of Petroleum Engineers, European Association of Exploration Geoscientists, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Congress, Society of Petroleum Evaluation Engineers, 2007 (updated in 2018): Petroleum Resources Management System (PRMS)

2. Russian Federation Ministry of Natural Resources, 2013: Order Nr. 477/01.11.2013 on Oil and Fuel Gas Reserves and Resources Classification (RF2013)

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.31

ОПТИМІЗАЦІЯ СТУПЕНЯ ГЕОЛОГІЧНОГО ВИВЧЕННЯ ТА ВІРОГІДНОСТІ ОЦІНКИ ЗАЛІЗОРУДНИХ РОДОВИЩ НА СТАДІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ РОЗВІДКИ

***Плотніков О.В.*[1]**, *д. геол. н., професор, magnetit@meta.ua,*
***Курило М.М.*[2]**, *к. геол. н., доцент, kurilo@univ.kiev.ua,*
***Стапай В.С.*[1]**, *viktoriastapay@gmail.com,*
1 – Криворізький національний університет, м. Кривий Ріг, Україна,
2 – Київський національний університет імені Тараса Шевченка,м. Київ, Україна

Імовірнісний характер геологічної інформації часто не враховується при геологічній та економічній оцінці родовищ в повному обсязі. Це головна причина непідтвердження кількості та якості запасів руди. В результаті це може призвести до недотримання планів видобутку, очікуваної якості та складу корисних копалин; це погіршує економічні показники гірничих підприємств і призводить до економічних втрат.

Проевдено теоретичний аналіз економічних втрат гірничих підприємств; розглядаються втрати, які реалізуються внаслідок помилок у визначенні геологічних параметрів залізорудних родовищ. Визначено оптимальні рівні ймовірності геологічної інформації при геолого-економічній оцінці балансових запасів.

Економічно оптимальний рівень точності геологічних параметрів повинен визначатися окремо для кожного родовища (навіть у межах одного генетичного типу) і базуватися на основних еталонах помилок геологічних параметрів та операційних втрат від ймовірності геологічної інформації. Економічно оптимальний рівень ймовірності геологічної інформації змінюється для кожного родовища в досить широких межах і залежить насамперед від складності геологічної структури рудних родовищ.

OPTIMIZATION OF GEOLOGICAL STUDY'S DEGREE AND EVALUATION'S PROBABILITY FOR IRON ORE DEPOSITS AT MINING EXPLORATION

***Plotnikov O.*[1]**, *Dr. Sci. (Geol.), Prof., magnetit@meta.ua,*
***Kurylo M.*[2]**, *Cand. Sci. (Geol.), Assoc. Prof., kurilo@univ.kiev.ua,*
***Stapay V.*[1]**, *viktoriastapay@gmail.com,*
1 – Kryvyi Rih National University, Kryvyi Rih, Ukraine,
2 – National Taras Shevchenko University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

Probabilistic nature of geological information is usually not taken into account in the geological and economic assessment of deposits to the full. This is main reason of non-confirmation of the quantity and quality of ore reserves. As a result, it can lead to non-compliance with extraction and production plans, expected quality and composition of minerals; it worsens economic indicators of mining enterprises and lead to economic losses.

A theoretical analysis of economic losses of mining enterprises of Ukraine is carried out. It is reviewed losses which are realized as a result of errors in determining geological parameters of iron ore deposits. The optimal levels of geological information probability at the geological and economic estimation of balance reserve are determined.

The economically optimal level of geological parameters precision should be determined separately for each deposit (even within the same genetic type) and be based on the main patterns of error of geological parameters and dependencies operational losses on geological information probability. The economically optimal level of geological information probability varies for each deposit within fairly wide limits and depends primarily on the complexity of the geological structure of the ore deposits.

Методика розвідувальних робіт визначається особливостями геологічної будови та умов залягання родовища корисних копалин з урахуванням рекомендацій Інструкції [1] та вимог до комплексного вивчення родовищ і підрахунку запасів супутніх корисних копалин і компонентів та відходів гірничого виробництва [2, 5]. При цьому на великих родовищах передбачається відносне згущення сітки розвідувальних гірничих виробок на типових ділянках деталізації та ділянках першочергового освоєння, запаси яких повинні забезпечити роботу гірничодобувного підприємства на період повернення капітальних вкладень у промислове освоєння родовища.

На ділянках першочергового освоєння проводиться простежування, випробування, оконтурення покладів корисних копалин за сіткою свердловин (гірничих виробок) оптимальної щільності для виявлення розвіданих запасів; проведення напівпромислових технологічних досліджень і розроблення промислової технологічної схеми перероблення мінеральної сировини;дослідно-промислове розроблення окремих покладів корисних копалин; детальне вивчення гірничо-геологічних умов залягання, гірничо-технічних і екологічних умов розроблення покладів корисних копалин і перероблення мінеральної сировини, умов реалізації товарної продукції гірничого виробництва.

На ділянках перспективного розвитку гірничодобувного підприємства проводиться простежування продуктивних зон і покладів корисних копалин розрідженою сіткою розвідувальних свердловин для доведення аналогії їхньої геологічної будови й умов залягання з ділянкою першочергового освоєння.

У разі проведення додаткових розвідувальних робіт на родовищах , що розробляються, система розвідки корегується за результатами порівняння даних розвідки й експлуатації та рекомендаціями ДКЗ , даними під час експертизи й оцінки запасів корисних копалин.

На введених у розробку родовищах проводиться дорозвідка і експлуатаційна розвідка. Дорозвідка розроблюваних родовищ проводиться в недостатньо вивчених їх частинах (флангах, глибоких або верхніх горизонтах, відокремлених ділянках тощо) і здійснюється послідовно згідно з планами проведення видобувних робіт. Експлуатаційна розвідка, яка випереджає розвиток видобувних робіт, уточнює визначені геологічною розвідкою дані про морфологію, внутрішню будову, умови залягання і розробки покладів корисних копалин, та про якість мінеральної сировини за даними додаткових свердловин або гірничих виробок, що проходяться перед видобувними роботами. Експлуатаційна розвідка, яка супроводжує видобувні роботи, уточнює кількісні та якісні показники покладів корисних копалин за даними досліджень в експлуатаційних і режимних свердловинах, очисних гірничих виробках тощо.

На введених у розроблення родовищах згідно з пунктом 26 Класифікації запасів проводиться експлуатаційна розвідка за методичним керівництвом, що розробляється як стандарт гірничодобувного підприємства.

Експлуатаційна розвідка, яка випереджає фронт очисних робіт, уточнює геометризацію рудних тіл з високим коефіцієнтом рудоносності, визначає контури очисних блоків, уточнює оцінку кількості і якості запасів руд чорних металів. Дані експлуатаційної розвідки використовуються для проектування гірничопідготовчих та нарізних робіт і річного планування темпів видобування.

Супроводжувальна експлуатаційна розвідка проводиться безпосередньо в процесі нарізних робіт в експлуатаційному блоці, при цьому уточнюються контури зруденіння та якість руд.

За даними супроводжувальної розвідки проектуються контури очисних запасів і очисні виробки відповідно до прийнятої системи розроблення, проводиться підрахунок обсягів очисних запасів, визначення втрат та збіднювання при видобуванні.

За результатами проведених робіт з експлуатаційної розвідки родовищ (ділянок) руд чорних металів, які розробляються, здійснюється переведення запасів до відповідних категорій розвідування, підрахунок і облік додатково виявлених та погашених запасів. Умовно балансові та позабалансові запаси, що залучаються до розроблення, переводяться до балансових. Розкриті, підготовлені й готові до видобування, а також наявні в охоронних циліках гірничокапітальних і гірничопідготовчих виробок запаси руд чорних металів підраховуються й обліковуються окремо згідно з їх промисловим значенням, ступенем геологічного та техніко-економічного вивчення.

Геолого-економічна оцінка залізорудних родовищ повинна базуватись на досить повних і вірогідних геологічних матеріалах [4]. Геологічна інформація про параметри родовищ на будь-якій стадії розвідки та експлуатації характеризується певною часткою ймовірності та містить

різноманітні за знаком і величиною похибки [1, 3]. Це є наслідком, по-перше, природної мінливості властивостей і параметрів родовищ (рудних покладів), а по-друге – обмеженої кількості точок безпосереднього їх спостереження, що складають незначну частину обсягів геологічних об'єктів. Проте імовірнісний характер геологічної інформації як правило не враховується при геолого-економічній оцінці родовищ. Це призводить до того, що при експлуатації родовищ геологічні показники не підтверджуються. Як наслідок, не виконуються передбачені проектом показники по обсягам видобутку і переробки мінеральної сировини, її якості і складу, що в свою чергу погіршує економічні показники гірничодобувних підприємств і призводить до економічних збитків [3, 4].

Аналіз особливостей геологічної будови залізорудних родовищ показує, що похибки у визначенні параметрів промислових запасів визначаються, переважно, ступенем мінливості геологічних показників у просторі. Мінливість параметрів залізорудних родовищ в свою чергу залежить від складності внутрішньої будови родовищ: розвитку багатопорядкової складчастості і розривних порушень та ін. Зрозуміло, що з підвищенням щільності сітки розвідувальних свердловин точніше апроксимується форма рудного покладу і зменшується ймовірність додаткових витрат на розкриття і переробку руди, спричинених непідтвердженням геологічних показників. Але буріння свердловин у поточний час має дуже високу вартість. В разі постійного згущення сітки розвідувальних свердловин витрати на їх буріння можуть зрівнятись і навіть перевищити витрати на додаткове розкриття рудних покладів і переробку руд, що обумовлені похибкою визначення геологічних параметрів родовищ. Тому вибір економічно доцільного рівня похибки геологічних показників є дуже важливим чинником економічної цінності промислових запасів.

Загальні збитки гірничодобувних підприємств внаслідок похибок у визначенні геологічних показників складаються зі збитків від похибок у підрахунку запасів руди по експлуатаційним горизонтам, типах і різновидах руд; збитків від похибок у визначенні контурів тіл кондиційних руд, а також їх типів і різновидів; збитків у прогнозуванні технологічних показників руд по їх типам і різновидам (вміст заліза в концентраті, вихід концентрату, вилучення заліза до концентрату тощо).

Проведений теоретичний аналіз економічних збитків залізодобувних підприємств України, що виникають внаслідок похибок у визначенні геологічних параметрів родовищ дозволив винайти оптимальний рівень точності геологічних показників при геолого-економічній оцінці промислових запасів. Основною методологічною передумовою оптимізації є імовірнісний характер вихідної геологічної інформації. Економічно доцільний рівень точності геологічних показників визначається співставленням витрат на їх уточнення з можливими збитками гірничодобувних підприємств, які виникають внаслідок похибок. Оптимальний рівень похибок загальних запасів руди в родовищі, запасів окремих технологічних типів і сортів руд, якісних показників мінеральної сировини і технологічних її властивостей розраховується за умов мінімізації сумарних витрат на їх уточнення і збитків, які зазнають гірничодобувні підприємства внаслідок цих похибок при експлуатації родовищ (рис. 1).

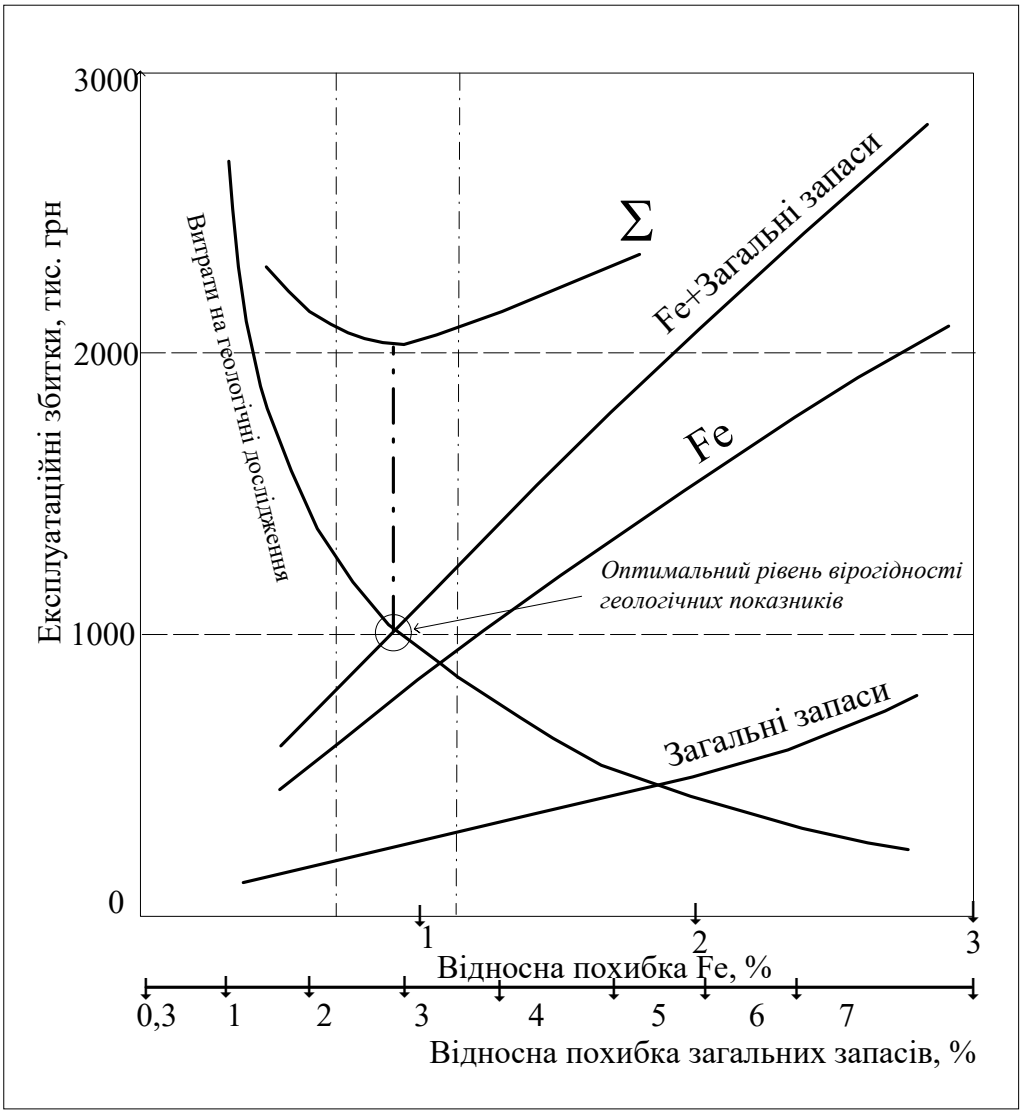


Рис. 1. Визначення економічно доцільного ступеня вірогідності геологічної інформації:
Σ – залежність рівня експлуатаційних збитків від сумарної похибки
у визначенні якісних та кількісних показників промислових запасів.

Економічно недоцільним є як занадто підвищений рівень точності геологічних показників, так і занижений. У першому випадку не компенсуються витрати на геологічні дослідження, у другому – низький рівень вірогідності геологічних показників призводить до збільшення експлуатаційних збитків гірничодобувних підприємств. Економічно доцільний (оптимальний) рівень точності геологічної інформації повинен встановлюватись окремо для кожного родовища (навіть в межах одного генетичного типу) і базуватись на встановлених закономірностях похибок геологічних показників від обсягів геологічних досліджень та залежностях експлуатаційних збитків від рівня точності геологічної інформації. Економічно доцільний рівень точності геологічних показників змінюється для окремих родовищ в досить широких межах і залежить насамперед від складності геологічної будови рудних покладів.

Література

1. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ руд чорних металів (заліза, марганцю та хрому). [Електронний ресурс]. Режим доступу: dkz.gov.ua
2. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/432-97-%D0%BF.
3. Плотніков О.В. Геолого-економічні критерії визначення доцільних помилок апроксимації контактів рудних покладів. *Геолого-мінералогічний вісник*. 2001. № 2. С. 28–37.
4. Плотніков О.В. Економічні оцінки залізорудних родовищ у фінансових та інвестиційних проектах: Монографія. Кривий Ріг: Мінерал, 2006. 274 с.
5. Положення про стадії геологорозвідувальних робіт на тверді корисні копалини. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0124-00.
6. Рудько Г.І., Плотніков О.В., Курило М.М., Радованов С.В. Економічна геологія родовищ залізистих кварцитів. К.: Вид-во «Академпрес», 2010. 272 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.004

МОЖЛИВОСТІ СУЧАСНИХ ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ПРИ ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНІЙ ОЦІНЦІ НАФТОГАЗОВИХ АКТИВІВ

Костенко Д., *к. геол. н, brend-vik@ukr.net,*
Сєров О., *o.sierov@brend-vikltd.com,*
ТОВ «Бренд-Вік ЛТД», м. Київ, Україна

Прийнята в Україні нова рамкова класифікація запасів та ресурсів корисних копалин РКООН–2009 суттєво наближає галузь надракористування до сучасних світових стандартів.

Сучасні тренди розвитку світових підходів до геолого-економічної оцінки нафтогазоносних об'єктів потребує максимальної діджиталізації та уніфікації цього процесу. На прикладі використання програмного продукту R3 (OGRE, США) розглянуті можливості до комплексного вирішення даної задачі відповідно до існуючих методичних підходів.

APPLICATION AND FEATURES OF MODERN INFORMATION TECHNOLOGIES IN GEOLOGICAL-ECONOMIC EVALUATION OF OIL AND GAS ASSETS

Kostenko D., *Cand. Sci. (Geol.), brend-vik@ukr.net,*
Serov O., *o.sierov@brend-vikltd.com,*
Brend-Vik LTD, Kyiv, Ukraine

Newly adopted in Ukraine United Nations Framework Classification for Resources (UNFC-2009) brings Ukrainian Oil and Gas industry in line with modern international standards. The current trends in the development of world-wide approaches to the geological and economic evaluation of oil and gas deposits require maximum digitization and unification of this process. The potential of complex solution according to existing methodological approaches to solve the problem were considered based on R3 software product (OGRE, USA).

На початку 2019 року Україною прийнято нову систему РКООН–2009, тобто зроблено суттєвий крок на шляху уніфікації та гармонізації системи оцінки ресурсів та запасів корисних копалин. Для нафтогазової галузі це означає суттєве наближення до міжнародних стандартів оцінки нафтогазових активів, оскільки існує пряме співставлення (затверджене SPE) між системами РКООН–2009 та PRMS–2018.

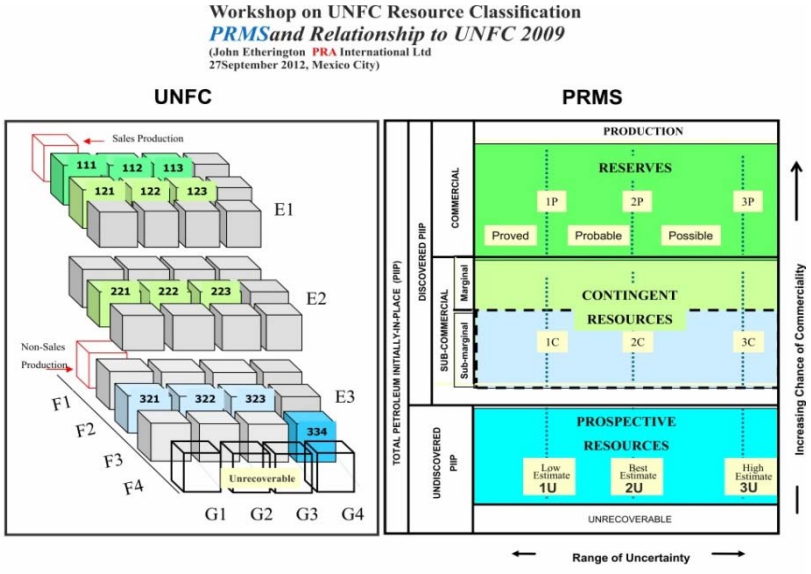


Рис. 1. Співставлення систем оцінки запасів та ресурсів ВВ РКООН-2009 та PRMS-2018

Безперечно, введення нової системи потребує суттєвого оновлення інструктивної бази, методичних підходів та юридичних аспектів формування Балансу корисних копалин.

Реалії сьогодення потребують максимального залучення сучасних інформаційних технологій до вирішення задач геолого-економічної оцінки нафтогазових активів. Саме на прикладі програмного комплексу R3 (OGRE, США) ми хочемо продемонструвати основні можливості діджиталізації процесу геолого-економічної оцінки.

Залучення сучасного програмного забезпечення дозволяє вирішити (покроково) наступні задачі:

1. Створення єдиної структурованої бази геолого-геофізичних та геолого-промислових даних: Країна – Нафтогазоносний регіон – НГР – родовище – свердловина.
2. Інтеграція структурних поверхонь як в цифровому форматі (основних інтерпретаційних комплексів) так і в форматі малюнку. Їх географічна прив'язка та масштабування.
3. Цифрування (за необхідності) структурної поверхні, нанесення на неї контурів покладів та розрахунок їх площ.
4. Нанесення в межах контурів ізопахіт резервуарів та розрахунок середньозваженої по площі товщини резервуару.
5. Розрахунок параметрів пластового газу.
6. Розрахунок ймовірності геологічного успіху проекту у відповідності до існуючих стандартних методик.
7. Внесення основних показників покладів та розрахунок початкових запасів нафти, газу та конденсату стохастичним та детерміністичним методами.
8. Внесення історичних даних про динаміку розроби покладів та прогнозування майбутніх показників розробки.
9. Внесення базових економічних параметрів та розрахунок економічної моделі.
10. Визначення основних техніко-економічних показників проекту, категоризація запасів та ресурсів ВВ відповідно до систем РКООН–2009 або PRMS–2018.

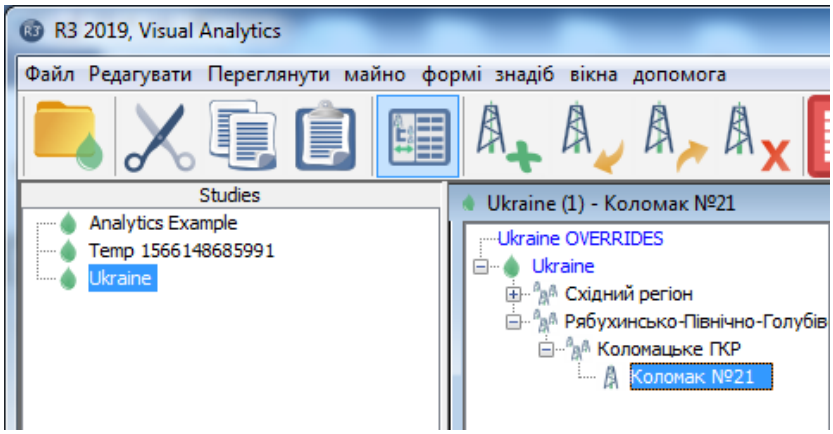


Рис. 2. Приклад структури бази геолого-геофізичних та геолого-промислових даних

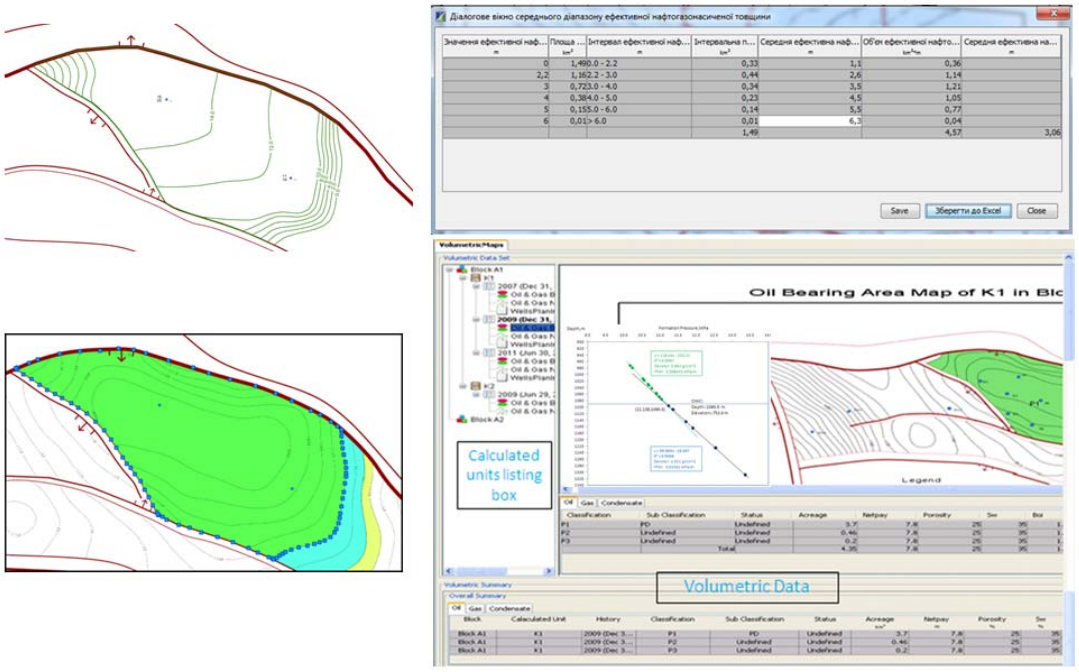


Рис. 3. Приклад розрахунку запасів пластового газу об'ємним методом

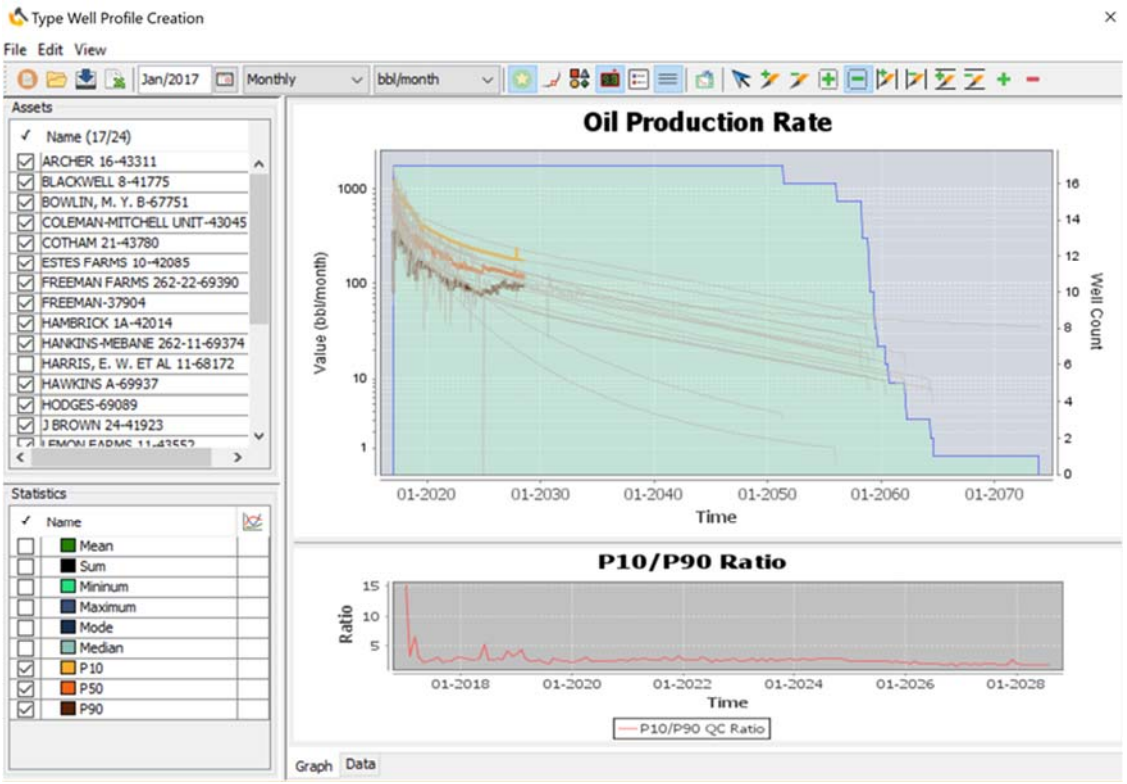


Рис. 4. Приклад прогнозування показників розробки на базі історичних даних та ймовірнісного підходу

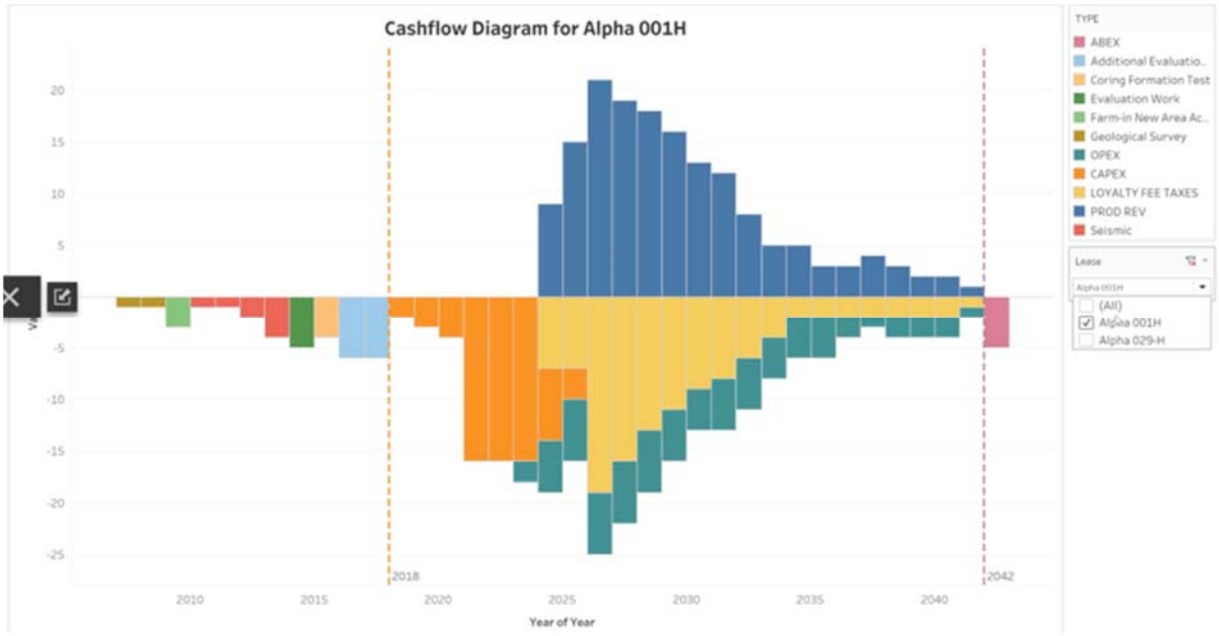


Рис. 5. Приклад візуалізації грошових потоків проекту

Такий підхід дозволяє реалізувати практично всі етапи геолого-економічної оцінки в єдиному інформаційному просторі, вносити додаткові геолого-геофізичні та геолого-промислові дані та корегувати економічну модель відповідно до нових параметрів.

В провадженні сучасних інформаційних засобів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу повинні бути зацікавлені як надракористувачі, компанії, що здійснюють підрахунок так і державні органи, що забезпечують контроль якості виконання подібних оцінок.

ЕНЕРГЕТИЧНА НЕЗАЛЕЖНІСТЬ УКРАЇНИ. НАРОЩУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ ДЕРЖАВИ



ОНОВЛЕНА СТРАТЕГІЯ

НАФТОГАЗ
УКРГАЗВИДОБУВАННЯ

ЗА НОВИХ РИНКОВИХ УМОВ НАФТОГАЗ УХВАЛЮЄ ОНОВЛЕНУ СТРАТЕГІЮ УПРАВЛІННЯ РОЗВІДКОЮ ТА ВИДОБУТКОМ УГЛЕВОДНІВ



1. Фокус на базовий рівень видобутку, інфраструктуру та роботу зі свердловинами
2. Обмеження буріння — вибір лише найкращих кандидатів
3. Впровадження діджиталізації
4. Нарощування видобутку рідких вуглеводнів
5. Партнерство з лідерами галузі та інвестиції у нові можливості нарощування ресурсної бази

Пріоритет: товарний обсяг вуглеводнів та максимізація прибутковості (ROIC)

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98:551.49(447.8)

ГІДРОДИНАМІЧНІ ЗАКОНОМІРНОСТІ ФОРМУВАННЯ ТА ЗБЕРЕЖЕННЯ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ НА ПРИКЛАДІ ВОЛИНО-ПОДІЛЬСЬКОЇ НАФТОГАЗОНОСНОЇ ОБЛАСТІ

Гарасимчук В.Ю., *к. геол. н., v_harasymchuk@ukr.net,*
Колодій І.В., *к. геол. н., ivannakolodiy@gmail.com,*
Кость М., *к. геол. н., m_kost_2007@ukr.net,*
Інститут геології і геохімії горючих копалини НАН України, м. Львів, Україна

Досліджено характер гідродинамічних систем західної частини Водино-Подільської нафтогазоносної області (НГО) та зв'язок з нафтогазоносністю. З'ясовано, що гідрогеологічна система верхньопротерозойського, кембрійського та нижньодевонського водоносних комплексів має ознаки елізійної. Гідробаричне напруження спрямоване від центральної частини басейну ЛПП до його периферії.

Для периферійних частин середньо-верхньодевонського комплексу притаманні ознаки інфільтраційної системи. У порівнянні з відкладами, що залягають нижче, у середньо- та верхньодевонському водоносних комплексах ЛПП гідрогеобаричне напруження спрямоване від периферії до його центральної (найбільш зануреної) частини. Таку гідрогеобаричну обстановку можна пояснити різними генетичними типами водонапірних систем, що існують у розрізі артезіанського басейну ЛПП. Верхньопротерозойський, кембрійський та нижньодевонський водоносні комплекси сформовані, в основному, теригенними утвореннями де водовмісними є високопористі, часто тріщинуваті піщані породи. Середньо- та верхньодевонський водоносні комплекси сформовані, головним чином, карбонатними породами, водовмісними серед яких є горизонти кавернозних, рідше тріщинуватих відкладів. У латеральному плані газові родовища пов'язані з районом підвищеної гідродинамічної напруженості.

У вертикальному перетині газові поклади також тяжіють до горизонтів з надгідростатичними тисками. Відсутність витриманих літологічних та тектонічних екранів не сприяла достатній гідродинамічній ізольованості структур і збереженню тут великих покладів вуглеводнів.

HYDRODYNAMIC REGULARITIES OF FORMATION AND PRESERVATION OF GAS DEPOSITS BY THE EXAMPLE OF VOLYN-PODILLYA OIL-AND-GAS BEARING REGION

Harasymchuk V., *PhD (Geol.), v_harasymchuk@ukr.net,*
Kolodii I., *PhD (Geol.), ivannakolodiy@gmail.com,*
Kost' M., *PhD (Geol.), m_kost_2007@ukr.net,*
Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine

The nature of hydrodynamic systems of the western part of Volyn-Podillya oil-and-gas bearing region and their connection with oil-and-gas content have been studied. It has been established that the hydrogeological system of the Upper Proterozoic, Cambrian and Lower Devonian aquifers has the features of an elision system. Hydrobaric pressure is directed from the central part of Lviv Paleozoic deflection (LPD) basin to its periphery.

Peripheral parts of the Middle-Upper Devonian complex have characteristics of an infiltration system. In comparison with deposits that occur beneath them, hydrogeobaric pressure is directed from the periphery to the central (most submerged) part in the Middle and Upper Devonian aquifers of LPD. Such hydrogeobaric environment can be explained by different genetic types of water pumping systems, which exist in the section of LPD artesian basin. Upper Proterozoic, Cambrian and Lower Devonian aquifers have been formed mainly by terrigenous formations, where highly porous, often fractured, sandy rocks contain water. The Middle and Upper Devonian aquifers have been formed mainly by carbonate rocks, where horizons of cavernous, rarely fractured sediments contain water. Laterally, gas fields are associated with an area of increased hydrodynamic intensity.

In the vertical section, gas fields also tend to the horizons with superhydrostatic pressures. The absence of sustained lithological and tectonic screens did not contribute to the adequate hydrodynamic isolation of structures and preservation of large hydrocarbon deposits here.

З'ясування ґенези пластового тиску та його параметрів дає розуміння будови та характеру природних гідродинамічних систем, які в свою чергу визначають закономірності формування, просторового розміщення і збереження вуглеводневих скупчень. Чинниками, які відповідають за динаміку флюїдів у межах нафтогазоносних структур є власне гідростатичний, геостатичний,

геотектонічний (геодинамічний) тиски, наявність шляхів розвантаження флюїдів та врівноваження пластових тисків, а також ємнісно-фільтраційні характеристики порід.

Полігоном досліджень була Волино-Подільська нафтогазоносна область (НГО), яка охоплює тектонічні структури Східноєвропейської та Західноєвропейської платформ у межах західної України. На даний час тут у відкладах середнього і верхнього девону відкрито невеликі за запасами Локачівське та Великомостівське газові родовища. Також в окремих пошукових свердловинах були отримані непромислові притоки газу та нафти.

Дані по пластових тисках, температурах, гідрогеохімічних та ємнісно-фільтраційних параметрах водоносних горизонтів отримані з фондів ДП «Львівгазвидобування» та ДП «Західукргеологія». Методика досліджень базувалася на побудові картосхем і вивченні морфології латерального гідродинамічного поля шляхом приведення пластових тисків до однієї площини порівняння, а також побудові та інтерпретації картосхем коефіцієнтів гідростатичності.

Встановлено, що характер гідродинамічних полів верхньопротерозойського, кембрійського та нижньодевонського водоносних комплексів Волино-Подільської (НГО) проявляється у закономірному зменшенні значень гідростатичних тисків, приведених до однієї площини порівняння, від його центральних до периферійних частин. Теригенний склад порід, умови палеогідрогеологічного розвитку та тектонічні особливості зумовили утворення у товщах цих комплексів елізійної водонапірної системи, гідродинамічне напруження у якій розповсюджується від місць найбільшого прогинання осадових товщ басейну до його периферійних частин. Пластові тиски зумовлені збільшенням об'єму вод завдяки їх вичавлюванню з глинистих утворень, які маю здатність до значних ущільнень, у слабкоущільнювальні піщанисті породи.

У середньо-верхньодевонському водоносному комплексі гідродинамічне напруження спрямоване від периферії до його центральної (найбільш зануреної) частини. Периферійні частини Львівського палеозойського прогину у місцях неглибокого залягання цього комплексу відповідають характеристикам інфільтраційної водонапірної системи, гідродинамічне напруження у якій спрямоване від областей живлення до областей розвантаження. Динаміка вод у глибоких горизонтах цього комплексу значно обмежена, а то і повністю відсутня.

Порівняльний аналіз гідродинамічних умов на основі коефіцієнта гідростатичності дає змогу стверджувати, що гідродинамічне поле Волино-Подільської НГО у порівнянні із таким Більче-Волицької НГО відзначається значно меншою напруженістю. Причиною цього є слабші прояви елізії у водоносних горизонтах та відсутність витриманих літологічних та тектонічних екранів. Вирішальну роль у створенні цього напруження у Зовнішній зоні відіграє чинник елізії, обумовлений як первинним вичавлювання порових вод, так і дегідратацією глинистих товщ. Збереженню цієї напруженості, а заодно і наявних покладів вуглеводнів сприяють потужні літологічні та широко розвинуті тектонічні екрани.

Латеральне гідродинамічне поле верхньопротерозойсько-кембрійсько-нижньодевонського водоносного поверху Волино-Подільської НГО, досліджене на основі коефіцієнта гідростатичності, проявляється у зростанні його значень з півдня на північ.

Також у морфології гідродинамічного поля цього комплексу прослідковується певний просторовий зв'язок розміщення ізоліній значень коефіцієнта гідростатичності з діагональними диз'юнктивними порушеннями. Це може визначати їх як шляхи міграції водо-вуглеводневих сумішей, що в свою чергу призводить до збільшення об'ємів флюїдів у пористому просторі і, як наслідок, зростання гідростатичних тисків.

Газові скупчення Локачинського та Великомостівського родовищ знаходяться у ділянках з підвищеними значеннями коефіцієнта гідростатичності. Розподіл коефіцієнта гідростатичності у перетині Локачинського газового родовища вказує на пов'язаність його надгідростатичних значень із наявними покладами газу.

У свердловинах, які не розкрили покладів газу, пластовий тиск у більшості випадків не перевищує умовного гідростатичного. Також надгідростатичні значення цього коефіцієнта у розрізі найчастіше зустрічають у горизонтах, сформованих піщаними різновидами.

Відсутність витриманих літологічних та тектонічних екранів, слабкі прояви елізійних процесів протягом палеогідрогеологічного розвитку Волино-Подільської НГО не сприяли достатній гідродинамічній ізольованості структур, формуванню та збереженню тут крупних покладів вуглеводнів.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 550.832+553.98.2

КОМПЛЕКСНА ТЕОРЕТИКО-ЕМПІРИЧНА МЕТОДИКА ПРОГНОЗУВАННЯ НАФТОГАЗОВОДОНОСНОСТІ РОЗРІЗІВ СВЕРДЛОВИН З ЗАЛУЧЕННЯМ ДАНИХ РАДІАЦІЙНОГО- ТА ЕЛЕКТРИЧНОГО КАРОТАЖІВ

Скакальська Л.В., *провідний інженер,*
ORCID-0000-0002-0383-7290, Skakalska.sbigph@gmail.com,
Карпатське відділення Інституту геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України, м. Львів

Розроблена комплексна теоретико-емпірична методика прогнозування вуглеводнів і води в розрізах свердловин. Вона створена на основі адекватної фізико-математичної моделі гірських порід та емпіричних співвідношень між встановленими за даними кернових досліджень стисливістю, пористістю і тиском для цих порід із залученням даних акустичного каротажу. Для випадків відсутності даних акустичного каротажу розроблено варіанти методики з застосуванням теоретичних і кореляційних зв'язків між швидкостями пружних хвиль та даними гамма- чи електричного каротажів.

COMPLEX THEORETICAL-EMPIRICAL TECHNIQUE FOR FORECASTING OF OIL, GAS AND WATER CONTENT IN BOREHOLE SECTIONS WITH THE USE OF RADIATION AND ELECTRIC LOGGING DATA

Skakal's'ka L., *Leading engineer,*
ORCID-0000-0002-0383-7290, Skakalska.sbigph@gmail.com,
Carpathian Branch of S. I. Subbotin Institute of Geophysics of the NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine

A complex theoretical and empirical technique for forecasting of hydrocarbons and water in borehole sections has been developed. It is based on the adequate physical-mathematical model of rocks and empirical correlations between compressibility, porosity and pressure for these rocks according to core data and acoustic logging data. In case of absence of the acoustic logging data, the variants of forecasting technique have been developed by using theoretical and correlation relationships between elastic wave velocities and data of gamma- or electric logging.

Вступ. Потреба в пошуках нових покладів вуглеводнів України існує внаслідок вичерпання запасів у розвіданих неглибоких, потужних і високопористих колекторах. Для результативного пошуку пасток вуглеводнів у щораз складніших геологічних умовах потрібні, зокрема, новаторські підходи до прогнозування покладів у розрізах свердловин.

Результатом проведеного аналізу ряду відомих способів прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин стало створення власної комплексної методики, яка базується на точній і адекватній фізико-математичній моделі гірської породи, створеній Т.З. Вербицьким [1, 2]. Ця модель подає гірську породу двофазним (твердий скелет і пори) квазіоднорідним, ізотропним, нелінійно-пружним шаруватим середовищем з довільною кількістю включень і пустот різних розмірів і форм, менших за довжини зондуючих хвиль. Вона враховує теорію Ф. Гассмана, енергетичний підхід І. Ешелбі і добре описує пружні характеристики породи, їх залежність від пористості, типу заповнювача пор і тиску (глибини), особливості поширення в породах пружних хвиль, включаючи загасання, обмінні та нелінійні ефекти в шарах і на межах шарів.

Методика [5–10]. Її створено на основі адекватної фізико-математичної моделі гірських порід та емпіричних співвідношень між встановленими за даними кернових досліджень стисливістю, пористістю і тиском для цих порід із залученням даних акустичного каротажу. При створенні методики враховано ряд різних ″тонких″ залежностей, зокрема, нелінійно-пружні зв'язки стисливості й модуля зсуву сухих і флюїдонасичених порід з основними тисками, глибиною, пористістю, коефіцієнтом Пуассона та густинами кожної з фаз: скелету породи і заповнених флюїдом пор. Побудовано уточнені емпіричні залежності між фізичними та колекторськими характеристиками гірських порід. Для довизначення системи співвідношень використано умови поведінки пружних модулів при мінімальному і максимальному тисках. При тому методика не вимагає складних додаткових каротажних чи петрофізичних досліджень.

Дані акустичного каротажу (АК) по досліджуваних свердловинах є експериментальною основою для прогнозування нафтогазоносності їх розрізів. Розрахунки ведуться пошарово для умовних шарів (прошарків), відповідно до кількості даних інтервального часу за АК вздовж розрізу свердловини. Параметр стисливості порід використано ключовим у розрахунках тому, що він тісно пов'язаний з швидкостями пружних хвиль в породах, їх пористістю та діючим тиском, і його достатньо точно визначають експериментально. При тім стисливість є, на відміну від швидкостей, порівняно мало вивчена щодо зв'язків з іншими характеристиками середовища. Це дало нам можливість створити власну оригінальну методику. Розраховані за системою співвідношень цієї методики значення об'ємних швидкостей для різнонасичених порід порівнюються з фактичними значеннями швидкостей за АК. Тип заповнювача пор визначається за значенням швидкості, найближчої до вхідної.

Розроблено додаткові способи встановлення прогнозного типу флюїду – заповнювача пор порід (нафти чи води) у розрізах свердловин за параметром стисливості або густини.

Додатково розроблено варіанти методики з залученням до аналізу даних гамма-каротажу (ГК) та електрокаротажу (ЕК) і з встановленням і використанням відповідних теоретичних залежностей та кореляційних співвідношень. Ці варіанти використовуються для випадків, коли даних АК для досліджуваних свердловин чи окремих інтервалів їх розрізів нема. Отримано вираз для перерахунку числового значення швидкості поздовжньої хвилі в *i*-тому шарі, коли є відповідне значення інтенсивності гамма-випромінювання.

Варіанти методики з використанням даних гамма каротажу та електрокаротажу. Для ряду досліджуваних нами свердловин Західного нафтогазоносного регіону України дані АК були відсутні. Потреба прогнозування зумовила використання даних інших каротажів і розробку відповідних варіантів методики.

1-й варіант методики. Для прогнозування нафтогазоносності розрізу свердловини 15-Лудинська використано значення інтенсивності природного γ-випромінювання, зокрема, подвійний різницевий параметр $\Delta I\gamma$

$$\Delta I\gamma=(I\gamma-I\gamma_{min})/(I\gamma_{max}-I\gamma_{min}), \quad (1)$$

де $I\gamma$ – калібровані значення, відраховані по кривій ГК навпроти досліджуваного пласта (є сумою випромінювань пласта, промивної рідини і власного фону приладу);
$I\gamma_{min}$ та $I\gamma_{max}$ – мінімальне та максимальне значення ГК по всьому розрізу.

Спершу було визначено коефіцієнт глинистості [3, 4] глинистих шарів (за даними про інтенсивність γ-випромінювання):

$$\varphi_{гл_i}=(48{,}54\cdot\Delta I\gamma_i+3{,}092)/100. \quad (2)$$

Далі визначено коефіцієнт пористості за АК з урахуванням глинистості:

$$\varphi_i^{АК}=\varphi_i^{АК+ГК}-0{,}204\cdot(\varphi_{гл_i}-0{,}07). \quad (3)$$

де $\varphi_i^{АК+ГК}$ – повна пористість, %.

З рівняння середнього часу для загальної пористості отримано вираз для обчислення інтервального часу:

$$\Delta T_i^{АК}=\frac{\varphi_i^{АК}}{100}\cdot\Delta T^w+\left(1-\frac{\varphi_i^{АК}}{100}\right)\cdot\Delta T_i, \quad (4)$$

де ΔT^{AK}, ΔT^w, ΔT_i – інтервальний час для АК, флюїду, твердої матриці у прошарку розрізу;

φ_i^{AK} – коефіцієнт пористості за АК, %; визначається за формулами (2), (3).

Рівняння (4) встановлює простий зв'язок між швидкістю і пористістю. Воно справедливе для щільних порівняно малопористих порід, тобто, застосовне у прогнозній методиці.

Вирази для розрахунку інтервального часу (швидкості поздовжніх хвиль) через параметри ГК для вапнякових, пісковикових, аргілітових розрізів отримано у вигляді (5), (6):

$$\Delta T_{\text{i}}^{\text{АК}} = \left[\varphi_i^{АК+ГК} - 0{,}204 \cdot \left(0{,}485 \cdot \Delta I\gamma_i - 0{,}039\right)\right] \cdot \left(\Delta T^w - \Delta T_i\right)/100 + \Delta T_i; \quad (5)$$

$$V_{\text{i}}^{\text{АК}} = \frac{V_i \cdot V^w}{\left[\varphi_i^{АК+ГК} - 0{,}204 \cdot \left(0{,}485 \cdot \Delta I\gamma_i + 0{,}039\right)\right] \cdot \left(V_i - V^w\right)/100 + V^w}. \quad (6)$$

З урахуванням подвійного різницевого параметра $\Delta I\gamma$

$$\varphi_i^{АК+ГК} = \varphi_i^{АК} \cdot \frac{1}{1 + \Delta I\gamma_i} \quad (7)$$

і (3) отримано вираз для розрахунку пористості за АК

$$\varphi_i^{АК} = \frac{0{,}204 \cdot \left(0{,}07 - \varphi_{глі}\right) \cdot \left(1 + \Delta I\gamma_i\right)}{\Delta I\gamma_i} \quad (8)$$

та глинистості

$$\varphi_{глі} = \frac{0{,}014 \cdot \left(1 + \Delta I\gamma_i\right) - \varphi_i^{АК} \cdot \Delta I\gamma_i}{0{,}204 \cdot \left(1 + \Delta I\gamma_i\right)}.$$

2-й варіант методики. За відсутності даних АК і ГК для досліджуваних свердловин чи окремих інтервалів їх розрізів розроблено варіант методики із застосуванням даних ЕК (відносної амплітуди самочинної поляризації (ПС)). Величина амплітуди самочинної поляризації пов'язана з інтенсивністю гамма-випромінювання залежністю $\alpha_{ПСi} = 1 - \Delta I\gamma_i$.

Тоді для розрахунку глинистості отримуємо таку формулу:

$$\varphi_{глі} = \frac{0{,}014 + \left(0{,}014 - \varphi_i^{АК}\right) \cdot \left(1 - \alpha_{ПСi}\right)}{0{,}204 \cdot \left(2 - \alpha_{ПСi}\right)}. \quad (9)$$

Далі розраховуємо пористість за АК, підставляючи (9) у (8), і розраховуємо швидкості поздовжніх пружних хвиль за (5) або (6).

Отже, маючи лише дані ЕК (зокрема, ПС), можемо виконати прогнозування за формулами (1)–(8), виведеними для даних ГК. Це особливо актуально для випадків, коли на різних інтервалах одного розрізу проведено різні каротажі.

До прикладу, для розрізу свердловини 3-Бучацька були дані АК і ГК, що дало можливість побудувати для них кореляційну залежність (рис. 1) розрахунку швидкостей за даними $\Delta I\gamma_i$. Для свердловини 15-Лудинська, з невеликою кількістю даних ГК, спочатку дані ГК по розрізу цієї свердловини було апроксимовано поліномом 6-го степеня. Далі дані, отримувані за поліномом для свердловини 15-Лудинська, було порівняно з даними ГК по свердловині 3-Бучацька, визначено наявність зв'язку між значеннями цієї, спільної для обидвох розрізів характеристики порід, і застосовано її у виразах для отримання швидкостей за АК (5), (6). Відповідно, швидкості поздовжніх хвиль для свердловини 15-Лудинська (з урахуванням формул (2), (3)) розраховано так:

$$V\text{p}_i = 0{,}4547 \cdot P(I\gamma_i) \cdot 10^3 + 3{,}7642 \cdot \varphi_i^{АК} \cdot 10^2, \; i = 1, 2, \ldots, n; \quad (10)$$

де $\text{P}(I\gamma_i)$ – екстрапольовані поліномом дані інтенсивності гамма випромінювання за ГК, приведені до безрозмірного параметра поділом на одиничну інтенсивність.

Програмно-алгоритмічне забезпечення для реалізації створеної за системою теоретичних та емпіричних співвідношень комплексної прогнозної методики розроблено в середовищах Fortran, Excel та C#. Запрограмовано розрахунок пружних і колекторських характеристик та типу флюїдонасичення порід по розрізу для кожного прошарку товщиною в крок заданих значень

інтервального часу за АК. Обчислення параметрів твердої фази порід, тестування, порівняльні та узагальнюючі таблиці, графіки, петрофізичний аналіз виконано в середовищі Excel. Запрограмовано також побудову прогнозних емпіричних співвідношень для методики для довільно обраного геологічного регіону з наявною параметричною базою даних, з коефіцієнтами, які обчислюються за спеціально виведеними для цього формулами. Запрограмовано побудову елементів параметричних баз для прогнозної методики за даними АКШ.

Результати. На рис. 1 наведено деякі результати досліджень розрізу свердловини 3-Бучацька, за наявними даними АК і ГК. Власне на даних цієї свердловини розроблено перший додатковий варіант прогнозної методики. Зліва на рисунку показано графіки поведінки пружних характеристик вздовж розрізу, зокрема, густини, пористості, швидкості поздовжніх хвиль та ін., справа – їх трендові.

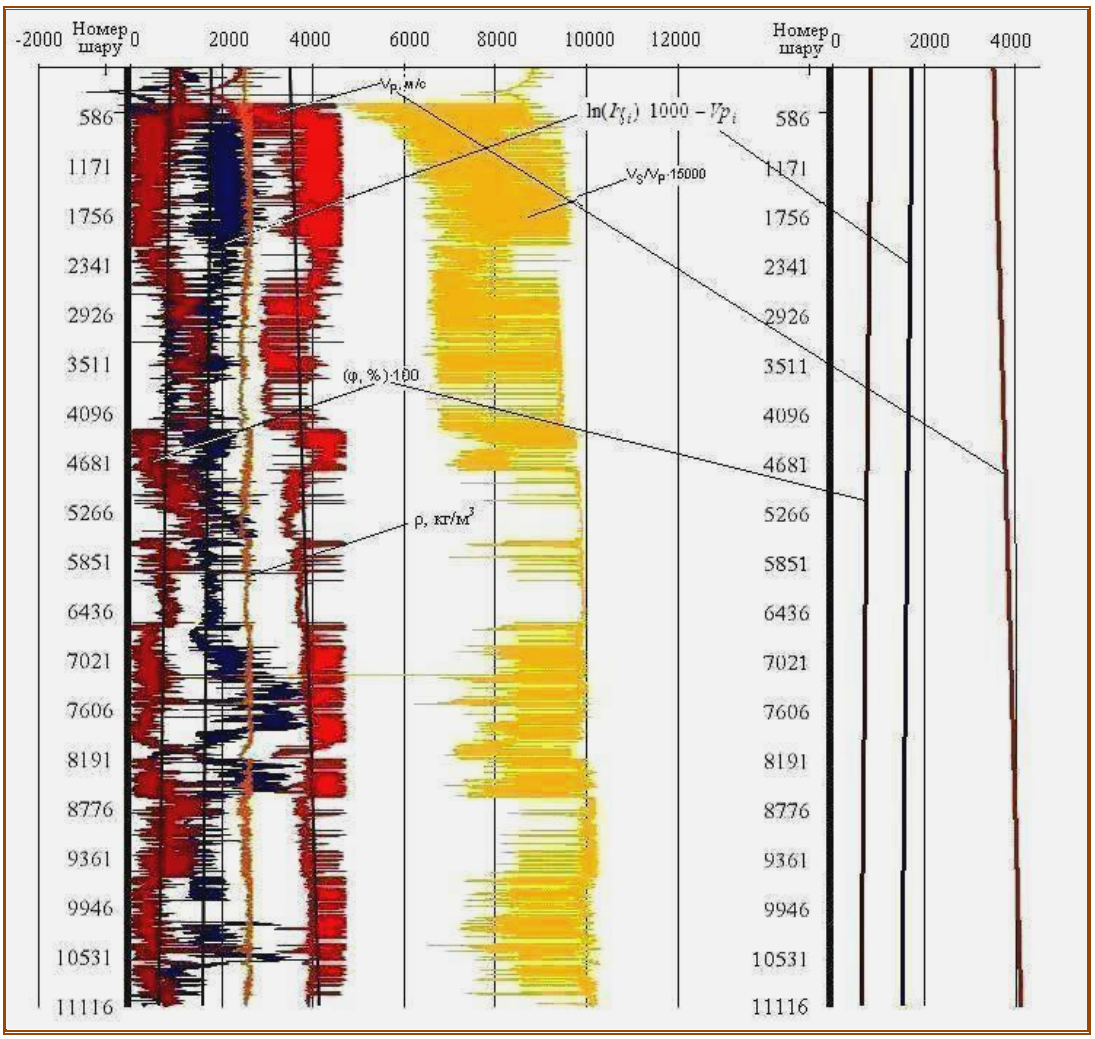
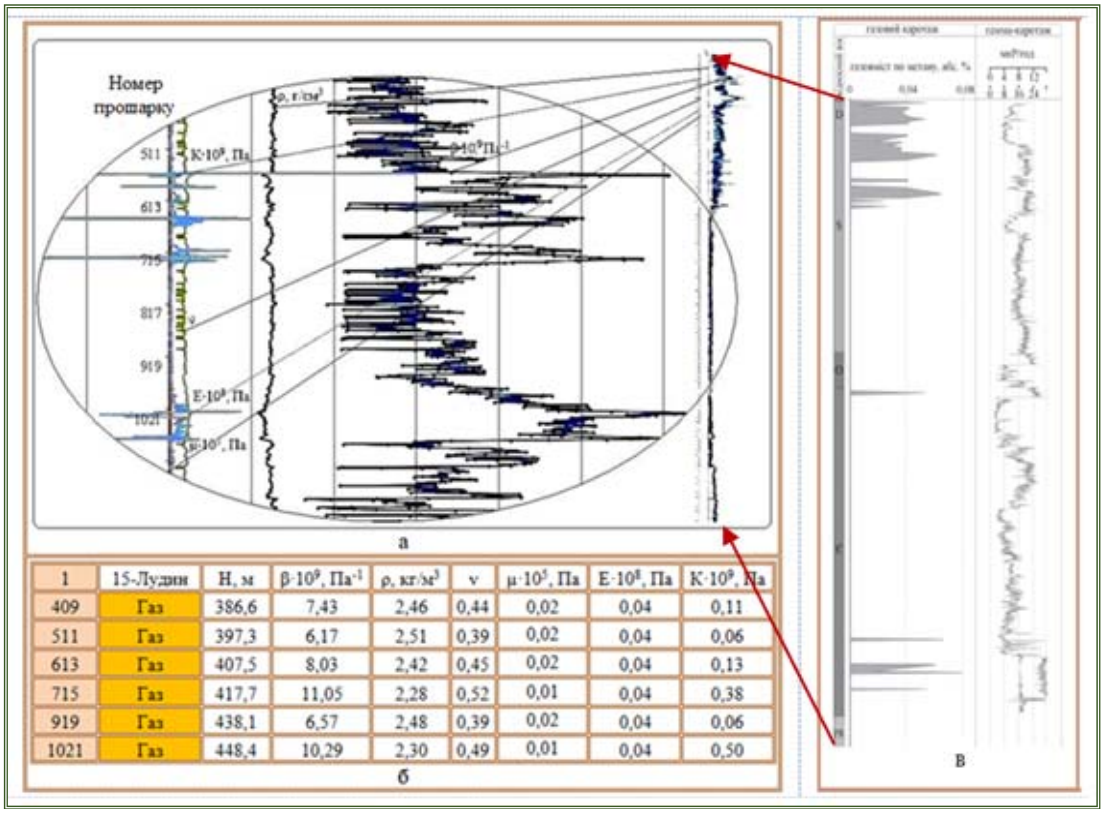


Рис. 1. Результати досліджень розрізу свердловини 3-Бучацька за даними АК і ГК

Результати прогнозування для розрізу свердловини 15-Лудинська проведено за другим варіантом методики, їх детально представлено в [5]. Пружні характеристики порід у прошарках з прогнозованим заповнювачем пор – водою, газом чи нафтою (газоконденсатом) внесено в окремі файли. Вибірку прошарків з прогнозним заповнювачем – газом для свердловини 15-Лудинська

показано на рис. 2. Вгорі рисунка 2 (а), справа, показано поведінку розрахованих за прогнозною методикою значень пружних параметрів уздовж інтервалу 400-1150 м розрізу для прошарків з прогнозним заповнювачем пор − газом; на фрагменті (б) – значення розрахованих за даними АК пружних параметрів для газонасичених прошарків на інтервалі 386,0-448,4 м (цифри в крайній лівій колонці – це номери умовних прошарків по 0,1 м). В еліпс поміщено збільшений фрагмент цього графіка – поведінка модулів об'ємного стиску, Юнга, зсуву; густини, стисливості. Стрілками показано узгодженість результатів прогнозування за методикою з наведеними на рис. 2 (в) даними газового та гамма-каротажів.

Всі отримані результати прогнозування по досліджуваних свердловинах добре узгоджуються з даними керновими та промислової геофізики.



1	15-Лудин	H, м	β·10⁹, Па⁻¹	ρ, кг/м³	ν	μ·10⁵, Па	E·10⁸, Па	K·10⁹, Па
409	Газ	386,6	7,43	2,46	0,44	0,02	0,04	0,11
511	Газ	397,3	6,17	2,51	0,39	0,02	0,04	0,06
613	Газ	407,5	8,03	2,42	0,45	0,02	0,04	0,13
715	Газ	417,7	11,05	2,28	0,52	0,01	0,04	0,38
919	Газ	438,1	6,57	2,48	0,39	0,02	0,04	0,06
1021	Газ	448,4	10,29	2,30	0,49	0,01	0,04	0,50

б

Рис. 2. Результати прогнозування для розрізу свердловини 15-Лудинська (вибірка для прошарків з газом): результати прогнозування пружних характеристик порід для інтервалу глибин 386,6-448,4 м (а); числові значення пружних характеристик порід для конкретних прошарків (б); зведені дані газового та ГК для всього розрізу свердловини 15-Лудинська (за даними УкрНДІгаз)

Висновки. Створено методику прогнозування нафтогазоводонасиченості порід-колекторів у розрізах свердловин за даними АК і кернових досліджень з розрахунком їх пружних і колекторських властивостей. Результати апробації методики на даних свердловин заходу України показали добру узгодженість з отриманими за промисловими випробуваннями.

Розроблені на даних свердловин 3-Бучацька та 15-Лудинська додаткові варіанти прогнозної методики, з використанням даних гамма- та електрокаротажу, також дають достовірні результати. Приклади такого прогнозу наведено вище.

Результати досліджень можуть бути корисними для проведення уточненого підрахунку

вуглеводневих запасів; пошуку водоносних горизонтів, у сейсморозвідці, для уточненого задання сейсмооптичних характеристик розрізу; для вибору найефективніших технологій видобування тощо.

Визначені пружні характеристики та флюїдонасиченість порід у розрізах свердловин доцільно враховувати у гідрогеологічних та гідрогеоекологічних дослідженнях, зокрема, для уточнення гідрогеологічного режиму горизонтів, для прогнозування можливої активізації різних небезпечних гідрогеологічних (забруднення підземних вод, підтоплення) та геологічних (просідання земної поверхні, наведена сейсмічність) процесів підчас нафтогазовидобутку і для оцінок можливих геоекологічних ризиків при таких роботах. Це особливо важливо при розробці сланцевих вуглеводневих покладів методом гідророзриву пластів.

1. Вербицкий Т. З., Починайко Р. С. , Стародуб Ю. П., Федоришин О. С. *Математическое моделирование в сейсморазведке*. Київ, 1985. 276 с.

2. Вербицький Т. З. Нелінійна пружність гірських порід – основа вивчення фізико-механічного стану земної кори і флюїдонасичення. Праці НТШ. *Геофізика*, 2002. Т. VIII. С. 99–109.

3. Карпенко О. М. Науково-методичні засади оцінки ємнісних властивостей порід тонкошаруватих розрізів родовищ вуглеводнів за даними геофізичних досліджень: дис. ... д-ра геол. наук: 04.00.22. Івано-Франківський національний технічний ун-т нафти і газу. Івано-Франківськ, 2005. 336 с.

4. Карпенко О. М., Федоришин Д. Д. Статистична модель тонкошаруватого розрізу свердловини за даними ГДС. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2003. № 2(7). С. 44–49.

5. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Прогнозування флюїдонасичення порід-колекторів за даними гамма-каротажу. Матеріали XIV Міжнародної конференції «*Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти*». (11–14 травня 2015, м. Київ). Київ, 2015. (CD). DOI: 10.3997/2214-4609.201412364.

6. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Методика прогнозирования нефтегазоносности пород разрезов скважин. *Нефть, газ и бизнес*. Москва, 2016. № 3. С. 38–44.

7. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Дані методу потенціалів самочинної поляризації у прогнозуванні нафтогазоносності розрізів свердловин заходу України. «*Актуальні проблеми геосередовища і зондуючих систем*». Матеріали III міжнародної наукової конференції. 3-5 жовтня 2017, м. Київ: ІГФ НАНУ. Київ, 2017. С. 100–101.

8. Скакальська Л. В., Назаревич А. В., Косарчин В. І. Теоретико-емпірична методика прогнозування вуглеводнів у розрізах свердловин з базовим параметром – стисливістю. *Мінеральні ресурси України*. Київ, 2018. № 4. С. 18–25. DOI: 10.31996/mru.2018.4.18-25.

9. Скакальська Л. В. Петрофизические характеристики пород-коллекторов запада Украины в прогнозировании нефтегазоносности разрезов скважин. VI-е Кудрявцевские Чтения – *Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа*. Москва, ЦГЭ, 22-24 октября 2018. Москва, 2018. (CD). С. 340–354.

10. Skakal’s’ka L. V., Nazarevych A. V. About the multiplicative component of the dependence of the compressibility of rocks on their porosity and pressure. XVIIIth International conference «*Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects*», 13–16 May 2019, Kyiv, Ukraine. Київ, 2019. (CD), 15831_UKR.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.982

ЕКСПЕРТНА СИСТЕМА ДЛЯ ВИБОРУ ПЕРШОЧЕРГОВИХ ОБ'ЄКТІВ ДО НАФТОГАЗОПОШУКОВОГО БУРІННЯ

***Лозинський О.Є.**, доцент, oeloz@nung.edu.ua,*
***Лозинський В.О.**, vladloz@nung.edu.ua; **Боднарчук О.Р.**, студент,*
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
м. Івано-Франківськ, Україна

Наведено процедуру проведення експертної оцінки щодо можливої промислової продуктивності локальних перспективних на нафту і газ структур із використанням одного з методів розпізнавання образів – послідовного статистичного аналізу. Розглянуто особливості реалізації цього методу для вибору пріоритетних об'єктів до проведення першочергового пошукового буріння на нафту і газ.

EXPERT SYSTEM FOR SELECTING PRIMARY OBJECTS FOR THE OIL-AND-GAS PROSPECT DRILLING

***Lozynskyi O.,** Assoc. Prof., oeloz@nung.edu.ua;*
***Lozynskyi V.,** vladloz@nung.edu.ua; **Bodnarchuk O.,** student;*
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
Ivano-Frankivsk, Ukraine

Procedure of conducting expert assessment of the possible industrial productivity of local prospective oil-and-gas structures by using one of the methods of pattern recognition - consequent statistical analysis – has been presented. Peculiarities of the implementation of this method for selecting priority objects to conduct primary oil-and-gas prospect drilling drilling have been considered.

Енергетична незалежність України значною мірою залежить від видобутку нафти і газу, а це в свою чергу регламентується наявними розвіданими запасами цих важливих корисних копалин. Нарощування енергетичного потенціалу країни вуглеводневою сировиною забезпечується в першу чергу відкриттям і розвідкою нафтогазових родовищ. У сучасних умовах пошук таких родовищ ґрунтується на проведенні локального прогнозу нафтогазоносності окремих територій з наданням рекомендацій щодо проведення пошукового буріння. Для забезпечення комерційних гарантій успішного пошукового буріння нафтогазоперспективний об'єкт повинен бути якісно підготовленим.

З метою покращення якості підготовки локальних структур до пошукового буріння автори пропонують використовувати розроблену ними комп'ютеризовану технологію для експертизи локальних геологічних структур щодо їхньої можливої промислової продуктивності. Створення сучасних комп'ютерних технологій є актуальною проблемою при проведенні геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Нагальна необхідність проведення науково-дослідних розробок в такому напрямку зумовлена потребою забезпечення проєктної документації на проведення пошукового буріння вихідними матеріалами з високим рівнем достовірності прогнозування нафтогазоносності надр і підвищення на цій основі геологічної результативності та ефективності пошукових робіт на підготовлених об'єктах нафтогазоносних регіонів України. Вирішення проблеми підвищення геолого-економічної ефективності геологорозвідувальних робіт на нафту і газ потребує створення науково обґрунтованої методики локального прогнозування із залученням новітніх прогресивних технологій його проведення. Розроблення таких новітніх технологій для прогнозування нафтогазоносності надр передбачає побудову геолого-математичних моделей об'єктів досліджень на основі наявних кількісних геолого-геофізичних і геохімічних ознак, що характеризують виявлені родовища, встановлені водоносні («порожні») структури та локальні нафтогазоперспективні об'єкти. Актуальність розроблення такої технології зумовлене ще й тим, що

прийняти управлінське рішення щодо проведення пошукового буріння часто буває складно через недостатній обсяг геологічних даних і пов'язаний із цим високий ступінь невизначеності.

Оскільки відкриття родовищ має риси ймовірнісного характеру, то логічним є застосування одного з методів евристичного прогнозування – методу розпізнавання образів. Цей метод заснований на широко поширеному в геології принципі аналогії під час прогнозування належності об'єктів до одного з наперед заданих класів (образів). Суть методу розпізнавання образів щодо поставленого завдання полягає в порівнянні геологічних ознак досліджуваного об'єкта (локальної структури) з такими ж геологічними ознаками інших відомих об'єктів – еталонів (класу відкритих родовищ і класу «порожніх» структур), у результаті чого робиться висновок про найбільш правдоподібну їхню відповідність. Комплекс геологічних ознак необхідно підбирати так, щоб вони мали якомога меншу мінливість (дисперсію) всередині класів, і якомога більшу різницю між класами. Процедуру розпізнавання проводять в три стадії: навчання, контроль, іспит. Оброблення наявної геолого-геофізичної та геохімічної інформації проводять за допомогою спеціальних обчислювальних процедур, які дають змогу сформулювати правила для встановлення належності деякого конкретного об'єкта до одного із заздалегідь виділеного класу (образу).

Для розроблення експертної системи (ЕС) щодо вибору першочергових об'єктів до проведення пошукового буріння на нафту і газ нами використаний один із потужних різновидів методу розпізнавання образів – послідовний статистичний аналіз, ідея якого належить відомому американському статистикові А. Вальду [1].

Суть розробленої авторами комп'ютеризованої експертної системи для вибору першочергових об'єктів до проведення пошукового буріння на нафту і газ полягає в такому. У досліджуваному регіоні необхідно сформувати базу даних, у складі якої мають бути два класи локальних об'єктів: еталонний та досліджуваний. До еталонних об'єктів включають лише розбурені структури, серед яких виділяють два різновиди: продуктивні об'єкти (П), до яких належить відкриті родовища нафти (газу), та непродуктивні об'єкти (Н), до яких належить «порожні» структури, тобто такі, на яких підтверджена відсутність промислових покладів нафти чи газу. До досліджуваних включають об'єкти, які безпосередньо цікавлять інвестора щодо їхньої можливої продуктивності і для яких необхідно встановити пріоритетність для проведення пошукового буріння.

За матеріалами досліджень еталонних об'єктів визначають статистичні показники їхньої продуктивності або непродуктивності із залученням надійних статистичних процедур. Основою для визначення таких показників служить геолого-геофізична інформація, одержана на розбурених структурах, як продуктивних, так і «порожніх». Ця інформація повинна містити набір критерійних ознак, за сукупністю яких можна передбачити належність певного локального об'єкта до одного з двох зазначених вище класів. Такими критерійними ознаками можуть бути різноманітні параметри та властивості локальних об'єктів, які мають кількісний вираз (наприклад, товщина природного резервуару, товщина породи-колектору, товщина регіональної породи-покришки, відстань від структури до глибинного розлому, щільність тектонічних порушень, коефіцієнт інтенсивності структури, мінералізація пластових вод тощо).

Технологічно використання дослідником розробленої авторами комп'ютеризованої ЕС для діагностики локальних геологічних структур щодо їхньої можливої промислової продуктивності ґрунтується на такому алгоритмі:

1) вибір для певного нафтогазоносного регіону наявної кількості еталонних об'єктів двох альтернативних класів з різко протилежними властивостями, а саме:

– клас П – продуктивні структури, до яких зараховують структури з доказаною промисловою нафтогазоносністю, тобто відкриті родовища нафти чи газу;

– клас Н – непродуктивні (або «порожні») структури, до яких належать структури, виведені з пошукового буріння як такі, на яких відсутня промислова нафтогазоносність, тобто структури з доведеною непродуктивністю;

2) формування бази даних із еталонних об'єктів обох класів структур, у якій для кожного об'єкта наведені однакові для всіх параметри геологічних ознак;

Після закінчення формування бази даних ЕС готова до спілкування з користувачем. Користувач, який проводить експертизу, вступає в діалог з ЕС за допомогою табличного процесора. ЕС, використовуючи введені користувачем значення критерійних геологічних параметрів, формує послідовність вирішення і в кінцевому підсумку видає користувачеві прогноз. Оперуючи таблицею даних критеріїв нафтогазоносності для певного регіону, можна підтвердити чи відхилити гіпотезу про перспективність локальних об'єктів, а на основі одержаних результатів визначити об'єкти для постановки першочергового пошукового буріння.

Якщо потрібно, за допомогою системи аналізу ЕС може пояснити, як саме зроблено прогноз, оскільки користувачеві часто психологічно важко повірити в одержаний результат. Тому передбачено за запитом користувача виведення йому всієї інформації, що є в базі даних з питання, що його цікавить.

Таким чином, кінцевий споживач (геолог-проєктувальник), зібравши інформацію про критерійні ознаки певного локального об'єкта, за допомогою ЕС може з великою мірою впевненості передбачити, продуктивний цей об'єкт чи непродуктивний, чи, можливо, потребує додаткових досліджень.

Працюючи в автоматизованому режимі, ЕС виконує необхідні розрахунки за таким алгоритмом:

1) упорядкування зібраних цифрових даних геологічних ознак шляхом їхнього групування в діапазони (інтервали) значень. Програмою передбачено, щоби кількість таких діапазонів була не дуже великою, але й не зовсім малою, аби не втратити особливостей розподілу ознаки. Для цього використана спеціальна статистична процедура (формула Стерджеса):

$$n = 1 + 3.322 \cdot \lg N \,, \qquad (1)$$

де n – кількість діапазонів; N – обсяг вибірки, загальна кількість структур в обох класах.

Довжину діапазону l_j для j-ої ознаки визначають за формулою

$$l_j = \frac{x_{j\max} - x_{j\min}}{n}, \qquad (2)$$

де $x_{j\min}$, $x_{j\max}$ – відповідно найменше та найбільше значення j-ої ознаки в об'єднаній вибірці з обох класів структур.

2) визначення для кожної j-ої ознаки кількості структур класу П і класу Н, значення геологічної ознаки в яких лежать в межах цих діапазонів. Числа, які показують, скільки разів трапляються значення ознаки з k-ого діапазону, називають частотами та позначають n_k. Відношення частоти n_k до загальної кількості об'єктів N називають частістю або відносною частотою і позначають m_i.

3) визначення для кожної j-ої ознаки рядів розподілу частостей за формулами:

$$m_{kj}^{H} = \frac{n_{kj}^{H}}{N_H}, \; m_{kj}^{П} = \frac{n_{kj}^{П}}{N_П}, \qquad 3)$$

де m_{kj}^{H}, $m_{kj}^{П}$ – частості j-ої ознаки в k-му діапазоні відповідно для класів непродуктивних та продуктивних структур; n_{kH}^{j}, $n_{kП}^{j}$ – частоти j-ої ознаки в k-му діапазоні відповідно для класів непродуктивних та продуктивних структур; N_H, $N_П$ – кількості відповідно непродуктивних та продуктивних структур;

4) обчислення коефіцієнта правдоподібності η_{kj} для k-го діапазону j-ої ознаки як відношення частостей в цьому діапазоні і для зручності подальшого використання подання в логарифмічній формі за виразом

$$\eta_{kj} = 100 \cdot \lg \frac{m_{kj}^{П}}{m_{kj}^{H}}, \qquad (4)$$

де k – номер діапазону, $m_{kj}^{П}$, m_{kj}^{H} – частості k-го діапазону j-ої ознаки в класі продуктивних ($П$) і непродуктивних (H) еталонних структур відповідно.

5) обчислення коефіцієнів інформативності I_j для j-ої ознаки за формулою

$$I_j = \sum_{k=1}^{p_j} \frac{(m_{kj}^{П} - m_{kj}^{H})^2}{m_{kj}^{П} + m_{kj}^{H}}, \qquad (5)$$

де p_j – кількість діапазонів для j-ої ознаки, k – номер діапазону, $m_{kj}^{П}$, m_{kj}^{H} – частості k-го діапазону j-ої ознаки в групі продуктивних ($П$) і непродуктивних (H) еталонних структур відповідно.

6) розташування характерних геологічних ознак у порядку зменшення коефіцієнта інформативності так, щоби для експертизи спочатку враховувалися найінформативніші ознаки;

7) обчислення критичних значень T_1 та T_2 коефіцієнта правдоподібності (пороги класів Н і П) за формулами:

$$T_1 = 100 \cdot \lg \frac{\alpha}{1-\beta}, \; T_1 = 100 \cdot \lg \frac{1-\alpha}{\beta}, \qquad 6)$$

де α – ймовірність помилок першого роду (коли відхиляється правильна гіпотеза); β – ймовірність помилок другого роду (коли приймають неправильну гіпотезу). Рівень імовірності помилок першого і другого роду встановлюють заздалегідь. Критичні значення T_1 та T_2 коефіцієнта правдоподібності використовуються експертною системою для формулювання вирішального правила у вигляді «якщо…, то… » для визначення належності досліджуваного об'єкта до певного класу;

8) формування дерева рішень для віднесення об'єкта, що підлягає експертизі, до одного з двох альтернативних класів у такій послідовності:

– додавання коефіцієнтів правдоподібності перших двох ознак (за спадним рядом інформативності) для даного об'єкта;

– якщо сума перевищує T_2, то ЕС робить висновок, що об'єкт належить до класу П. Якщо сума менша за T_1, то об'єкт належить до класу Н;

– якщо сума буде в межах між T_1 та T_2, то береться значення коефіцієнта правдоподібності наступної у спадному ряді інформативності геологічної ознаки, і додається до суми перших двох. Після цього система переходить до вищенаведеної процедури порівняння одержаної суми з критичними значеннями T_1 та T_2 . Додавання повторюють доти, доки не буде зроблено певний висновок або доки ще є геологічні ознаки. Якщо простір ознак вичерпано, а об'єкт так і не віднесений до певного класу, то об'єкт вважається нерозпізнаним, тобто таким, що потребує додаткових геологічних досліджень.

9) перевірка якості сформованого дерева рішень шляхом оцінки (іспиту) на еталонних структурах. Тут можливі три випадки:

– еталонна структура визначена правильно;

– еталонна структура одного класу визначена як структура іншого класу, тобто неправильно;

– еталонна структура цим методом не визначається, тобто наявних геологічних ознак недостатньо для прийняття рішення щодо її належності до одного з альтернативних класів об'єктів.

Створеній експертній системі притаманні інтелектуальні риси. Вона може в автоматизованому режимі:

1) навчатися на значеннях критерійних ознак еталонних об’єктів;

2) сформувати вирішальне правило для віднесення локальної структури до продуктивних чи непродуктивних об’єктів;

3) проводити самооцінку якості навчання;

4) надавати обґрунтовані рекомендації щодо доцільності введення кожного перспективного об’єкта в пошукове буріння;

5) рейтингувати рекомендовані до пошукового буріння перспективні об’єкти в порядку черговості введення їх у буріння.

Бази даних для кожного регіону є відкритими, що дає можливість оперативно вносити зміни та поповнювати базу новими регіонами, об’єктами та критерійними ознаками. Це зробить рекомендації експертної системи обґрунтованішими та надійнішими й забезпечить подальший розвиток системи.

Запровадження цієї експертної системи в практику обґрунтування проведення пошукового буріння на нафтогазоперспективних об’єктах допоможе фахівцям одержати корисну додаткову інформацію для вибору найоптимальнішого варіанта в умовах певної невизначеності, що сприятиме значному підвищенню геологічної результативності робіт та інвестиційної привабливості об’єктів.

Література

1. Вальд А. Последовательный анализ. Ленинград: Физматгиз, 1960. 388с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 551.24+553.98(477.8)

ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ НАФТОГАЗОПРОЯВІВ КАРПАТСЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ

Павлюк М.І., *академік НАН України, професор, igggk@mail.lviv.ua,*
Шлапінський В.Є., *к. геол. наук, igggk@mail.lviv.ua,*
Савчак О.З., *к. геол. наук, с. наук. с., savchakolesya@gmail.com,*
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів, Україна

Карпатський нафтогазоносний регіон України є найголовнішим нафтогазовидобувним регіоном України та найстарішим за часом відкриття промислових родовищ вуглеводнів. Усього в регіоні відкрито 94 родовище. З них шість відносяться до великих, вісім – до середніх і 80 – до дрібних. Найбільше родовищ у Більче-Волицькому (47) та Бориславсько-Покутському (39) нафтогазоносних районах. У Закарпатській газоносній області відомо п'ять газових родовища, в Карпатській – два нафтових і в межах Волино-Подільської – два газових. Крім цього зафіксовано велику кількість природних нафтогазопроявів і проявів вуглеводнів в свердловинах, як поблизу родовищ так і далеко за їх межами. Це свідчить про потенційну перспективність Карпатського регіону. Однак, інформація тільки про нафтогазопрояви не гарантує відкриття на глибині скупчень вуглеводнів промислового масштабу. Потрібно враховувати відомості і про інші чинники від яких залежить позитивний прогноз нафтогазоносності. Тому перспективи Передових Карпат слід оцінювати шляхом комплексного аналізу низки таких додатних критеріїв як структурні, літологічні, геохімічні (прямих і непрямих ознак нафтогазоносності). Розглянутий матеріал дозволить визначити чинники, що впливають на оцінку перспектив нафтогазоносності регіону та визначити фактори прямих і непрямих ознак нафтогазоносності.

Дані дослідження проводились в рамках виконання цільової програми наукових досліджень Відділення наук про Землю НАН України «Розвиток геологічних, геофізичних наук, технологій і нарощування ресурсів корисних копалин в Україні та вивчення, прогнозування і мінімізація надзвичайних ситуацій».

PECULIARITIES OF FORMATION OF OIL-GAS OCCURRENCES IN THE CARPATHIAN OIL-GAS REGION

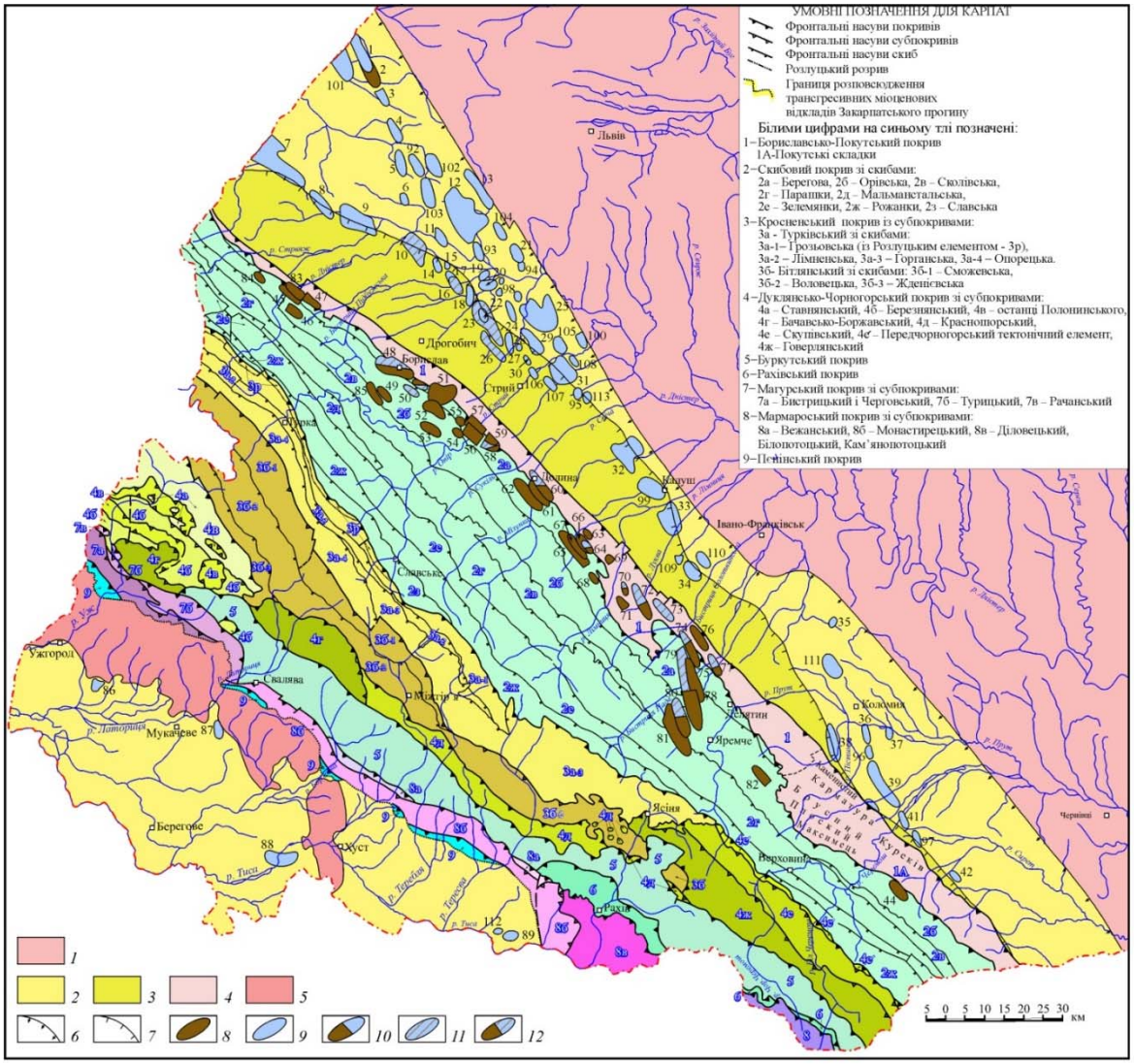
Pavlyk M., *academician of NASU, Prof., igggk@mail.lviv.ua,*
Shlapinskyi V., *PhD (Geol.), igggk@mail.lviv.ua,*
Savchak O., *PhD (Geol.), Senior Researcher, savchakolesya@gmail.com,*
Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NASU, Lviv, Ukraine

The Carpathian oil-gas region of Ukraine is one of the most important oil-gas producing region of the Ukraine and the oldest of all by time of discovery of commercial fields of hydrocarbons. In all 94 fields were discovered in the region. Six of them belong to great ones, eight – to middle and 80 – to small ones. The greater amount of fields are in the Bilche-Volytsya (47) and the Boryslav-Pokuttia (39) oil-gas regions. In the Transcarpathian gas-bearing region five gas fields are known, in the Carpathian: two oil fields and within the limits of Volyn-Podillya: two gas fields. Moreover, a great number of natural oil-gas occurrences and hydrocarbon shows were fixed in boreholes both near the fields and far away their boundaries. This testifies to potential perspectivity of the Carpathian region. But, information on oil-gas occurrences alone doesn't ensure the discovery of hydrocarbon accumulations of commercial value at a depth. It should be taken in consideration information on other factors too on which the positive prediction of the oil-gas presence depends. Thus, prospects of Fore- Carpathians should be estimated by the way of complex analysis of a number of such additional criteria as structural, lithological, geochemical (direct and indirect indicators of oil-gas presence). Considered material will make it possible to detect factors that influence the estimate of the prospects for oil-gas presence in the region and to determine factors of direct and indirect indications of oil-gas presence.

Given studies were carried out within the framework of the execution of the purpose-oriented programme of investigations of the Earth's Branch of the National Academy of Sciences of the Ukraine «Development of geological, geophysical sciences, technologies and stepping up the resources of minerals in Ukraine and study, prediction and minimization of emergency situations».

У Західному нафтогазоносному регіоні виділяють Карпатську нафтогазоносну провінцію і Волино-Подільську нафтогазоносну область. У Карпатській нафтогазоносній провінції виділяють Передкарпатську нафтогазоносну область з Більче-Волицьким і Бориславсько-Покутським нафтогазоносним районами та нафтогазоносні райони платформного автохтону, нафтогазоносні

області Складчастих Карпат зі Скибовим, Кросненським, Дуклянсько-Чорногорським покривами (Передові Карпати) і Закарпатську газоносну область (рис. 1) [1–3].



1 – платформа; *2* – Зовнішня зона Передкарпатського прогину і Закарпатський прогин; *3*–4 – Внутрішня зона Передкарпатського прогину: *3* – Самбірський покрив, 4 – Бориславсько-Покутський покрив; *5* – Вигорлат-Гутинський хребет, *6* – північно-східна границя Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, *7* – північно-східна границя Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (Стебницький насув); *8–12* – родовища: *8* – нафтові, *9* – газові, *10* – газонафтові, *11* – газоконденсатні, *12* – нафтогазоконденсатні.

Родовища Передкарпатської нафтогазоносної області

Родовища Більче-Волицького нафтогазоносного району: 1 – Свидницьке, 2 – Коханівське, 3 – Вижомлянське, 4 – Вишнянське, 5 – Никловицьке, 6 – Макунівське, 7 – Хідновицьке, 8 – Садковицьке, 9 – Пинянське, 10 – Залужанське, 11 – Новосілківське, 12 – Рудківське, 13 – Городоцьке, 14 – Майницьке, 15 – Сусолівське, 16 – Грушівське, 17 – Тинівське, 18 – Східнодовгівське, 19 – Південнограбівське, 20 – Меденицьке, 21– Малогорожанське, 22 – Опарське, 23 – Летнянське, 24 – Грудівське, 25 – Більче-Волицьке, 26 – Гайське, 27 – Кавське, 28 – Глинківське, 29 – Угерське, 30 – Південноугерське, 31 – Дашавське, 32 – Кадобнянське, 33 – Гринівське, 34 – Богородчанське, 35 – Черемхівсько-Струпківське, 36 – Пилипівське, 37 – Дебеславицьке, 38 – Яблунівське, 39 – Косівське, 40 – Ковалівське, 41 – Чорногузьке, 42 – Шереметівське, 43 – Красноїльське, 44 – Лопушнянське, 92 – Орховицьке, 93 – Верещицьке, 94 – Рубанівське, 95 – Любешівське, 96 – Гуцулівське, 97 – Славецьке, 98 – Гірське, 99 – Калуське, 100 – Тейсарівське, 101 – Ретиченське, 102 – Добрянське, 103 – Дубаневицьке, 104 – Турабівське, 105 – Стриганецьке, 106 – Комарівське, 107 – Бережницьке, 108 – Лугівське, 109 – Північногородчанське, 110 – Старобогородчанське, 111 – Коломийське, 113 – Східнолюбешівське.

Родовища Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району: 45 – Старосамбірське, 46 – Південномонастирецьке, 47 – Блажівське, 48 – Бориславське, 49 – Новосхідницьке, 50 – Іваниківське, 51 – Орів-Уличнянське, 52 – Соколовецьке, 53 – Заводівське, 54 – Південностинавське, 55 – Мельничинське, 56 – Стинавське, 57 – Семигинівське, 58 – Танявське, 59 – Янківське, 60 – Північнодолинське, 61 – Долинське, 62 – Вигодсько-Витвицьке, 63 – Чечвинське, 64 – Струтинське, 65 – Спаське, 66 – Рожнятівське, 67 – Спаське-Глибинне, 68 – Ріпнянське, 69 – Підлісівське, 70 – Луквинське, 71 – Рудавецьке, 72 – Росільнянське, 73 – Космацьке, 74 – Монастирчанське, 75 – Пнівське, 76 – Гвіздецьке, 77 – Південногвіздецьке, 78 – Пасічнянське, 79 – Битків-Бабченське, 80 – Довбушанське, 81 – Бистрицьке, 82 – Микуличинське, 83 – Страшевицьке.

Родовища Карпатської нафтогазоносної області

84 – Стрільбицьке, 85 – Східницьке.

Родовища Закарпатської газоносної області

86 – Русько-Комарівське, 87 – Станівське,
88 – Королівське, 89 – Солотвинське, 112 – Дібровське.

Опрацювали:
А. П. Медведєв, В. Є. Шлапінський, О. С. Щерба, Б. П. Різун, В. П. Милославська, І. З. Побігун.
Тектонічне районування Карпат за В. Є. Шлапінським.

Рис. 1. Тектонічна схема і родовища Карпатської нафтогазоносної провінції

У Передових Карпатах у різні роки експлуатувались 35 родовищ нафти. Деякі з них діють дотепер. Крім них зафіксовано велику кількість природних нафтогазопроявів і проявів вуглеводнів в свердловинах, як поблизу родовищ так і далеко за їх межами. Це свідчить про потенційну перспективність цієї частини Карпат. Однак, інформація тільки про нафтогазопрояви не гарантує відкриття на глибині скупчень вуглеводнів промислового масштабу. Потрібно враховувати відомості і про інші чинники від яких залежить позитивний прогноз нафтогазоносності. Тому перспективи Передових Карпат слід оцінювати шляхом комплексного аналізу низки таких додатних критеріїв як структурні, літологічні (колекторів і покрівель), геохімічні (прямих і непрямих ознак нафтогазоносності). Кожен з них важливий. Негативна оцінка по одному з факторів збільшує ступінь пошукового ризику і, навпаки, якщо кожен з цих критеріїв буде оцінений позитивно, це буде свідчити про високу перспективність структури чи ділянки. У Передових Карпатах існують такі структурні форми, сприятливі для локалізації вуглеводнів при певних умовах. Структури – антикліналі: які виходять на денну поверхню; не виходять (парааутохтон).

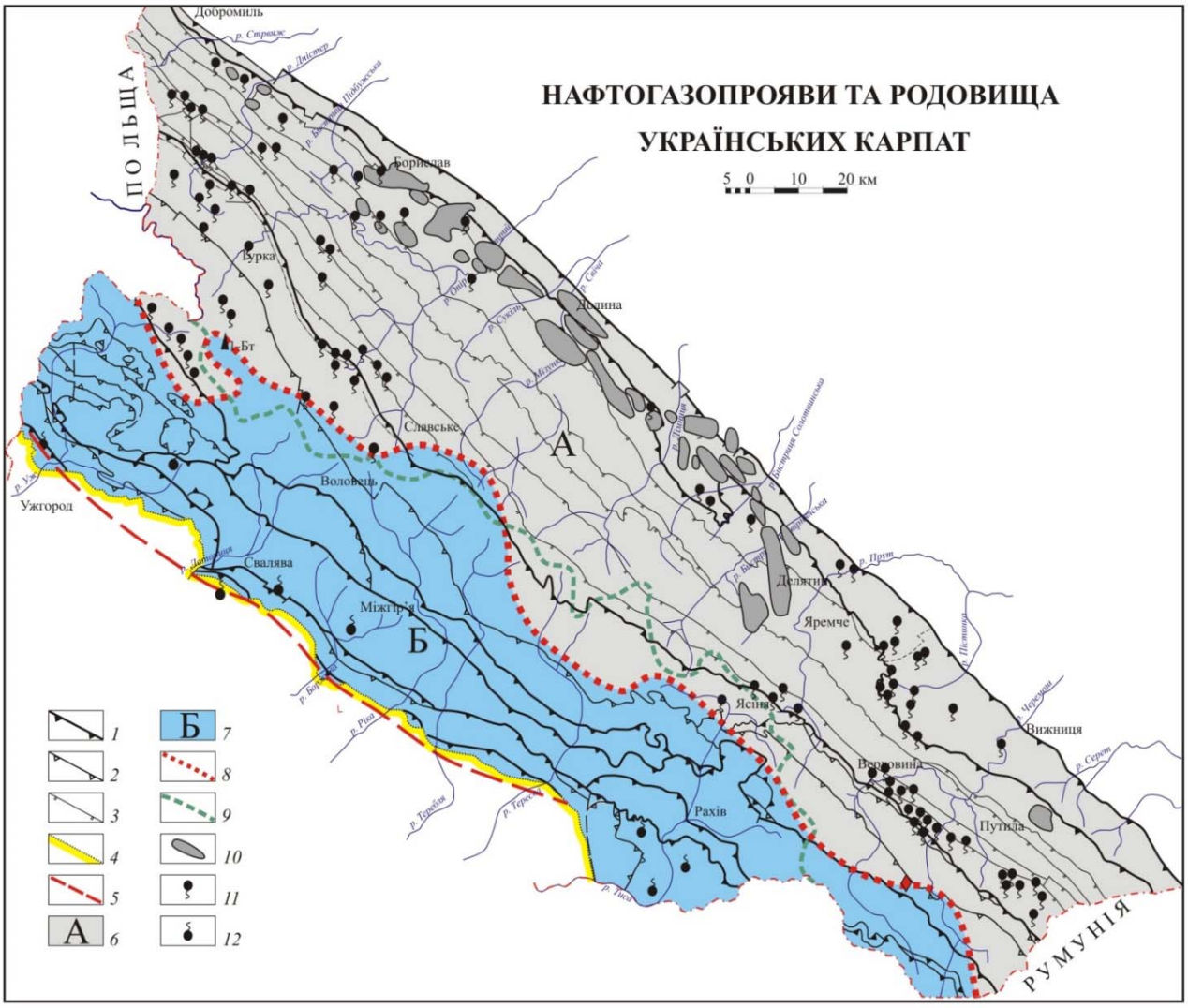
Антиклінальні складки в системі Карпат – це фактично фрагменти складок з різною збереженістю склепінь та північно-східних крил. Моноклінальні (однокрилі) структури, які утворились в результаті повного зрізання склепінь антиклінальних складок і їх північно-східних крил. Зірвані підвернуті крила (залишки північно-східних крил). В якості пасток можуть виступати усі перелічені структури при наявності в їх складі колекторів, як правило, надійно ізольованих від поверхні, а також пастки не структурні (літологічно- і гідродинамічно екрановані). У літологічних пастках колектори фаціально заміщуються не колекторами. Це можуть бути непроникні або малопроникні породи – глини чи аргіліти або ті ж породи, що й колектори, але з гіршими фізичними властивостями. У гідродинамічних пастках екрануючу роль виконують пластові води, де пастками є антиклінальні складки. Поклади склепінні, пластові, тектонічно екрановані і літологічно обмежені. Моноклінальні пастки, де поклади пластові, тектонічно екрановані і літологічно обмежені. Зірвані (підвернуті) крила, в яких поклади пластові, тектонічно екрановані і літологічно обмежені. Літологічні пастки, де оклади пластові, літологічно екрановані. Гідродинамічні пастки із покладами пластовими, гідродинамічно екранованими. Пастки комбінованого типу – коли на родовищі поєднуються пастки різних типів [4].

До прямих ознак нафтогазоносності відносяться прояви вуглеводнів на денній поверхні і в свердловинах, а до непрямих – підвищений вміст сульфідів металів негідротермального генезису в шліхових пробах. Накопичений за роки досліджень Складчастих Українських Карпат фактичний матеріал, дозволив виділити в їх межах, а також на прилеглій території два просторово відокремлених поля – вуглеводневе та гідротермальне (рис.2).

У гідротермальному відомі нафтові і газові родовища, численні прояви нафти і газу, озокериту і асфальтиту та сульфідів металів негідротермального походження. Вуглеводневе поле та нафтогазопрояви розташовані на північний схід від гідротермального. Найважливішими його компонентами є власне вуглеводні, які фіксуються як на поверхні так і на глибині. У його межах зафіксовано 434 природніх проявів вуглеводнів. Нафтогазопрояви проявляються у вигляді витікання рідкої нафти, наявності в породах, переважно по тріщинах, змінених нафт різної ступені окисненості і консистенції – від мальт до бітумів, порід із запахом нафти і нафтопродуктів, проявів озокериту і горючих газів (бульбашки на воді і газові струмені). Нафтогазопрояви відзначені у корінних відкладах усіх вікових підрозділів Передових Карпат, від крейди до олігоцену – найбільше їх описано в породах олігоцену. У більшості випадків вони пов’язані з тектонічними порушеннями (насувами і розривами). Менше їх зафіксовано у місцях виходів склепінних частин складок на денну поверхню. Прояви вуглеводнів є важливою ознакою потенційної промислової нафтогазоносності певної території. Проте, прямої залежності між кількістю нафтогазопроявів з її масштабами не існує. Взагалі, наявність природніх проявів вуглеводнів обумовлена впливом різноманітних факторів:

існуванням скупчень вуглеводнів на глибині, їх фазовим складом, пластовими тисками, ступінню закритості розрізу, рухом підземних і поверхневих вод, швидкістю міграції до денної поверхні. Обєктивно оцінити роль усіх цих факторів важко. Велику роль відіграє зміщення нафтогазопроявів на поверхні, від скупчень вуглеводнів на глибині. Коли воно не значне, є великі шанси і на відкриття покладу. У протилежному випадку, ймовірність відкриття його без додаткової інформації про геологічну будову ділянки, буде незначною. Зауважено, що нафтогазопрояви розподілені по площі нерівномірно. Місцями спостерігаються скупчення їх, а деінде вони відсутні на значних за площею ділянках [5].

Проаналізувавши, як розподілюються нафтогазопрояви по площі, можна зробити висновок, що їх щільність корелюється тектонічними сегментами (мегаблоками): Лемківським, Бойківським і Гуцульським. Вища щільність проявів спостерігається в Лемківському (0,05–0,08 пр./км^2) і Гуцульському (0,045–0,28 пр./км^2) мегаблоках, проти 0,02 пр./км^2 в Бойківському. Дану закономірність можна задовільно пояснити підвищеною тріщинуватістю і розкритістю розрізу в перших двох сегментах, внаслідок більшого стиснення лусок в їх складі.



1– границі покривів; *2* – границі субпокривів; *3* – границі скиб; *4* – границя Закарпатського прогину; *5* – Закарпатський розлом; 6 – вуглеводневе поле; *7*– гідротермальне поле; *8* – північна границя гідротермального поля; *9* – лінія головного Карпатського вододілу; *10* – родовища вуглеводнів; *11* – нафтопрояви; *12* – прояви метану (за матеріалами В. Є. Шлапінського)

Рис. 2. Нафтогазопрояви та родовища Українських Карпат

Розглянутий матеріал дозволив визначити чинники, що впливають на оцінку перспектив нафтогазоносності. Якщо зважити їхній вплив окремо, то найбільш інформативним і контрастним в першому наближенні є фактор прямих і непрямих ознак нафтогазоносності. Зокрема, розмежування території Карпат на вуглеводневе і гідротермальне поля одразу дозволяє звузити пошуки промислових покладів вуглеводнів, виключивши друге, окрім, можливо, невеликих за площею ділянок в його межах, які, втім, не є першочерговими об'єктами для пошуків.

При оцінці перспектив нафтогазоносності вуглеводневого поля, спочатку слід розглянути вплив регіональних тектонічних параметрів, які визначали динаміку розвитку окремих покривів і їх елементів на тих чи інших ділянках Передових Карпат.

Література

1. Павлюк М. Геодинамічні умови формування нафтогазоносних провінцій України. *Геологія і геохімія горючих копалин*. № 3 (144). 2008. С. 16–25.

2. Савчак О. Геодинамічні та геохімічні аспекти нафтогазонагромадження Західного нафтогазоносного регіону України. *Геологія і геохімія горючих копалин.* 2018. № 3–4 (176–177). С. 5–20.

3. Павлюк М.І., Варічев С.О., Різун Б.П., Савчак О.З. Нафтогазоносні провінції України (геодинамічний аспект). *Геологія і геохімія горючих копалин.* 2002. № 1. С. 3–12.

4. Шлапинский В.Е. Прямые и непрямые признаки нефтегазоносности Украинских Карпат, как новые критерии ее оценки // Новые идеи в науках о Земле: мат-лы VI междунар. конф. Т. 1. М., 2003. С. 277.

5. . Шлапінський В.Є. Комплексна оцінка перспектив нафтогазоносності передової частини Складчастих Українських Карпат // Геологія горючих копалин: досягнення і перспективи: матеріали Міжнародної наукової конференції (Київ, 2–4 вересня 2015 р.) Київ, 2015. С. 248–251.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98.061.4:622.691.24

ГЕОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ БОГОРОДЧАНСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО ГАЗОСХОВИЩА

Дубей Н. В*., к. геол.-мін. н., доцент, dubei0509@gmail.com,*
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
м. Івано-Франківськ, Україна

Проаналізовано геолого-промислові матеріали і дані експлуатації Богородчанського підземного сховища газу (ПСГ) з метою більш достовірної оцінки газогідродинамічної ситуації у продуктивних горизонтах підземного газосховища. Встановлено, що розбіжність фактичних і проектних показників експлуатації ПСГ викликана наявністю слабодренованих зон на периферійних ділянках газового покладу та невідповідністю реальних баричних умов підземного зберігання газу проектним показникам.

GEOLOGICAL PECULIARITIES OF THE WORK OF THE BOGORODCHAN UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES

Dubei N., *Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Assoc. Prof., dubei0509@gmail.com,*
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
Ivano-Frankivsk, Ukraine

The geological-industrial materials and the exploitation data of the Bogorodchan Underground Gas Storage Facility (UGS) are analyzed in order to estimate the gas hydrodynamic situation in the productive horizons of the underground gas storage facility more accurately. It is established that the discrepancy between the actual and projected indicators of UGS operation is caused by the presence of weakly depleted zones on the peripheral sections of the gas deposit and the mismatch of the real barrier conditions of underground gas storage with the design indicators.

Для того, щоб створена потужна мережа підземного зберігання газу була надійною опорою газотранспортної системи України і забезпечувала високу надійність функціонування газової галузі держави, необхідно шукати економічні шляхи піднесення її прибутковості, нагромадження засобів для підтримання в належному стані.

Дослідження впливу геологічних чинників на роботу ПСГ має велике значення для поліпшення їх технічного стану та ефективності.

Об´єктом дослідження є Богородчанське ПСГ. Мета роботи – вивчення геологічних особливостей пластів-колекторів підземних газосховищ задля оптимізації газодинамічних процесів нагнітання і відбору газу із покладу. Метод дослідження – комплексний аналіз впливу сукупності геологічних чинників на ефективність підземного зберігання газу в Богородчанському ПСГ.

Богородчанське ПСГ створене на базі виснаженого розробкою газового покладу продуктивної товщі баденських відкладів одноіменного газового родовища.

Промислова газоносність пов’язана з трьома піщано-алевролітовими горизонтами (верхній, середній та нижній). Верхній продуктивний горизонт виділяється в підошві насунутого комплекса стебницьких відкладів Внутрішньої зони. Середній та нижній горизонти прурочені до верхньої частини тортонських відкладів.

За даними випробування розвідувальних та експлуатаційних свердловин в різних блоках структури відкриті окремі поклади газу.

Найбільш великий за розмірами та запасами газу є поклад середнього горизонту в межах основного південно-східного блоку. Власне середній продуктивний горизонт використовується для підземного зберігання газу і складається з декількох пластів (знизу вверх): «а», «б», «в», «г», «д», «е».

Нижній пласт «а» має товщину в межах підняття від 6 до 46 м. Найбільша товщина припадає на північно-східну присклепінну частину структури. З південного заходу пласт зрізується насувом і місцями виклинюється. Пласт «а» є найбільш витриманим по площі. Поверхня покрівлі утворює

майже куполовидне підняття з склепінням в районі свердловин 15, 144, 40. ГВК пласта «а» у східній частині структури знаходиться на відмітках від мінус 809 до 824 м і прийнятий в середньому на відмітці мінус 814 м.

Вище пласта «а» залягає пласт «б», який відділяється від нижнього глинистою перемичкою товщиною 5÷10 м. Товщина пласта «б» – від 2 до 22 м. В південно-західній частині структури пласт «б» відсутній. Вище залягають пласти «в» і «г», які мають ще меншу товщину і площу. Пласт «в» розповсюджений тільки у східній частині структури, а пласт «г» представляє собою окремі лінзовидні зони. Пласт «д» має невелике лінзовидне поширення у північно-східній частині структури, де його товщина складає 3÷5 м. Пласти «д» і «е» лінзовидні, малопотужні і не мають розповсюдження по свердловинах експлуатаційного фонду родовища, ПСГ.

ГВК в пластах «б» і «в» прямо ніде не встановлений. Виходячи із відмітки покрівлі цих пластів у свердловині 25, де вони обводнені, і сусідніх свердловин, де вони газонасичені, ГВК по всій ймовірності знаходиться на тій же самій відмітці, що і в пласті «а», тобто це один багатопластовий поклад.

Загальна товщина середнього продуктивного горизонту змінюється від 50 м (сверд. 40) до 75 м (сверд. 1). Ефективна товщина коливається від 3,2 м в свердловині 20 до 44,4 м в свердловині 1.

Пісковики дрібнозернисті, рідше середньозернисті, слабовапнисті і вапнисті, середньо- та слобозцементовані до рихлих. Цемент пісковиків глинисто-карбонатний. Карбонатність коливається в межах 6÷13,8 %.

Алевроліти слабовапнисті, середньозцементовані. Вміст карбонатів – 4,6÷12 %.

Відкрита пористість коливається в межах 9,8÷27,8 % (в середньому по горизонту 18,2 %), проникність в межах 0,09–360 мдарсі.

Детальний аналіз геологічних особливостей пластів-колекторів Богородчанського ПСГ довів неоднорідність їх властивостей, а також наявність слабодренованих зон на периферійних ділянках структури.

Разом із високопроникливими породами пісковиків у розрізі зустрічаються пласти і пропластки з дуже низькою проникливістю: 10÷20 мД і нижче, які слабо дренуються при нагнітанні і відбиранні газу. Вони, як правило, накопичують активний газ і утворюють додатковий буферний об’єм у сховищі (так звані «застійні зони»). До таких зон слід віднести ділянки колекторів покладу в районі розміщення спостережної свердловини 1; західно-північну периферійну частину покладу; периферійні ділянки, розміщені північніше спостережної свердловини 25. До того ж, експлуатаційним фондом свердловин охоплено лише 80÷85 % газоносної товщі. По площі ще менше.

Відповідно, вплив цих чинників знаходить своє відображення у збільшенні інерційності фільтраційних процесів, їх інтенсивності. Зниження пластового тиску в «робочій зоні» на 0,5÷1,0 МПа не призводить до його миттєвого падіння на периферії покладу. Тому процес підземного зберігання газу у Богородчанському ПСГ проходить у складних геологічних умовах при постійній взаємодії основної частини покладу, розкритої фондом свердловин, з периферійними ділянками порового об’єму об’єкта.

В результаті аналізу показників експлуатації Богородчанського ПСГ встановлено:

1. Експлуатація ПСГ проходить при показниках, нижчих за проектні. Досягнуті показники за продуктивністю становлять в середньому 85 % від проектних. Зменшення продуктивності, в першу чергу, викликане процесом розтікання активного газу у покладі і його накопиченням в низькодренованих периферійних ділянках, а також недостатніми потужностями системи осушення газу, та зниженням інтенсивності відбирання газу в результаті зменшення його споживання.

2. Процес відбирання газу з продуктивних горизонтів супроводжується виникненням глибокої депресійної воронки. Перепад тиску між експлуатаційними свердловинами досягає 0,5–0,7

МПа, між останніми і периферійними ділянками покладу – 2,3 МПа і більше. Такий високий ступінь впливу неоднорідності пластів-колекторів на газодинамічні показники експлуатації ПСГ не був передбачений проектом. Крім цього, відтік активного газу і накопичення останнього в низькопроникливих прошарках покладу призводить до зниження величини мінімального пластового тиску на кінець сезону при відбиранні проектної величини об'єму активного газу до 3,09÷3,12 МПа проти 3,40 МПа.

Тому дія вищезазначених чинників на показники експлуатації Богородчанського ПСГ вимагає адекватної оцінки газогідродинамічного стану пластової частини об'єкту підземного газозберігання, розробки оптимальних технологічних рішень з тим, щоб на цій основі і в результаті проведеної реконструкції технічного обладнання ПСГ вивести газосховище на реальний режим експлуатації.

Література

1. Войціцький І.В. Корективи до технологічної схеми експлуатації Богородчанського ПСГ. Фонди УМГ «Прикарпаттрансгаз». Івано-Франківськ, 2005.

2. Войціцький В.П. Технологічна схема створення страхового запасу газу в Богородчанському ПСГ на газопроводі «Союз». Фонди УМГ «Прикарпаттрансгаз», Івано-Франківськ, 1980.

3. Войціцький В.П. Доповнення до «Технологічної схеми створення Богородчанського ПСГ» з метою збільшення його добової продуктивності. Фонди УМГ «Прикарпаттрансгаз», Івано-Франківськ, 1984.

4. Войціцький В.П. Вдосконалювати технологію створення та експлуатації підземних сховищ газу по ВО «Прикарпаттрансгаз». Фонди УМГ «Прикарпаттрансгаз», Івано-Франківськ, 1988.

5. Гімер Р.Ф. Підземне зберігання газу. Івано-Франківськ: Факел, 2001. 215 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98

ТЕРМОБАРИЧНІ УМОВИ ФОРМУВАННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СИСТЕМ ВНУТРІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

***Колодій І.В.*[1]**, *к. геол. н.,ivannakolodiy@gmail.com,*
***Петраш Ю.І.*[2]**, *y.petras@ukr.net,*
1 – Інститут геології і геохімії горючих копалин НАНУ, м. Львів, Україна,
2 – ТзОВ «Полісся», м. Львів, Україна

Встановлені закономірності поширення різних типів вуглеводневих систем (звичайних нафт, нафт перехідного стану, газоконденсатних систем). Їх диференціація в залежності від пластових термобаричних умов, глибини залягання покладів дає можливість, у поєднанні із лабораторними дослідженнями, прогнозувати фазовий стан та тип пластових флюїдів на початкових стадіях пошукових робіт.

Для зіставлення типів вуглеводневих систем використаний універсальний показник – об'ємне співвідношення газової і рідинної фаз та густина стабільної вуглеводневої фази.

Встановлено, що в проміжній області існування вуглеводневих систем, що розділяє звичайні нафти і газоконденсатні системи (в діапазоні величин газовмістів від 450 м^3/м^3 до 1800 м^3/м^3) можливе існування близько критичних та екстремальних (критичних) пластових вуглеводневих систем з властивостями густини стабільних вуглеводневих фаз $\rho_{ист}$ 750–850 кг/м^3 і lg газ/рід – 2,5–3 на глибинах нижче 6 км.

THERMOBARIC CONDITIONS OF HYDROCARBON FORMATION IN THE INNER ZONE OF THE CARPATHIAN FOREDEEP

***Kolodiy I.*[1]**, *Cand. Sci. (Geol.), ivannakolodiy@gmail.com,*
***Petrash Yu.*[2]**, *y.petras@ukr.net,*
1 – Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NASU, Lviv, Ukraine
2 – LLC «POLISSYA», Lviv, Ukraine

The peculiarities of the distribution of different types of hydrocarbon systems (ordinary oils, highly volatile oils, gas-condensate systems) have been established. Depending on formational thermobaric conditios and the depth of occurrence. their differentiation enables us to predict the phase state and the type of formation fluids at initial stages of prospecting together with laboratory studies.

To correlate the types of hydrocarbon systems we have used the universal factor – volume ratio of gaseous and liquid phase and density of stable hydrocarbon phase.

It was established that in the intermediate area of the existence of hydrocarbon systems, that divides ordinary oil and gas-condensate systems (at a range of values of gas-containing of 450 m^3/m^3 to 1800 m^3/m^3), the existence of close to critical and extreme critical) formational hydrocarbon systems with characteristic density of stable hydrocarbon phases 750–850 kg/m^3 and gas/liq –2.5–3 at depths below 6 km.

На сучасному етапі пошуків і розвідки перспективних в аспекті нафтогазоносності об'єктів актуальним є визначення термобаричних умов формування покладів нафти і газу. Вирішення цієї проблеми дозволяє зокрема прогнозувати фазовий стан вуглеводнів і визначати їх поширення в межах різних геотермічних зон. В зв'язку із збільшенням діапазону значень температур і тисків, в яких знаходяться поклади вуглеводнів, прогнозування на пошуковому етапі за термобаричними параметрами типів вуглеводневих нафто-газоконденсатних систем – від звичайних нафт (НЗТ), нафт перехідного стану (НПС) до газоконденсатних систем (ГКС) є актуальним.

Використання методу температурного аналізу розподілу нафтових покладів дозволило пояснити походження багатьох родовищ. В працях М.Б. Вассоєвича, А.Ф. Добрянського, В.А. Соколова, А.А. Карцева та ін. приводяться дані про величини пластових температур, при яких вуглеводні знаходяться в рідкій фазі. За В.А. Соколовим максимальні температури не перевищують 180 °С, за Прайсом – понад 200 °С. Узагальнення сучасних даних щодо фазового стану вуглеводнів

свідчать про можливість зберігання нафтових і нафтогазоконденсатних скупчень за температури 220–232 °С і вище.

Мета досліджень. Встановлення закономірностей у взаємозв'язках між параметрами що характеризують фізико-хімічні властивості флюїдів та термобаричними умовами їх залягання. Встановлення закономірностей поширення нафт з високим газовмістом (понад 300 $м^3/м^3$) і газоконденсатних систем в розрізі і по площі Внутрішньої зони Передкарпатського прогину з метою прогнозування термобаричних умов переходу НЗТ у НПС, знаходження зон контакту перехідних нафтових сполук з газоконденсатними системами.

Матеріали і методи досліджень. Узагальнення наявних результатів досліджень проб пластових флюїдів (виконаних в лабораторії глибинних флюїдів ЛВ УкрДГРІ, ЦНДЛ Об'єднання «Укрнафта» та ін.) – понад 100 пластових нафт, в тому числі 12 нафт перехідного стану і 12 газоконденсатних систем. Для зіставлення типів систем використовувався такий параметр, як об'ємне співвідношення газової й рідинної фаз (газовміст пластової вуглеводневої системи). Для ретроградних систем величина конденсатногазового фактора перераховувалась у рівноцінні значення газовмісту.

Результати досліджень. Нами систематизовані дані вимірювань пластових тисків що характеризують палеогенові, рідше крейдові відклади Внутрішньої зони прогину. Початкові пластові тиски і температури, що визначалися прямими інструментальними замірами під час газо-гідродинамічних досліджень свердловин. Вони не лише характеризують термобаричні умови в надрах, але використовуються також для розрахунків окремих параметрів нафт.

Вивчення локалізації запасів нафти і конденсату на території Передкарпатського прогину показало, що понад 80 % покладів приурочені до площ, які прилягають до найбільших тектонічних вузлів де зосереджені –Долинське, Битків-Бабченське та Бориславське родовища. Виділяються наступні основні джерела поступлення вуглеводнів в зоні перетину поперечних розломів з Передкарпатським повздовжнім, що дало можливість умовно виділити 6 ділянок, в межах яких розташовуються родовища та їх структурні блоки.

Пластові тиски до глибини ~ 2 км пересічно дорівнюють умовним гідростатичним або незначно перевищують їх. На глибинах понад 4–5 км – Кг сягають 1,3–1,5 (окремі поклади на Новосхідницькому, Микуличинському та інших родовищах). Значно більші, в 1,5–1,8 разів, перевищення пластових тисків над умовно гідростатичними спостерігалися на різних глибинах, починаючи з 800 м (глибинна складка Бориславського родовища), та на глибинах 2–3 км (Південностинавське, Семигинівське, Гвіздецьке та інші родовища) і аж до 5,4 км (Янківське родовище) (рис. 1Б).

Аналіз розподілу початкових пластових тисків і температур (див. рис. 1А; рис. 1В) підтвержує їх одночасне лінійне зростання з глибиною. Градієнт тиску змінюється від 1,3–1,5 МПа/100 м в інтервалі 1500–2500 м. до 2,4–2,7 МПа/100 м в інтервалі 6500–7500 м, градієнт пластової температури до глибини 2000 м зростає від 2,0 до 2,4 °С /100м, далі до глибини 4500 м складає 2,46 °С/100м, і знижується в інтервалі 5000–5500 до 2,3 °С/100м.

В результаті обробки наявного геотермічного матеріалу уточнена схематична карта розподілу фонових значень температур на зрізі -2000 м. (рис. 2).

Кожному типу вуглеводневої системи притаманне певне співвідношенням між його газовою і рідинною фазами. Використання даного параметру дає можливість порівнювати системи не залежно від їх природи, фазового стану та фазових перетворень.

За даними [2–4] нафти звичайного типу характеризуються газовмістом до 300 $м^3/м^3$, нафти перехідного стану – від 300 до 800 $м^3/м^3$ і більше, що відповідає рівноцінному конденсатногазовому фактору на рівні 1250–3333,3 $см^3/м^3$.

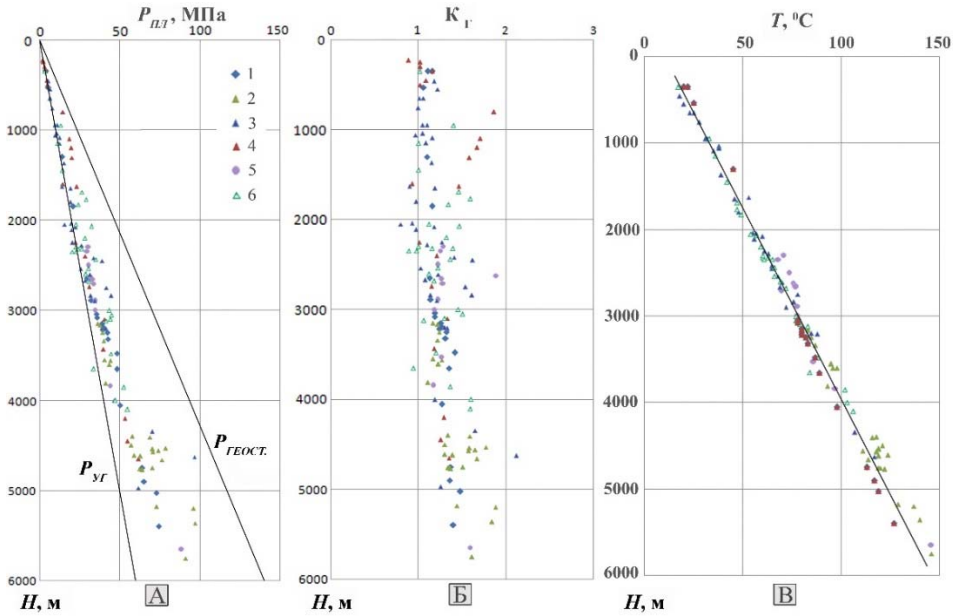


Рис. 1. Розподіл пластових тисків (А), коефіцієнтів гідростатичності (Б), пластових температур (В) в покладах з глибиною їх залягання:
1 – Старосамбірська ділянка; 2 – Бориславська ділянка; 3 – Заводівсько-Стинавська ділянка; 4 – Долинська ділянка; 5 – Струтинська ділянка; 6 – Битківська ділянка

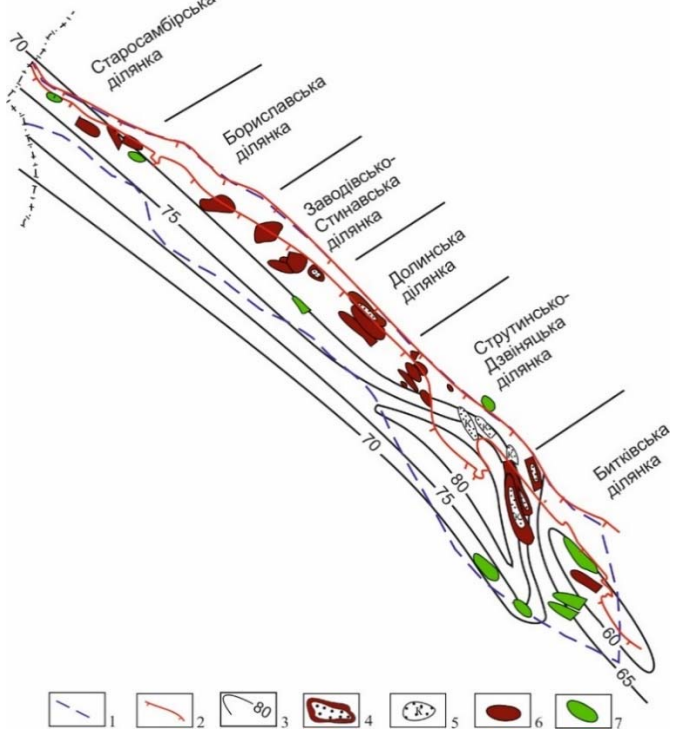


Рис. 2. Схематична геотемпературна карта Внутрішньої зони Передкарпатського прогину на зрізі -2000 м (за матеріалами ДП «Західукргеологія» та ЛВ УкрДГРІ, [1]):
1 – границі нафтогазоносного району, 2 – регіональні насуви, границі тектонічних зон; 3 – ізотерми, °С; 4 – газоконденсатні родовища з покладами (облямівками) нафти; 5 – газові родовища з газоконденсатними покладами; 6 – нафтові родовища; 7 – локальні структури.

Зясовуючи закономірності просторового розміщення типів вуглеводневих систем в розрізі осадового комплексу здійснена спроба врахувати крім температур і тисків, параметри, які характеризують вуглеводневі поклади. Серед таких параметрів універсальним є газовміст, густина стабільної рідинної фази ($\rho_{нст}$, $\rho_{кст}$) і глибина залягання (табл. 1).

Таблиця 1

Об'ємні співвідношення газової й рідинної фаз вуглеводневих систем Внутрішньої зони Передкарпатського прогину

Родовище	Вік	Середня глибина залягання, м	Співвідношення газорідинних фаз, Г $м^3/м^3$ (КГФ $см^3/м^3$)		Густини стабільних вуглеводневих фаз, $кг/м^3$		Тип пласто-вого флюїду
			НС	ГКС	нафти, $\rho_{нст}$	Конден-сати, $\rho_{кст}$	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бориславське	$К_2$	230	15	–	871,8	–	НЗТ
	$Р_1$	450	45	–	858,3	–	НЗТ
	N_1	800	105	–	862	–	НЗТ
	$Р_2$	2400	108	–	866,8	–	НЗТ
	$Р_3$	2740	84	–	897,9	–	НЗТ
Стрільбицьке	$Р_1$	350	32	–	851	–	НЗТ
	$К_2$	500	35	–	856	–	НЗТ
Битківське	$К_2$	2200	134	–	861,2	–	НЗТ
	$Р_3$	3050	128	–	858,4	–	НЗТ
Битків-Бабчинське	$Р_2$	1900	–	12345,7 (81)	–	751	ГКС
Ріпнянське	$Р_3$	950	75	–	841,5	–	НЗТ
Малахівське	$Р_3$	650	55	–	832	–	НЗТ
Лицівське	$Р_3$	950	59	–	840	–	НЗТ
Спаське	$Р_3$	2050	56	–	840	–	НЗТ
Рудавецьке	$Р_3$	1060	60	–	854	–	НЗТ
Луквинське	$Р_2$	1650	173	–	815,1	–	НЗТ
Східнолуквинська	$Р_2$	2110	150	–	842,4	–	НЗТ
Гвіздецьке	$Р_3$	1771	199	–	856,4	–	НЗТ
Довбушанське	$Р_3$	1830	129	–	846	–	НЗТ
Дзвіняцьке	$Р_3$	2900	245	–	837	–	НЗТ
Пнівське	$Р_3$	3120	242	–	835,5	–	НЗТ
Микуличанське	$Р_3$	2320	73	–	874,1	–	НЗТ
Пасічнянське	$Р_3$	4100	236	–	867,5	–	НЗТ
Бистрицьке	$Р_3$	2350	146	–	841	–	НЗТ
Струтинське	$Р_2$	2520	181	–	853,4	–	НЗТ
Старосамбірське	$Р_1$	3489	105	–	845,6	–	НЗТ
	$Р_2$	3450	115	–	829,1	–	НЗТ
Вигода-Витвицьке	$Р_3$	3530	181	–	850	–	НЗТ
Страшевицьке	$Р_2$	3320	151	–	827,3	–	НЗТ
Семигинівське	$Р_2$	4530	128	–	870,6	–	НЗТ
Мельничанське	$Р_2$	4770	245	–	842,9	–	НЗТ
Пд.-Стинавське	$Р_3$	4661	223	–	848,6	–	НЗТ
Пд. Монастирецьке	$Р_3$	4750	36	–	859,3	–	НЗТ
Чечвинське	$Р_3$	2610	174	–	846,6	–	НЗТ

1	2	3	4	5	6	7	8
Південно-гвіздецьке	Р_3	3000	350	–	841	–	НПС
	Р_3	3480	142	–	838	–	НЗТ
Південно-гвіздецьке	Р_2	4000	365	–	841	–	НПС
Орів-Уличнянське	Р_3	3150	217	–	849,4	–	НЗТ
	Р_2	3340	350	–	827,9	–	НПС
Новосхідницьке	Р_3	4200	368	–	830	–	НПС
	Р_2	4650	240	–	842,9	–	НЗТ
Заводівське	Р_2	4400	220	–	840,4	–	НЗТ
	Р_2	4500	387	–	838	–	НПС
Рожнятівське	Р_3	4627	410	–	851,1	–	НПС
Янківське	Р_3	3840	310	–	842	–	НЗТ
	Р_3	5650	450	–	827	–	НПС
Соколовецьке	Р_3	5750	329	–	813	–	НПС
Бориславське	N_1	1900	–	4793,8 (208,6)	–	700	ГКС
Іваниківське	Р_2	2866	–	1857,673 (538,3)	–	750,5	ГКС
	Р_2	3100	190	–	884	–	НЗТ
	Р_2	3400	–	6418,48 (155,8)	–	775,5	ГКС
Танявське	Р_1	2170	–	2076,8 (481,5)	–	847,3	ГКС
	Р_3	3810	412	–	843,3	–	НПС
Північно-долинське	Р_2	2695	–	3254,1 (307,3)	–	755	ГКС
Росільняцьке	Р_2	2420	–	12804,1 (78,1)	–	781	ГКС
Космацьке	Р_3	2507	–	2872,7 (348,1)	–	755,5	ГКС
	Р_2	2780	–	4771 (209,6)	–	739,5	ГКС
Монастирчанське	Р_3	3520	–	3750,9 (266,6)	–	776	ГКС
Південно-гвіздецьке	Р_2	3260	–	4759,6 (210,1)	–	808	ГКС

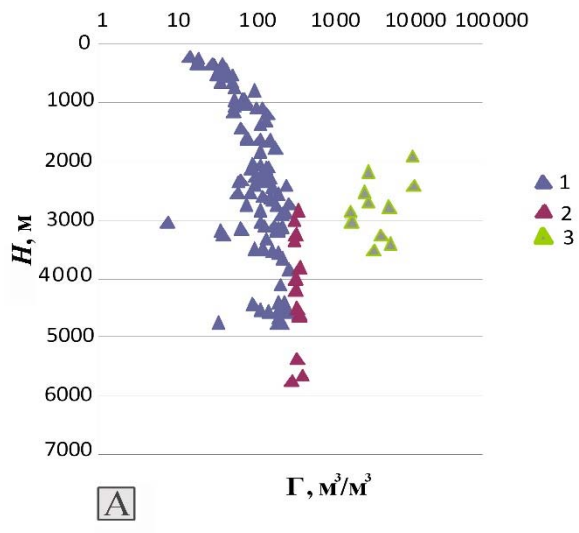
***Примітки*:** Позначення типу флюїдів: НЗТ – нафти звичайного типу; НПС – нафти перехідного стану; ГКС – газоконденсатні системи.

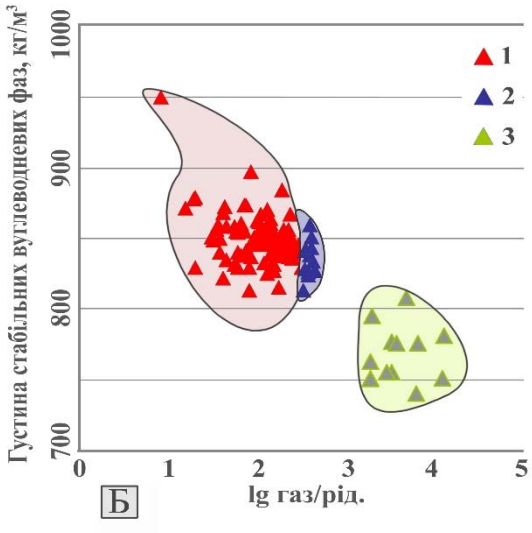
Проте, в надрах, зустрічаються системи, які на перший погляд (за величиною газовмісту) можна віднести до нафт перехідного стану, хоча за результатами термодинамічних лабораторних досліджень пластовий флюїд відноситься до звичайних ретроградних систем з високим вмістом C_{5+} (родовище Коделл, штат Колорадо) [5]. Тому, дати однозначну відповідь про тип пластового флюїду, можна лише за результатами досліджень із використанням установок фазової рівноваги.

Серед масиву значень газовмістів для НПС виділяються дві групи: середньотемпературна – $T_{пл}$=76–108^{0}С (в межах газовмістів 350–400 м^3/м^3 і глибини 2800–4200 м) і високотемпературна – $T_{пл}$=117–146^{0}С (Г=329–450 м^3/м^3 і Н=4200–5750 м). Густини стабільних рідинних сполук,

використаних для побудови середньотемпературної залежності, змінюються від 826 до 860 кг/м^3, для високотемпературної залежності – 813–850 кг/м^3.

Універсальний графік Г=f(H) побудований в інтервалах Г=15–450 м^3/м^3 і Н=200–5750 м (рис. 3). Для газоконденсатних систем нами перераховане об'ємне співвідношення фаз, що відповідає зазначеному конденсатному фактору (визначеному за результатами промислових досліджень пластового газу на конденсатність) (рис. 4). Газоконденсатні системи характеризуються значеннями газовмістів від 1857 м^3/м^3 до 12804 м^3/м^3.





1 – нафти звичайного типу; 2 – нафти перехідного стану; 3 – газоконденсатні системи

Рис. 3. Залежність газовмісту (Г м^3/м^3) вуглеводневих систем від глибини їх залягання

Рис. 4. Залежність газовмісту вуглеводневих систем від густини стабільних вуглеводневих фаз

1. У Внутрішній зоні Передкарпатського прогину сумарний відсоток нафт перехідного стану складає близько 11,0 %. За величиною газовмісту вони лежать в доволі вузькому діапазоні: 329≤ Г ≤450 м^3/м^3. Величинам газовмістів понад 1800 м^3/м^3 та більше, відповідають класичні ретроградні системи.

2. Аналізуючи наведені вище матеріали, можна припустити, що в діапазоні величин газовмістів від 450 м^3/м^3 до 1800 м^3/м^3 згідно (рис. 4) можливе існування близько критичних та екстремальних (критичних) пластових вуглеводневих систем з властивостями $\rho_{нст}$–750–850 кг/м^3 і lg газ/рід.–2,5–3 на глибинах нижче 6 км. Тобто, там пропадає різниця між системами де газ розчинений в рідині та газоконденсатними системами (при ізотермічному розширені поведінка яких супроводжується ретроградними явищами).

Література

1. Новосилецкий Р.М., Полутранко А.Ю. Геотермический режим и нефтегазоносность недр Украины. *Геотермические модели геологических структур.* Санкт-Петербург, 1991. С.142–152.

2. Багнюк М.М., Філяс Ю.Г., Пилип Я.А., Петраш Ю.І. Нафти перехідного стану та екстремальні газоконденсатні системи родовищ. *Мінеральні ресурси України.* 2012. № 1. С. 22–26.

3. Філяс Ю.Г. Нафти перехідного стану і близькокритичні вуглеводневі системи. *Геологія і геохімія горючих копалин.* 1996. №1–2 (94–95). С. 96–105.

4. Маєвський Б.Й., Хомин В.Р., Манюк М.І., Куровець С.С., Здерка Т.В. Прогнозування фазового стану вуглеводнів на великих глибинах у Передкарпатському прогині. *Геоінформатика.* 2011. № 3. С. 31–35.

5. Гуревич Г.Р. Способы повышения конденсатоотдачи пластов // Итоги науки и техники. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Москва, ВИНИТИ, 1985. т.16. С. 132–184.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК (553.98:551.735.1):551.3.051(477)

ПЕРСПЕКТИВИ ВІДКРИТТЯ РОДОВИЩ ЗІ ЗНАЧНИМИ ЗАПАСАМИ ВУГЛЕВОДНІВ НА ТЕРИТОРІЇ УКРАЇНИ

Лазарук Я.Г., *д. геол. н., с.н.с., lazaruk_s@i.ua,*
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів, Україна

Запаси газу в родовищах України вичерпані приблизно на 85%. Збільшення газовидобутку можливе лише за умови відкриття родовищ зі значними запасами вуглеводнів. Освоєння великих ресурсів газу нетрадиційних покладів з низькопроникними колекторами пов'язано з технологічними та екологічними проблемами. Однак на глибинах понад 6 км є ще перспективи відкриття нових родовищ у відкладах XIIа мікрофауністичного горизонту (верхньовізейський під'ярус) Дніпровсько-Донецької западини, юрських, крейдових та палеогенових утвореннях платформного автохтону під насувом покутсько-Буковинських Карпат, палеогенових відкладах глибоких структурних ярусів Бориславсько-Покутської зони.

PROSPECTS FOR OPENING OF DEPOSITS WITH SIGNIFICANT RESOURCES OF HYDROCARBONS IN TERRITORY OF UKRAINE

Lazaruk Ya., *Dr. Sci. (Geol.), Senior fellow, lazaruk_s@i.ua,*
Institute of Geology and Geochemistry of Combustable minerals
of National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv, Ukraine

Gas reserves in Ukraine's fields are depleted by about 85 %. Increase of gas mining is possible only in case of fields discovery with significant reserves of hydrocarbons. The exploration of large gas resources of unconventional low-permeability reservoirs is connected with technological and ecological problems. However, at depths of more than 6 km, there are still prospects of opening new gas deposits in sediments of XIIa microfauna horizon (Upper Vise) of the Dnieper-Donetsk basin, Jurassic, Cretaceous and Paleogene formations of a platform autochthon under the Pokuttja-Bukovyna Carpathians, Paleogene sediments of deep structural storeys of Boryslav-Pokuttja zone.

Ще декілька років назад стало зрозуміло, що 20 млрд м^3 газу щорічно Україна видобувати з власних родовищ не зможе і стратегічна програма 20/20 не буде виконана. Видобуток газу неухильно зменшується, незважаючи на менеджерські новації, збільшення кількості експлуатаційних свердловин, застосування новітніх технологій з підвищення газовилучення. Це зрозуміло: як Західний, так і Східний регіони вже давно пройшли пік відкриття родовищ з найбільшими запасами, а сьогодні добираються їхні рештки. Родовища України вичерпані в середньому на 85 %. Це природний процес, він невідворотний, через нього проходять всі нафтогазоносні регіони світу. Вже понад четверть століття в Україні не було відкрито жодного родовища нафти і газу з якими-небудь значними запасами. Відкриваються дрібні, а в основному дуже дрібні родовища з запасами газу до 1 млрд м^3, а нерідко і суттєво меншими. А немає нових родовищ – немає і ресурсної бази, необхідної для збільшення газовидобутку.

У Східному регіоні структурний голод почав відчуватися ще в 70-х роках минулого століття. Зараз можна констатувати, що антиклінальні структури в основній продуктивній товщі – нижньому карбоні до глибини 6 км вже розбурені, глибше бурити мало хто наважується. А даремно, оскільки тут є ще комплекс XIIа мікрофауністичного горизонту (XIIа м.ф.г.) в підошві верхньовізейських відкладів. В ньому відкрито близько десятка газоконденсатних родовищ, серед яких Луценківське, Свиридівське, Комишнянське, Рудівсько-Червонозаводське. Загальні запаси газу останнього становлять понад 30 млрд м^3, конденсату – більше 4 млн т, тобто воно відноситься до великих за запасами родовищ. Особливістю згаданих родовищ є те, що вони пов'язані не з антикліналями, а з літологічним заміщенням піщано-алевритових колекторів у межах структурних носів і моноклінале й. Тому проблема прогнозування покладів XIIа м.ф.г. – це перш за все задача палеогеографічна, а точніше – задача побудови седиментаційних моделей.

Седиментаційна модель – це прогнозна схема поширення порід-колекторів серед глинистих відкладів, яка будується, виходячи з розподілу в палеорельєфі піщаного матеріалу залежно від його генезису. Наприклад, алювіальні пісковики формуються у палеодолинах, барові – на палеопідняттях морського дна, пляжеві і авандельтові – у прибережних зонах на градієнтах дна басейну. Реконструкція палеорельєфу здійснюється за аналізом товщин осадового комплексу. Відомості про товщини комплексу визначаються за матеріалами каротажу свердловин та картами сходжень горизонтів відбиття. Дані про товщини пісковиків отримуємо за матеріалами каротажу свердловин, а далі їх екстраполюємо в палеорельєфі відповідно до визначеного генезису. Фаціальну належність пісковиків можна визначити і за рядом діагностичних ознак у кернах свердловин. Крім того, сучасні пакети програмного забезпечення для опрацювання якісних первинних сейсмічних матеріалів, головно, сейсморозвідки 3D, дають змогу прогнозувати колекторські властивості геологічного розрізу. Серед інших заслуговує на увагу кількісний прогноз ємнісних властивостей порід-колекторів на основі інверсійних перетворень сейсмічного хвильового поля в куби акустичного імпедансу, динамічного і AVO аналізу, разом з даними ГДС і лабораторного дослідження керна. Такий пакет з успіхом застосований фахівцями ТОВ «Бренд-Вік» для прогнозування геологічного розрізу Семиренківського газоконденсатного родовища.

Таким чином отримуємо седиментаційну модель XIIа м.ф.г., де нанесені зони відсутності седиментації комплексу, приморські болотні рівнини, алювіальні долини, річкові виноси і прибережні піщані відклади. Зіставляючи таку схему зі структурною картою, виділяємо ділянки літологічного заміщення пісковиків у оптимальних структурних умовах, які і є потенційними пастками вуглеводнів.

Застосовуючи метод геологічних аналогій, через питому щільність запасів приходимо до висновку, що в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини від Погарщини до Солохи можливі ще відкриття родовищ у XIIа м.ф.г. з потенціалом близько 180 млрд м^3 газу [1]. Потрібно лише зважитися на розбурювання об’єктів на глибинах понад 6 км. Недавно відкрите Кошовійське родовище – яскравий приклад перспективності відкладів згаданого комплексу.

Значні перспективи пов’язуються з породами низькопроникних товщ середнього і верхнього карбону південно-східної частини регіону. Вуглеводнева ресурсна база тільки Юзівської ділянки може становити 4 трлн м^3 газу. Проте не все так просто з його освоєнням. Свердловина 400 Біляївська так і не визначила промислової оцінки низькопроникних колекторів. Не принесли успіху і роботи на Святогірському родовищі, вуглеводневий ресурс якого оцінений в 574 млрд м^3 газу і 11,5 млн т конденсату. Методом гідророзриву пластів промислових припливів газу отримати не вдалося. Очевидно, на таких об’єктах потрібно шукати так звані солодкі точки (sweet points) – місця з кращими колекторськими властивостями, через які можна було б дренувати решту покладу. Проблема це знову ж таки палеогеографічна.

За різними оцінками ресурси сланцевого газу Олеської площі в Західному регіоні складають від 1 до 3 трлн м^3 газу. Перспективи пов’язувалися з карбонатно-глинистими відкладами силуру Волино-Поділля. Компанія Chevron навіть зробила спробу розпочати вивчення перспектив сланцевого газу, зважаючи на те, як стрімко розвиваються геологорозвідувальні роботи у Балтійському та Люблінському басейнах Польщі. Проте геологічні передумови формування покладів сланцевого газу в Польщі значно кращі, ніж в Україні. В Польщі суттєво глинисті відклади з прошарками карбонатних порід верхньої чистини лудловського і пржидольського ярусів мають товщину понад два кілометри, а в Україні вони не перевищують 600 м і складені в основному мергелями та вапняками з проверстками аргілітів. Таким чином говорити про товщу сланцевих порід силуру Волинсько-Подільської нафтогазоносної області немає сенсу – мова може йти лише про окремі пласти аргілітів, більшою чи меншою мірою карбонатних, сумарні товщини яких становлять 80–120 м. Вміст органічного вуглецю в породах силуру Балтійського та Любінського

басейнів коливається в межах 0,5–1,7 %, в Підляської западини – до 6 %, тоді як на території Волино-Поділля – переважно 0,2–0,7 %. Для пошуків сланцевого газу в Польщі було виділено близько півсотні концесій, геологорозвідувальними роботами займалися відомі світові компанії з використанням сучасних технологій, однак через декілька років роботи були припинені внаслідок відсутності промислових припливів вуглеводнів. Видобування сланцевого газу в Польщі виявилося економічно невигідним. Очевидно, це питання ще не на часі, на Волино-Поділлі – тим більше з огляду на значні екологічні ризики в одному з найнаселеніших регіонів Європи.

Як і у Східному, в Західному регіоні перспективи відкриття значних за запасами родовищ слід пов'язувати з великими глибинами. У 2017 р. з ініціативи ПАТ «Укргазвидобування» була створена група з провідних фахівців Західного регіону Ю.З. Крупського, М.М. Андрейчука, П.М. Бодлака, В.Є. Шлапінського під керівництвом автора. Задача науковців полягала в обгрунтуванні перспективних об'єктів пошукового буріння для ПАТ «Укргазвидобування». Одним з найперспективніших група визначила платформний автохтон під насувом Карпат. Поки що у ньому на території України в теригенно-карбонатних відкладах юри, крейди і палеогену відкрито єдине Лопушнянське нафтове родовище. У подібній геоструктурній ситуації на території Румунії відоме родовище Фрасин, а на території Польщі – Ляховіце, Стрижава, Носувка, Залєссє, Ушковце, Цитиня та інші. На південний захід від Лопушнянського родовища сейсморозвідувальними роботами виявлена значна кількість перспективних структур: Таталівська, Роженська, Петровецька, Шурдинська, Дихтинецька, Путильська, Яблуницька, Федьковицька, Лустунська, Загулівська, Плосківська, Селятинська, Франківська, Ходкевицька, Устеріцька, Стайківська. Всі вони є брахіантикліналями, об'єднаними в декілька паралельних структурних ліній і орієнтованими в північно-західному напрямку. Довжина піднять коливається в межах 6–10 км, ширина – 3–5 км, амплітуда – 150–300 м. Більшість структур, як і Лопушнянська, розбиті ортогональною системою порушень на окремі блоки; за кількістю переважають поперечні порушення, за величиною амплітуди – поздовжні. Площі структур змінюються від 15 до 45 км^2. Найближче до поверхні залягає Лопушнянська структура (близько 4300 м), у напрямку до південного заходу глибини залягання піднять збільшуються до 6500–7000 м. На крайньому південному заході за матеріалами сейсморозвідувальних робіт прогнозується здіймання платформного автохтону, тому Дихтинецька, Яблуницька структури можуть залягати на глибинах до 6100 м.

Бурінням вивчена лише Лопушнянська антикліналь, розташована в першій, найближчій до поверхні структурній лінії. По одній свердловині пробурено на Роженському, Таталівському, Петровецькому підняттях, однак вони виявилися не в оптимальних структурних умовах. Правда, у свердловині 13 Таталівської складки зафіксовані нафтогазопрояви під час буріння. Основна причина невдач пошукового буріння полягає у низькій якості сейсмоструктурних побудов.

Базуючись на параметрах Лопушнянського родовища, ми підрахували ймовірний вуглеводневий потенціал платформного автохтону. Сумарні геологічні ресурси нафти юрських, крейдових і палеогенових відкладів, які залягають під насувами Покутсько-Буковинських Карпат, оцінені приблизно у 270 млн т.

Освоєння таких значних для України ресурсів вуглеводнів стримується насамперед недостатньою геологічною вивченістю території досліджень. Насамперед варто було б виконати сейсморозвідувальні роботи за методикою 3D з метою уточнення структури платформного автохтону. Головним завданням буріння є вивчення складу, товщини і перспектив промислової нафтогазоносності відкладів автохтону на південний захід від Лопушнянської лінії складок. Тут можливі відкриття середніх і великих за запасами родовищ вуглеводнів. Для вирішення цього питання доцільне буріння свердловин на найбільших за розмірами Федьковицькій, Дихтинецькій структурах з проектною глибиною 6300 м. На Яблуницькій структурі за попередніми матеріалами очікується збільшення товщин палеогенових і верхньокрейдових шельфових утворень до 700–800 м

[2]. Свердловинами можна оцінити розріз палеогену і більшої частини верхньої крейди та з'ясувати доцільність підготовки до пошукового буріння решти структур під насувом Покутсько-Буковинських Карпат.

Перспективи відкриття нових родовищ пов'язані і з глибокими горизонтами Бориславсько-Покутської зони. Тут розташоване найбільше нафтогазоконденсатне родовище Західного регіону – Битків-Бабченське, де нафтогазонасиченим є розріз, починаючи з глибини перших сотень метрів до 5 км. За даними сейсморозвідки на глибинах 6000-7000 м у Любіжнянському блоці існує Нижньобитківська структура значних розмірів. Тільки в цьому блоці її площа сягає 30 км^2 і початкові загальні ресурси у відкладах менілітової, вигодсько-пасічнянської і ямненської світ складають 37 млн т нафти і 32 млрд м^3 газу. Є підстави вважати, що складка простягається в Пасічнянському, Битківському, Бабченському блоці в північно-західному напрямку від Делятинського до Манявського поперечних порушень. Таким чином загальна площа Нижньо-Битківської складки може перевищувати 150 км^2, а ресурси вуглеводнів можуть зрости вп'ятеро.

Є декілька варіантів з'ясування питання промислової нафтогазоносності Новобитківської складки. Перший – це розглянути можливість відновлення свердловини 802-Пасічна до найбільш можливої глибини і пробурити перспективні відклади новим стовбуром з цієї глибини. Це виглядає найбільш оптимальним з фінансової точки зору, однак необхідно детально розглянути технічні можливості його реалізації.

Другий варіант базується на результатах аналізу геологічної будови Битківської складки «Глибинна». В цій складці найбільш піднятими є Пасічнянський і Битківський блоки. Порівняно з районом свердловини 802-Пасічна, складка «Глибинна» по підроговиковому горизонту знаходиться на 300 м вище у Пасічнянському блоці і на 500 м – у Битківському. Є підстави вважати, що і Новобитківська складка в цих блоках буде піднята. Тому пропонується виконати хрест сейсмічних профілів і за результатами їхнього опрацювання закласти параметричну свердловину 1-Новобитківську. Третій варіант передбачає виконання переінтерпретації сейсмопрофілів 5_{12}5491, 56_{12}5489 і ряду сполучних профілів у Пасічнянському блоці з наступним обгрунтуванням розташування пошукової свердловини. За четвертим варіантом доцільно здійснити площові детальні сейсморозвідувальні роботи з метою виготовлення паспорту на Новобитківську складку.

У третьому ярусі Любіжнянського блока фахівцями ЗУГРЕ підготовлена до пошукового буріння Меришорська структура. По сейсмічному горизонту P_2 в покрівлі еоцену вона є тектонічно екранованим об'єктом на моноклінали. В межах ізогіпси -3700 м її розміри складають 5,7×3,0 км, амплітуда – 600 м, площа – 17 км^2.

Перспективи нафтогазоносності Меришорської структури, яка є зануреним елементом Битківської «Глибинної» складки, оцінюються достатньо високо. Ймовірні газові поклади можуть бути пов'язані з ямненсько-манявськими і вигодсько-пасічнянськими відкладами. Вони очікуються масивно-пластовими тектонічно екранованими. У відкладах вигодсько-пасічнянської та ямненської світ за аналогією з «Глибинною» складкою Битків-Бабчинського родовища прогнозується газоконденсатний поклад розмірами 3×8 км і висотою 900 м. Перспективні ресурси газу Меришорської складки оцінені нами в 11 млрд м^3.

У менілітових відкладах передбачається відкриття масивно-пластового покладу нафти з розмірами 3×8 км і висотою 900 м. Його перспективні ресурси становлять 32 млн т.

Для уточнення геологічної будови та вивчення промислової нафтогазоносності структури в її склепінній частині рекомендується буріння пошукової свердловини глибиною 4500 м. Варто розглянути можливість відновлення свердловини 15-Пнів до найбільш можливої глибини і продовжити новий стовбур з цієї відмітки до проектного горизонту.

Таким чином Східний і Західний нафтогазоносні регіони України володіють ще значним вуглеводневим потенціалом. Його освоєння пов'язане з бурінням свердловин на глибини понад

6000 м. Це потребує значних інвестицій в геологорозвідувальні роботи, пов'язано з геологічними ризиками, але у випадку відкриття нових родовищ принесе відчутну вигоду як надрокористувачам, так і державі.

Література

1. Лазарук Я.Г. Геологічна будова та нафтогазовий потенціал відкладів XIIа мікрофауністичного горизонту Дніпровсько-Донецької западини. *Мінеральні ресурси України.* 2012. № 2. С. 13–15.

2. Шеремета П.М. Родовище нафти і газу під Карпатським орогеном України. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* 2004. №10 (1). С. 87–96.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 662.734/.736

САПРОПЕЛІТОВЕ ВУГІЛЛЯ ЗАХОДУ УКРАЇНИ ЯК ПОТЕНЦІЙНЕ ДЖЕРЕЛО ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ТА ХІМІЧНОЇ СИРОВИНИ

***Павлюк М.І.**, академік НАН України, професор, д.геол.-мін.н., igggk@mail.lviv.ua,*
***Брик Д.В.**, к.тех.н., с.н.с., cencon@ukr.net,*
***Хоха Ю.В.**, к.геол.н., khoha_yury@ukr.net,*
***Яковенко М.Б.**, к.геол.н., myroslavakoshil@ukr.net,*
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів, Україна

Розглянута проблема накопичення сапропелітового вугілля у відвалах вуглевидобувних підприємств Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну. Проведена оцінка його запасів в межах діяльності ДП «Львіввугілля». Запропоновано використати напівкоксування для вилучення з цієї некондиційної сировини смол, горючого газу та коксового залишку. Проведено технічний аналіз зразків сапропелітового вугілля, які відібрані з шахт ДП «Львіввугілля».

Проведена серія дослідів з напівкосування, в яких встановлено об'єм горючого газу, його характеристики, вихід смоли та напівкоксу. Склад газу визначено газовою хроматографією та встановлено його вища (22,59 МДж/м^3) та нижча об'ємна теплота (10,29 МДж/м^3) згорання. Виявлено, що газовиділення зразків у середньому складає 65,6 н.дм^3 на 1 кг.

Смола напівкоксування – темно-коричнева, помірно в'язка рідина із значним вмістом води. Середній вміст води у смолі становить 43,7%, з яких більше 90% легко відділяються на ділильній лійці. Відносна густина зневоднених зразків смоли коливається в межах 0,975–0,996. Фракціонування зневодненої смоли проведено за паливною схемою. У середньому бензинова фракція становила (у мас. %) – 3,2, керосинова – 4,28, лігроїнова – 9,41, дизельна – 43,95 і мазут – 39,16. Для двох фракцій смоли – керосинової та дизельної, проведено ІЧ-спектроскопічне дослідження з метою встановлення групового складу.

Складений матеріальний баланс одержання смоли, напівкоксу та горючого газу з 1 тони сапропелітового вугілля.

SAPROPELITE COAL IN WESTERN UKRAINE AS A POTENTIAL SOURCE OF ENERGY AND CHEMICAL RAW MATERIALS

***Pavlyuk M.**, academician of NAS of Ukraine, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Prof., igggk@mail.lviv.ua,*
***Bryk D.**, Cand. Sci. (Eng.), Senior fellow, cencon@ukr.net,*
***Khokha Yu.**, Cand. Sci. (Geol.), khoha_yury@ukr.net,*
***Yakovenko M.**, Cand. Sci. (Geol.), myroslavakoshil@ukr.net,*
Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NASU, Lviv, Ukraine

In the paper, the problem of accumulation of sapropelite coal in the coal's heaps of the coal-mining enterprises of the Lviv-Volyn coal basin is considered. An assessment of its reserves in State Company «Lvivvugillya» enterprises carried out. We suggested using semi-coking to remove tar, combustible gas and coke from this non-standard raw material. Samples of sapropelite coal were selected from three mines of SC «Lvivvugillya». For them, the technical characteristics were determined.

A series of semi-coking experiments were carried out, in which the volume of the combustible gas, its characteristics, the yield of the tar and the coke were determined. The gas composition is determined by gas chromatography and it's higher (22.59 MJ/m^3) and lower volumetric heat (10.29 MJ/m^3) was calculated. It was found that the gas emission of the samples averages 6.56 dm^3 per 100 g.

The tar was a dark brown, moderately viscous liquid, with a high water content. The average water content in the tar was 43.7%, of which more than 90% were easily separated on the separating watering can. The relative density of the dehydrated tar samples is in the range of 0.975-0.996.

The fractionation of the dehydrated tar was carried out according to the fuel scheme. On average, the gasoline fraction was (in wt.%) – 3.2, kerosene – 4.28, ligroin – 9.41, diesel – 43.95 and fuel oil – 39.16. For two tar fractions – kerosene and diesel, an IR-spectroscopy was performed to determine the group composition.

The material balance of production of tar, semi-coke and combustible gas from 1 ton of sapropelite coal is calculated.

Актуальність дослідження. Проблема накопичення сапропелітів у районах видобутку та збагачення вугілля постала з перших років розробки покладів Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну (ЛВБ). На ділянках регіону, які розробляються шахтним способом, розміщені значні запаси сапропелітового вугілля різної зольності, котре станом на сьогодні, є

непридатним для використання в енергетичній та хімічній галузях. Прошарки сапропелітів переважно залягають в безпосередньому контакті з пластами гумусового вугілля (яке є основною корисною копалиною), хоча іноді вони зустрічаються і у вигляді самостійних покладів. Вилучення сапропелітів на поверхню відбувається одночасно із видобутком гумусового вугілля у випадках сумісного залягання пластів. Це явище характерне для найбільш продуктивного пласта n_8 шахт ДП «Львіввугілля» (Межирічанська, Великомостівська та Червоноградська).

Загалом, шахтами ЛВБ виводиться на поверхню значна кількість сапропелітового вугілля. Незважаючи на досить високу теплоту згоряння, паливно-енергетичні підприємства відмовляються використовувати сапропелітове вугілля у зв'язку із значною зольністю (за дослідженими в різний час зразками A^d коливалась в межах 32,3 до 56,7%), низькою температурою плавлення золи та відсутністю ефективної технології спалювання.

Геологічні дослідження, котрі були проведені в басейні, показали, що сапропелітове вугілля складає значну частку всього вугілля в басейні, орієнтовно до 0,1 млрд.т. Окремі сапропелітові пачки мають робочу потужність до 1м і відрізняються доброю витриманістю по простяганню. В пластах $n_7^н$, $n_7^в$, $n_8^в$ сапропелітове вугілля складає більше 75%, а по пласту n_8 лише по Межирічанському родовищу близько 40% усіх запасів. На деяких ділянках суцільна площа розповсюдження сапропелітів досягає 50-80 км^2 при середній потужності пласта 0,5-0,7м. У межах басейну пачки сапропелітів залягають в інтервалі глибин від 200 до 1300 м. В Межирічанському вуглепромисловому районі, який зараз активно розробляється, потужність пластів сапропелітів коливається в межах 0,5-1,0 м, в окремих місцях вона зростає до 1,5 м і навіть до 2,65 м.

Мета роботи. Дослідити напівкоксування сапропелітового вугілля із одержанням смоли, піролізного горючого газу та коксового залишку.

Напівкоксування являє собою процес нагрівання вуглецевмісного органічного матеріалу без доступу повітря до температури, яка становить приблизно 500 °С. Внаслідок перетворень вихідного матеріалу виділяється горючий газ із достатньо великою теплотою згорання (за рахунок наявності важких алканів – етану, пропану і т.д.), вода (генетична та утворена внаслідок процесів деструкції високомолекулярних сполук), смола та твердий залишок (напівкокс). М'які умови та можливість використання напівкоксу, як джерела тепла для замикання виробничого циклу, стали передумовами для вибору саме цього процесу для перероблення сапропелітового вугілля. Крім того, літературні джерела вказують на перспективність розділення смол напівкоксування з одержання паливних фракцій: бензинової, керосинової, лігроїнової та дизельної.

Проведення досліджень. Нами відібрані зразки сапропелевого вугілля з 3-х шахт ДП «Львіввугілля», а саме: Червоноградська (вугільний пласт n_8 «Тонкий-Ш» лава № 562 «біс»); Великомостівська (вугільний пласт n_8 «Межирічанський», лава № 417) та Межирічанська (вугільний пласт n_8, 1 північний вентиляційний штрек ГК 3).

Експерименти проводились на двох установках для контрольованого піролізу: малій, із завантаженням в реактор до 100 г подрібненого матеріалу та великій, де сталевий жаростійкий реактор, обладнаний фланцевою кришкою, вміщував близько 1000 г сапропеліту (залежно від фракційного складу) в зоні гарантованого прогріву до робочих температур. Для вловлювання та вимірювання кількості газів напівкоксування використано мокрий газометр об'ємом 15 л, калібрований по воді.

Зразки сапропелітів після попереднього грубого подрібнення до фракції <10 мм усереднили по кожній шахті окремо та піддали технічному аналізу, результати якого наведені у табл. 1.

Таблиця 1

Вологість (W^a), зольність (A^d) та вміст летких (V^a) у сапропелітах ЛВБ

Шахта	W^a, %	A^d, %	V^a, %
Великомостівська	2,03	36,92	25,32
Межирічанська	1,40	34,83	25,88
Червоноградська	1,66	37,11	24,85
Середнє	**1,70**	**36,29**	**25,35**

На малій установці із завантаженням 100,00 г проведено 8 дослідів з метою встановлення виходу газів напівкоксування, їхнього складу та кількості коксу і первинної смоли (разом із водою). Результати 4-х останніх експериментів наведені нижче в табл. 2.

Таблиця 2

Результати дослідів з напівкоксування сапопелітового вугілля на малій установці

№ досліду	Фракція, мм	Вихід напівкоксу, г	Вихід газу, л	Вихід смоли + води, г	Температура реактору, °С
С-5	1–2	79,36	6,60	10,34	545
С-6	2–3	80,18	6,70	11,42	550
С-7	1–3	80,13	6,20	10,10	545
С-8	1–2	79,81	6,75	10,37	540
	Середнє	**79,87**	**6,56**	**10,56**	**545**

На великій лабораторій установці здійснена серія дослідів із вилучення смоли зі сапропелітів з метою її подальшого фракціонування (табл. 3). У цих дослідах в реактор завантажувалось від 1000 до 1150 г сапропелевого вугілля різного фракційного складу, смола кількісно вловлювалась в послідовно сполученому ланцюзі пасток, а газ направлявся в пальник та випалювався на факелі протягом усього експерименту.

Таблиця 3

Результати дослідів з напівкоксування сапопелітового вугілля на великій установці

№ досліду	Завантаження, г	Фракція, мм	Вихід смоли + води, г	Вихід коксу, г	Температура, °С
Шахта Межирічанська					
С-9	1000,05	1-2	74,94	858,54	540
С-10	1000,00	2-3	112,98	818,79	580
С-11	1000,00	0,25-2	114,69	816,71	590
С-15	1147,54	7-10	113,25	951,39	580
С-16	1144,72	3-7	98,94	933,82	580
С-17	1050,46	3-7	111,7	– " –	580
Шахта Великомостівська					
С-12	1000,00	1-2	112,58	815,68	580
С-13	1000,00	1-3	111,37	819,97	580

Дослідження продуктів напівкоксування сапропелітового вугілля. Газ напівкоксування було направлено на хроматографічний аналіз в лабораторію відділу геології і геохімії твердих горючих копалин ІГГГК НАН України (аналітик: інж. Конопля Ю.М.). Результати визначення компонентного складу газу напівкоксування для двох проб, одержаних з шахти Межирічанської, наведено у табл. 4.

Таблиця 4

Хроматографічний аналіз газових сумішей напівкоксування сапропелітового вугілля

№	Хімічний склад, % об.												
	O_2+Ar	N_2	CO_2	CO	H_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	neo-C_5H_{12}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}
1	1,81	6,75	28,28	6,251	15,36	31,56	6,89	1,27	0,15	1,40	0,042	0,104	0,139
2	1,79	7,22	27,61	6,144	15,55	32,01	6,38	1,31	0,14	1,57	0,041	0,112	0,119

Нами визначена вища та нижча об'ємна теплота згорання піролізного газу в моделі ідеального газу згідно з ISO 6976:1995. Розрахунок здійснено за стандартними рекомендованими умовами ISO «15/15°C». За результатами розрахунку встановлено, що середня вища об'ємна теплота згорання становить 22,59 МДж/м^3, а середня нижча теплота згорання – 10,29 МДж/м^3.

Смола напівкоксування являє собою темно-коричневу, практично чорну рідину, нев'язку, із значним вмістом води. Воду відділяли на ділильній лійці після відстоювання протягом 30-60 хв, після чого зважували. Як показало подальше фракціонування, не вся вода відділяється методом сепарації незмішуваних шарів, оскільки у фракції відгону з низькою температурою кипіння (бензинова та лігроїнова) містилась додаткова її кількість. Середній вміст води у смолі напівкоксування сапропелітового вугілля з двох шахт ЛВБ – Межирічанської та Великомостівської становить 43,7 %. Близько 90 % всієї води можна відокремити простим розділенням за рахунок різної густини рідин, що не змішуються, решта буде відділятись у процесі фракційної перегонки.

Перед фракціонуванням визначали відносну густину смоли із застосуванням ареометра. Залежно від досліду, значення відносної густини зневодненої смоли знаходилося в межах 0,975–0,996.

За основу при фракціонуванні обрано схему, за якої одержують 5 фракцій: бензинова – до 140 °С; лігроїнова – 140–180 °С; керосинова (гасова) – 180–220 °С; дизельна – 220–350 °С та мазутна – понад 350 °С. Результати фракціонування зневодненої смоли сапропелітового вугілля двох шахт ЛВБ наведено в табл. 5.

Таблиця 5

Вміст окремих фракцій в смолі сапропелітового вугілля ЛВБ

Шахта	Фракція, мас. %				
	до 140 °С	140-180 °С	180-220 °С	220-350 °С	> 350 °С
Великомостівська	2,5	3,95	10,5	42,87	40,18
Межирічанська	3,9	4,61	8,32	45,03	38,14
Середнє значення	**3,2**	**4,28**	**9,41**	**43,95**	**39,16**

Для двох фракцій смоли – керосинової та дизельної, проведено ІЧ-спектроскопічне дослідження з метою встановлення групового складу.

Встановлено, що керосинова фракція являє собою суміш гомологів бензолу, алкіларомативних сполук, алканів та кисневовмісних сполук: карбонових кислот, етерів та естерів.

Дизельна фракція, за загальної подібності керосиновій, все ж володіє певними відмінностями. Основна – практично повна відсутність смуги поглинання, яка вказує на наявність карбонілу (≈ 1720 см$^{-1}$). Таким чином, слід вважати, що карбонові кислоти, альдегіди, кетони та складні ефіри у цій фракції наявні у мінімальних кількостях. Також очевидним є зменшення інтенсивності смуг поглинання ароматичних структур. Окрім цього, спостерігається зменшення інтенсивності поглинання близько 3370 см$^{-1}$, яке відповідає частотам гідроксильної групи. Частина

діапазонів поглинання характерних для гідроксилу відсутня, наприклад в області 3665-3672 $см^{-1}$. Таким чином, можна зробити висновок, що із зростанням температури кипіння, відбувається декарбоксилізація, і продукт фракціонування набуває аліфатичного-ароматичного характеру із домішкою незначної кількості кисневовмісних сполук, які представлені фенолами, простими ефірами та спиртами.

Матеріальний баланс напівкоксування сапропелітового вугілля. Якщо визначати основні показники напівкоксування сапропелітового вугілля ЛВБ із розрахунку на 1 т сировини, то матеріальний баланс виглядатиме наступним чином:

Вихідна сировина:

Сапропелітове вугілля – 1000 кг

Продукти:

Горючий газ – 65,6 $м^3$;

Напівкокс – 811,8 кг;

Смола – 58,55 кг, у тому числі фракції

- бензинова – 1,87 кг,
- лігроїнова – 2,51 кг,
- керосинова – 5,51 кг,
- дизельна – 25,73 кг,
- мазут – 22,93 кг;

Вода підсмольна та пірогенетична – 45,36 кг.

Втрати на газоутворення та технологічні втрати – 84,29 кг.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 551.351.2:5783

НОВІ ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННЯ В ПАЛЕОЦЕНОВИХ ВІДКЛАДАХ СКИБОВОЇ ЗОНИ УКРАЇНСЬКИХ КАРПАТ

Гавришків Г.Я., *galinah2404@gmail.com,*
Радковець Н.Я., *д. геол. Н., с. наук. с., radkov_n@ukr.net,*
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів, Україна

В Карпатській нафтогазоносній провінції основні запаси нафти і газу видобуваються в Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину. Так триває вже більше 100 років, і ці запаси вичерпуються. Для пошуків вуглеводнів в цій зоні потрібно проводити пошукові роботи на доволі великих глибинах (більше 5 км). Саме тому все більше уваги заслуговують перспективні пошукові роботи в Складчастих Карпатах, а саме в передових скибах Скибової зони. В межах цієї зони вже експлуатувалось більше 20-ти нафтових родовищ. До того ж в Скибовій зоні виявлено велику кількість природних нафтогазопроявів. На теперішній час у відкладах палеоцену в межах Скибової зони Українських Карпат відкрито чотири родовища вуглеводнів: Стрільбицьке, Східницьке, Битків-Бабченське, Танявське. Родовища вуглеводнів здебільшого знаходяться на незначних глибинах, а в ролі природних нафтових резервуарів виступають породи палеоцену, зокрема пісковики ямненської світи. Оскільки палеоценові відклади ямненської світи мають значне поширення та потужності й характеризуються задовільними колекторськими, всі ці фактори свідчать про вагомий вуглеводневий потенціал цих порід.

NEW PROMISE FOR OIL AND GAS PRODUCTION IN PALEOCENE DEPOSITS OF THE SKYBA UNIT OF THE UKRAINIAN CARPATIANS

Havryshkiv H., *galinah2404@gmail.com,*
Radkovets N., *Dr. Sci. (Geol.), senior scientist, radkov_n@ukr.net,*
Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine

In the Carpathian oil and gas province, basic oil and gas reserves are extracted in the Boryslav-Pokuttya zone of the Carpathian Foredeep. This has been going on for over 100 years, and these reserves are exhausting. To search for hydrocarbons in this area, requires deep exploration (more than 5 km). This is why promising works in the Carpathians, particularly in the Skyba zone. More than 20 oil fields have already been exploited within this zone. In addition, a large number of natural oil and gas seeps were discovered in the Skyba zone. Currently, four hydrocarbon deposits have been discovered in the Paleocene sediments within the Skyba zone of the Ukrainian Carpathians: Strilbychi, Skhidnitsya, Bytkiv-Babche, Tanyava. Hydrocarbon deposits are mostly at shallow depths, and Paleocene rocks, in particular the sandstones of the Yamna suite, serve as natural oil reservoirs. Because the Paleocene sediments of the Yamna suite are of considerable distribution and capacity and are characterized by satisfactory reservoirs, all these factors testify to the considerable hydrocarbon potential of these rocks.

Палеоценові відклади в межах Берегової та Орівської скиб Скибової зони Українських Карпат представлені ямненською світою, а також її літологічними відмінами битківськими верствами. Дослідженнями була охоплена територія від кордону з Польщею до кордону з Румунією (Гавришків та ін., 2007; Попп та ін., 2014). У 85 свердловинах був вирахуваний відсотковий вміст трьох літологічних комплексів: пісковиків, алевролітів і аргілітів від загальної кількості порід у розрізі. На основі цього було виділено чотири поля (рис. 1) з домінуванням у розрізі: пісковиків, алевролітів та аргілітів.

Встановлено, що найперспективнішою з точки зору потенційних колекторів є північно-західна частина дослідженої території в межах якої знаходиться нафтове родовище – Стрільбицьке. Тут виокремлене нами поле I, де у відкладах ямненської світи палеоцену домінують середньо- та грубозернисті пісковики, максимальні показники абсолютної пористості сягають 18 %, а відкритої 16 %.

Поле II, в межах якого поширені два відомих родовища – нафтове Східницьке та газове Танявське теж є перспективним, В межах поля II поширені як пісковики, так і алевроліти, які значно

переважають у розрізі над аргілітами, максимальні значення абсолютної пористості сягають 14 %, а відкритої 12 %.

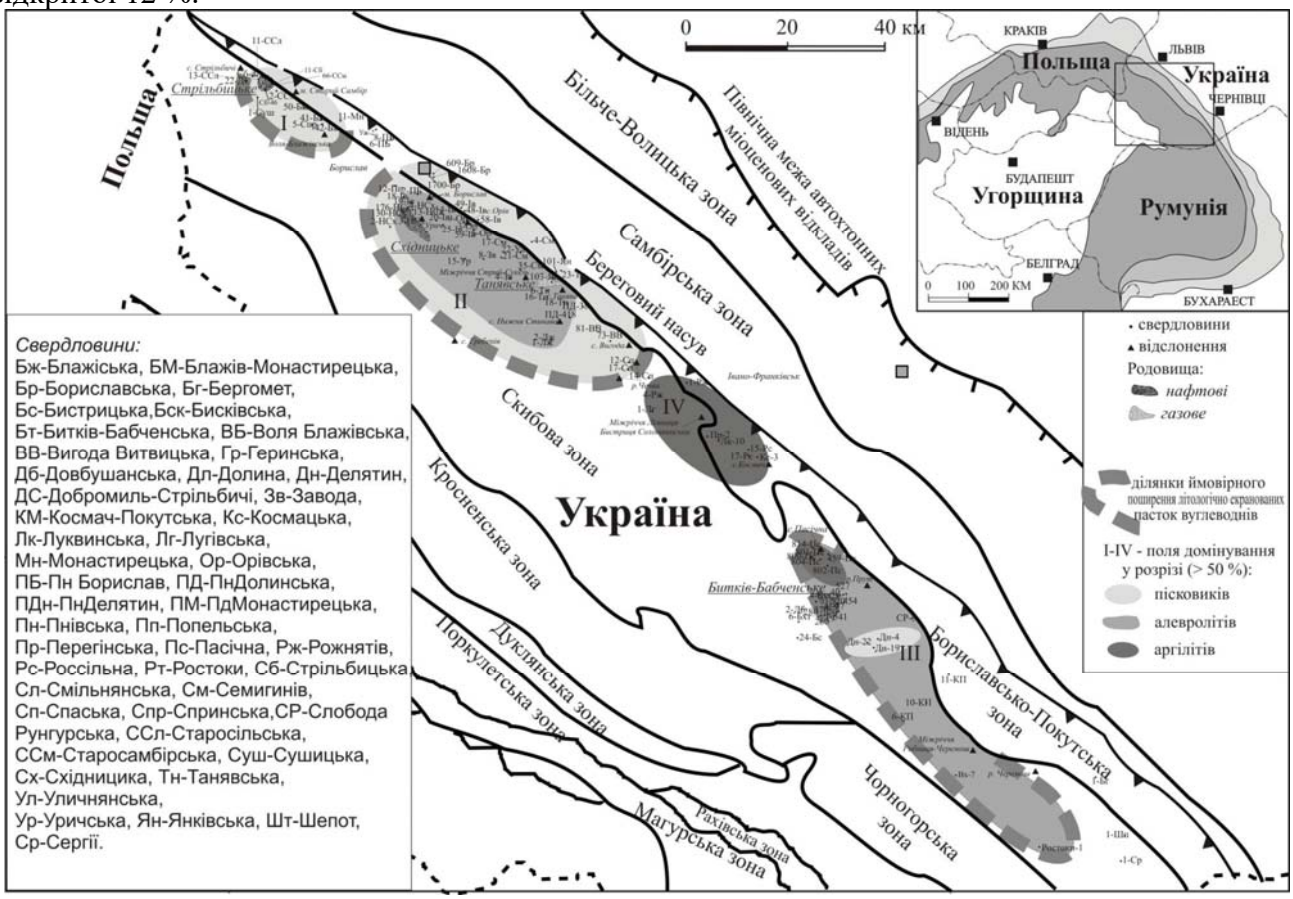


Рис. 1. Карта поширення перспективних нафтогазоносних полів в межах Берегової та Орівської скиб Українських Карпат

Поле III, яке тяжіє до південно-східної частини дослідженої території, де знаходиться нафтове родовище – Битків-Бабченське, загалом характеризується домінуванням грубозернистих алевролітів та алевритистих аргілітів у розрізі, максимальні значення абсолютної пористості цих порід сягають, як і в межах II поля – 14 %, а відкритої 12 %.

Це поле теж розглядається нами як перспективне для розвитку колекторів вуглеводнів у породах палеоцену ямненської світи.

Найменш перспективним є IV поле, яке знаходиться в центральній частині району досліджень. Тут серед порід палеоцену найпоширенішими у розрізі є аргіліти, максимальна відкрита пористість яких сягає 3 % для аргілітів, і відповідно 8 % для піщаних аргілітів та алевролітів, що становить найменші показники відносно полів I-III, проте, все ж достатні, щоб можна було вважати, це поле теж перспективним для пошуків вуглеводнів.

В межах полів I-III нами вперше виділено ділянки поширення потенційних літологічно екранованих пасток вуглеводнів у зоні, де відбувається виклинювання пісковиків і натомість у розрізах вони заміщуються аргілітами. Як приклад, в межах поля III на такій ділянці знаходиться Битків-Бабчинське родовище, де нафтові поклади містяться в літологічно екранованих пастках.

Встановлено, що пісковики та алевроліти ямненської світи представлені як щільно так і слабкозцементованими різновидами, які відрізняються складом цементу, ступенем зцементованості, а також пористістю (Kurovets et al., 2017). Вміст цементу в щільнозцементованих

пісковиках сягає 40 %, тип цементації в більшості випадків базальний. Пористість в таких пісковиках становить не більше 10 %, хоча зазвичай 4–5 %. Кількість цементу в слабозцементованих пісковиках не перевищує 20 %, тип цементу – контактовий. Пористість таких пісковиків коливається від 10 до 18 %. Для алевролітів спостерігаємо аналогічні закономірності. Найхарактернішими в досліджених нами породах є міжзернові пори. Розмір пор коливається в широкому діапазоні від 0,03 до 6,1 мм. Також для всіх типів порід палеоцену характерною є тріщинуватість. Тріщини зазвичай заповнені кальцитом, іноді зустрічаються породи з тріщинами заповненими нафтою, а іноді спостерігається сліди бітумоїдів на стінках відкритих тріщин. Тріщинна пористість досліджених порід зазвичай не перевищує 1 %.

Колекторські властивості нафтогазоносних палеоценових відкладів північно-західної частини району досліджень (поля I та II) значною мірою визначалися факторами, які сприяли збереженню високих фільтраційно-ємнісних властивостей порід на великих глибинах – товщина пластів та тип цементації кластичного матеріалу (Radkovets et al., 2016). Поряд з цим в окремих відмінах порід відбувалися процеси утворення вторинного порового простору внаслідок формування літогенетичної і тектонічної тріщинуватості, а також декарбонатизації цементу пісковиків і алевролітів. Таким чином в межах полів I та II на глибинах до 4–5 км можна прогнозувати широке розповсюдження алеврито-піщаних колекторів порового типу. Змішані і тріщинні колектори в цих товщах є менш поширені. Переважно, вони пов'язані з горизонтами тонкошаруватих, часто скременілих піскувато-алеврито-глинистих порід. Для палеоценових потенційних та встановлених порід-колекторів, які тяжіють до південно-східної частини дослідженого регіону і належать до III поля (родовище Битків-Бабченське) не характерна така чітка залежність між колекторськими властивостями порід та їх структурно-текстурними особливостями і типом цементації, які були встановлені в нафтогазоносних товщах цього ж віку в межах полів I та II.

Виходячи з одержаних результатів дослідження речовинного складу та ємнісно-фільраційних властивостей палеоценових порід ямненської світи Передових скиб Скибової зони Українських Карпат можна передбачити значні перспективи для розвідки та пошуку вуглеводнів в межах цього регіону.

Література

1. Гавришків Г., Гаєвська Ю., Жуков С., Попп І. 2007. Глинисті мінерали палеоцен-еоценових теригенних порід Скибової зони Українських Карпат (за даними дифрактометричного аналізу). *Мінералогічний збірник,* вип.1, №57, С. 93–101.

2. Попп І., Гавришків Г., Гаєвська Ю., Кохан О., Мороз П. 2014 Мінералогічні та геохімічні індикатори умов формування крейдово-палеогенових відкладів Карпато-Чорноморського сегмента океану Тетис. *Мінералогічний збірник*, вип. 2, № 64, С. 151–167.

3. Radkovets, N., Kotarba, M., Koltun, Y., Kowalski A., Kosakowski, P., Więclaw, D., 2016. Origin and migration of oil from the Ukrainian Outer Carpathians to their Mesozoic basement: a case of Lopushna traps. *Geological Quarterly*. Vol. 60, N 1. P. 88–103. DOI: http://dxdoi.org/10.7306/gq1226.

4. Kurovets, S.S., Mayevskyy, B.Y., Zderka, T.V., Yarema A.V. 2017. Lithogenetic fracturing of paleogene reservoir-rock of the precarpathian depression. 16th International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects. EAGE.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.94:551.735(477.8)

ОСОБЛИВОСТІ МОРФОЛОГІЇ ВУГІЛЬНОГО ПЛАСТА n_9 ЛЬВІВСЬКО-ВОЛИНСЬКОГО КАМ'ЯНОВУГІЛЬНОГО БАСЕЙНУ

Матрофайло М.М., *к. геол.-мін. н., с. н. с., mmatrofaylo@gmail.com,*
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів, Україна

Викладено особливості морфології вугільного пласта n_9, розташованого у відкладах бужанської світи башкирського ярусу середнього карбону Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну. Він належить до основних пластів робочої потужності, які розробляються. На площі Південно-Західного вугленосного району пласт має промислове значення.

На території басейну морфологія вугільного пласта n_9 змінюється зонально. Виділено морфолого-генетичні зони I, II і III типу. Більш складною будовою пласт характеризується на Межирічанському і Тяглівському родовищах. Встановлено, що на Тяглівському родовищі він розщеплюється, утворюючи біфуркацію – зона III типу.

Наукове і прикладне значення проведених досліджень полягає у пізнанні загальних процесів формування вугленосних відкладів і продуктивної вугленосності басейну. Викладений матеріал важливий для з'ясування особливостей будови, умов утворення і порівняльного аналізу вугленосних формацій Львівсько-Волинського та інших типових кам'яновугільних басейнів, доповнення і вдосконалення методики морфологічного аналізу покладів вугілля.

MORPHOLOGYCAL FEATURES OF THE COAL SEAM n_9 OF THE LVIV-VOLYN COAL BASIN

Matrofailo M., *Cand. Sci (Geol.-Mineral.), Senior Research Fellow, mmatrofaylo@gmail.com,*
Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv, Ukraine

In this paper we have cited morphological features of the coal seam n_9 in deposits of the Buzhanka suite of the Bashkirian stage of the Middle Carboniferous of the Lviv-Volyn Coal Basin. It belongs to basic seams of workable deposit. In the area of the South-Western coal-bearing region the seam is of commercial value.

In the territory of the basin the morphology of the coal seam n_9 changes zonally. Here morphological-genetic zones of I, II and III type were distinguished. In the Mezhyrichchia and Tyagliv fields the seam is characterized by more composite structure. It was ascertained that in the Tyagliv field it is splitted, forming bifurcation – a zone of III-type.

The important scientific and applied value of conducted investigations is contained in knowledge of common processes of the formation of coal-bearing deposits and productive coal-bearing potential of the basin. Cited information is important for clarification of the structural features, formation conditions and the comparative analysis of the coal-bearing formations of the Lviv-Volyn and other typical carboniferous basins and for improvement of the methods of morphological analysis of the coal deposits.

Вступ. Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн (ЛВБ), з огляду поступового розвитку альтернативних видів енергетики, залишається основною паливно-енергетичною базою західних областей України. Водночас, на фоні планового вибуття шахт з експлуатації і скорочення розвіданих запасів вугілля, виникає необхідність вирішення питання подальшого освоєння басейну.

Сучасний розвиток ЛВБ, головно, пов'язаний з освоєнням Південно-Західного вугленосного району, де промислова вугленосність встановлена на Тяглівському і Любельському родовищах у відкладах бужанської світи башкирського ярусу середнього карбону. Одним з кондиційних вугільних пластів району є n_9. Він належить до основних промислових пластів басейну ($n_7^н(n_7)$, $n_7(n_7^1)$, $n_7^в$, n_8, $n_8^в$, n_9) і є перспективним при освоєнні Південно-Західного вугленосного району.

Для вивчення особливостей вугільних пластів басейну застосовано морфологічний аналіз покладів вугілля, який пояснює походження, утворення сучасної форми і розмірів вугільних пластів та зміни їх параметрів і явищ на площі.

Мета роботи – на основі морфологічного аналізу визначити морфоструктурні і морфогенетичні особливості вугільного пласта n_9 та викласти особливості його поширення на площі Південно-Західного вугленосного району і в цілому на території Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну.

Методика дослідження. Для вивчення морфології вугільних пластів, кореляції вугленосних відкладів застосовано комплекс досліджень на основі формаційного аналізу [1–3, 7, 10 і ін.]. Морфологічний аналіз вугільних пластів виконувався за методикою, розробленою і застосованою, зокрема, при дослідженнях у Підмосковному, Донецькому і Львівсько-Волинському басейнах [1, 5, 6, 8, 9 і ін.]. До того ж у роботі використані методи картування і геологопромислової типізації основних морфологічних параметрів вугільних пластів, палеопотамічного і літолого-стратиграфічного аналізів, побудови деталізаційних морфологічних розрізів, генетичний і палеотектонічний аналіз відкладів карбону.

Актуальність застосування морфологічного аналізу полягає у вирішенні проблем обґрунтування кондиційної вугленосності перспективних для промислового освоєння родовищ, площ і ділянок з метою подальшого розвитку вугільної промисловості західного регіону України.

Результати дослідження. *Південно-Західний вугленосний район.* Вугільний пласт n_9 розташований в верхній частині бужанської світи безпосередньо під шаром вапняку B_1 (N_{10}) морозовичівської світи башкирського ярусу (за новим стратиграфічним розподілом). На території району глибина його залягання від денної поверхні збільшується в північно-західному напрямку і досягає 779 м на Тяглівському родовищі і 1097 м – на Любельському.

Любельське родовище. Площа поширення пласта складає 100,4 км^2, з робочою потужністю – 74,5 км^2. Товщина пласта належить до трьох типів: дуже тонкого, тонкого і середнього і змінюється від 0,35 до 1,91 м, в середньому – 0,79 м (рис. 1). Кількісний показник зміни товщини пласта майже на всій площі поширення простого і лише на сході поля шахти № 4 і в центральній частині поля шахти № 3, де різко зростає товщина пласта, він складного і дуже складного типу. Будова пласта змінюється від простої до дуже складної. Товщина породного прошарку 0,03–0,28 м. Загалом на Любельському родовищі пласт немає різноманітної зональності і характеризується тільки зоною другого типу (рис. 2).

Тяглівське родовище. Площа поширення пласта складає 87,0 км^2, з робочою потужністю – 53,8 км^2. Він характеризується всіма типами товщини: дуже тонкою, тонкою, середньою і більше 2,0 м, яка змінюється від 0,20 до 2,59 м, в середньому – 0,92 м (див. рис. 1). Збільшення потужності пласта на південному сході родовища відбувається при зростанні товщини породного прошарку. Кількісний показник зміни товщини пласта розподіляється нерівномірно. В межах поля шахти № 1 переважає простий тип, а на полях шахт № 2 і 3 – складний і дуже складний. Будова на площі суцільного (нерозщепленого) пласта змінюється від простого до дуже складного типу і розщеплення на дві вугільні пачки (n_9^1 і n_9^2) (див. рис. 2). На полі шахти № 1 вона переважно простого типу. Товщина породного прошарку 0,03–0,56 м, а в зонах розщеплень досягає 1,55 м. Основним морфолого-генетичним типом розщеплень пласта є біфуркація – локальні розщеплення овальної форми. На Тяглівському родовищі пласт характеризується зонами другого і третього типів.

Нововолинський і Червоноградський геолого-промислові райони. В Нововолинському, північній і центральній частинах Червоноградського району пласт n_9 має повсюдне поширення, неробочу потужність і просту будову, часто заміщується вуглистим аргілітом. На Межирічанському родовищі він має кондиційну товщину і розробляється шахтами «Червоноградська», «Зарічна» і «Степова» [4].

Вугільний пласт робочої потужності поширений на окремих ділянках південної частини Червоноградського району (рис. 3, 4). Вона належить до дуже тонкого, тонкого і середнього типів і досягає 1,45 м. Площа поширення пласта з робочою товщиною складає 62,7 км^2.

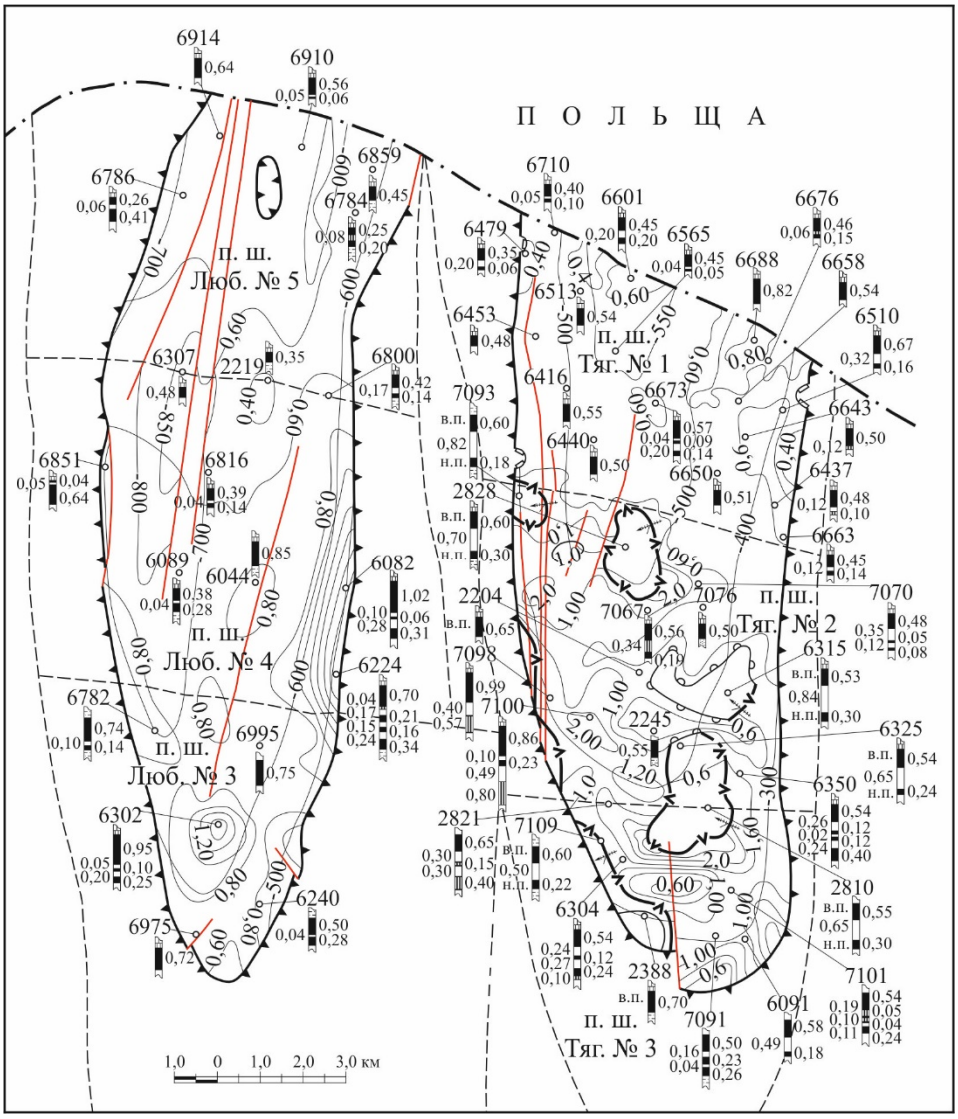


Рис. 1. Карта потужності і поширення вугільного пласта n_9 на території Південно-Західного вугленосного району Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну (умовні позначення див. на рис. 2)

Кількісний показник зміни товщини пласта майже на всій площі простого типу. Його будова в основному середньої складності, породний прошарок – переважно аргіліт.

За морфолого-генетичною типізацією зональності, проведеною автором, вугільний пласт в Нововолинському і Червоноградському районах належить до зони I і II типів (див. рис. 3). До зони I типу належить пласт простої будови. Зона поширена в Нововолинському та на півночі і в центральній частині Червоноградського району. Південніше розташована зона II морфолого-генетичного типу – неоднорідної складної будови (переважає середній тип будови) і робочої потужності. Вона змінена синторф'яними і ранньоепіторф'яними розмивами зумовленими діяльністю Дубненської палеогідрографічної системи [1, 3].

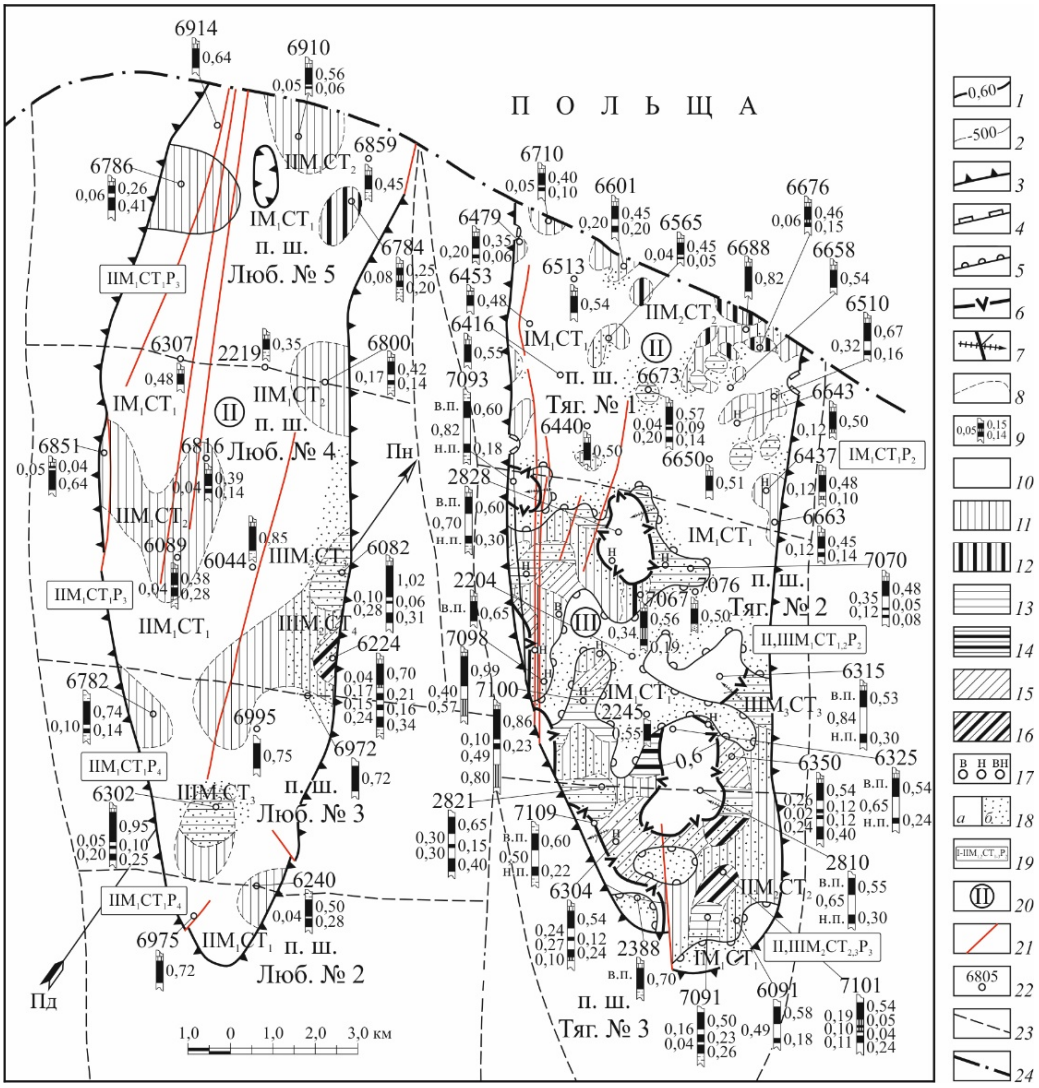


Рис. 2. Карта морфології вугільного пласта n_9 Південно-Західного вугленосного району Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну:

1 – ізопахіти пласта, м; *2* – ізогіпси підошви пласта, м; *контури: 3* – епігенетичного посткарбонового розмиву вугленосної формації; *4* – епігенетичного внутрішньоформаційного (переважно епіторф'яного) розмиву вугільного пласта; *5* – передбачуваного виклинювання вугільного пласта, пачки; *6*, *7* – розщеплення вугільного пласта, штриховкою зображено, яка вугільна пачка пласта зображена на карті; *8* – зон і ділянок, які відрізняються потужністю і будовою пласта; *9* – структура пласта, потужність вугільних пачок і породних прошарків; *площі поширення різної будови пласта: 10* – простої (без породних прошарків – $СТ_1$); *11* – середньої складності (один породний прошарок – $СТ_2$); *12* – середньої складності з одним породним прошарком, який частково або повністю складений вуглистим аргілітом; *13* – складної (два породних прошарки) – $СТ_3$); *14* – складної з двома породними прошарками, які частково або повністю складені вуглистим аргілітом; *15* – дуже складної (три і більше породних прошарків – $СТ_4$); *16* – дуже складної з трьома і більше породними прошарками, які представлені вуглистим аргілітом; *17* – розташування вуглистих аргілітів: в – в покрівлі вугільного пласта, н – в підошві пласта, вн – в покрівлі і підошві пласта; *18* – мінливість потужності вугільного плата: *а* – ділянки з слабкою і середньою мінливістю (простого типу – $М_1$), *б* – ділянки з сильною і дуже сильною мінливістю (складного і дуже складного типу – $М_2$); *19* – *буквено-цифровий індекс* переважний для шахтопласта; *20* –морфолого-генетичні зони

пластів: I – простої (переважно простої) будови, II – неоднорідної складної («мозаїчної») будови, III – розщеплення; 2*1* – розривні тектонічні порушення; *22* – бурова свердловина і її номер; *23* – технічна межа шахтного поля; *24* – державний кордон.

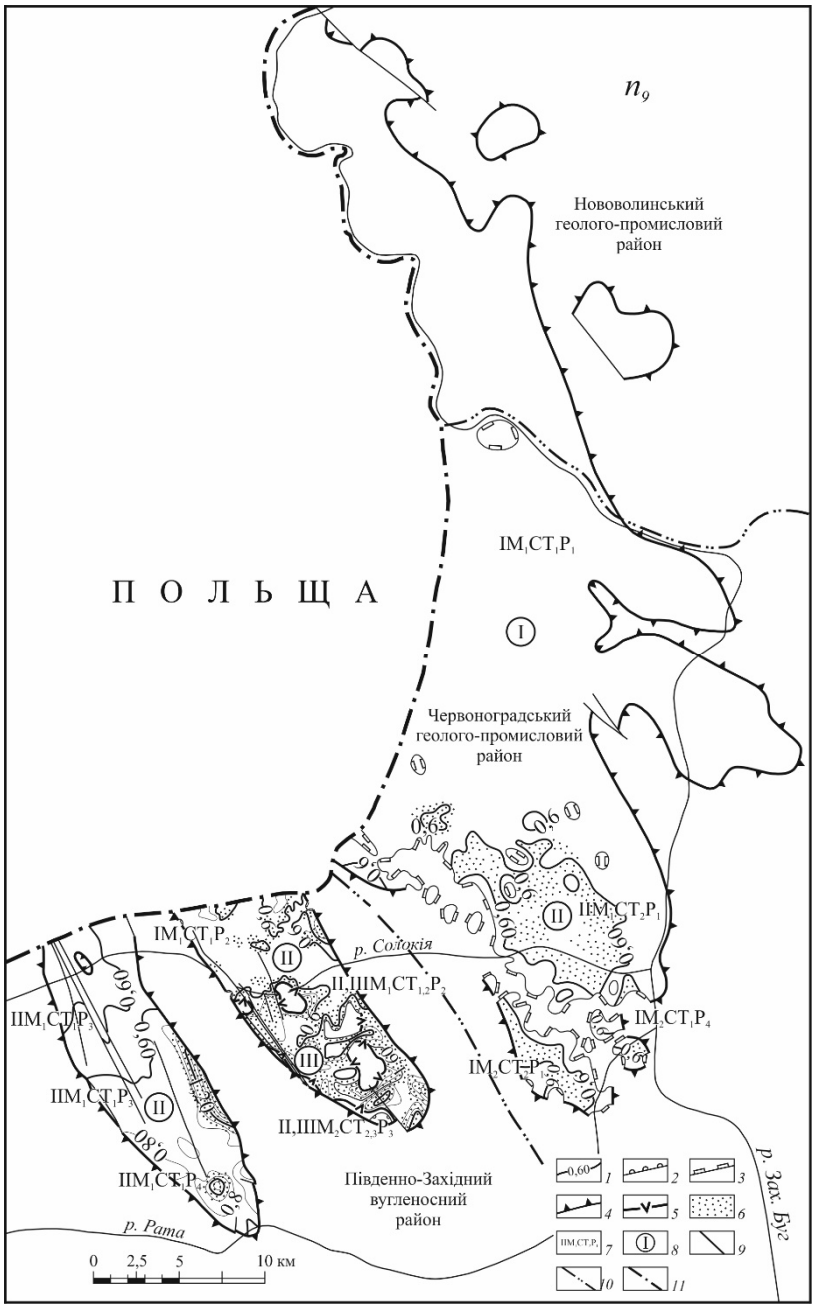


Рис. 3. Карта морфології вугільного пласта n_9 Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну (дані по Нововолинському і Червоноградському геолого-промислових районах за [1]):

1 – ізопахіти пласта, м; *межі (2–5): 2* – передбачуваного виклинювання вугільного пласта, пачки; *3* – сингенетичного і ранньоепігенетичного (переважно синторф'яного і ранньоепіторф'яного) розмиву вугільного пласта; *4* – епігенетичного посткарбонового розмиву вугленосної формації; *5* – розщеплення вугільного пласта; *6* – вугільний пласт неоднорідної

складної будови; *7* – буквено-цифровий індекс вугільного пласта переважний для ділянки (шахтопласта); *8* – тип морфолого-генетичної зони вугільного пласта: I – простої (переважно простої) будови, II – неоднорідної складної («мозаїчної») будови, III – розщеплення; *9* – розривні тектонічні порушення; *10* – межа геолого-промислових районів; *11* – державний кордон.

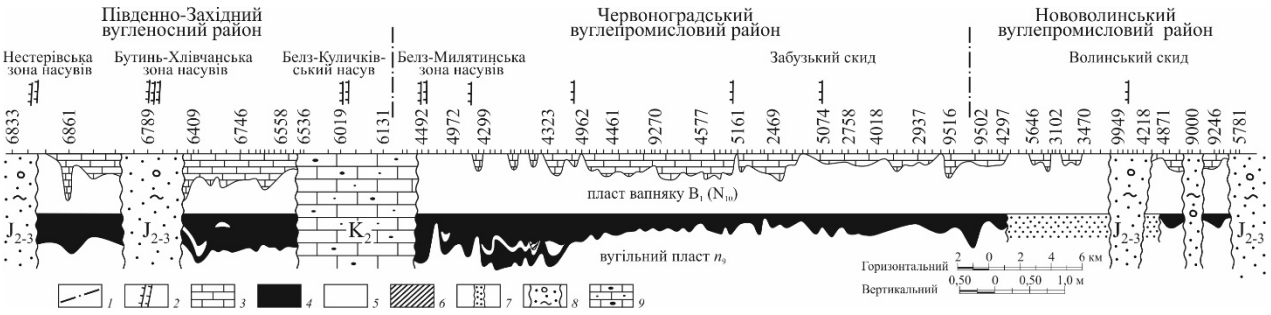


Рис. 4. Морфологічні профілі промислового вугільного пласта n_9 і вапняку $B_1(N_{10})$ Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну:

1 – границя вуглепромислових районів; *2* – диз'юнктивні тектонічні порушення; *3* – вапняк; *4* – вугілля; *5* – породний прошарок; *6* – вуглистий аргіліт; *7* – внутрішньоформаційні розмиви і заміщення вугільних пластів; *8, 9* – юрські (*8*) і крейдові (*9*) епігенетичні розмиви вугленосної формації.

Висновки. Морфологічними дослідженнями показано, що майже на всій площі Південно-Західного вугленосного району вугільний пласт n_9 має робочу потужність, а в зонах розщеплень – верхня вугільна пачка.

За проведеною автором морфолого-генетичною типізацією зональності, морфологія вугільного пласта n_9 на території Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну змінюється зонально. Виділено морфолого-генетичні зони I, II і III типу. Більш складною будовою пласт характеризується на Межирічанському і Тяглівському родовищах – зони II і III тупу. Зона III типу – розщеплення пласта (біфуркація) поширена на Тяглівському родовищі. Це свідчить про різний режим тектонічних рухів території і підтверджує висновок про блоковий конседиментаційний розвиток вугленосної товщі Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну.

Наукове і прикладне значення проведених досліджень полягає у пізнанні загальних процесів формування вугленосних відкладів і продуктивної вугленосності. Викладений матеріал важливий для з'ясування особливостей будови, умов утворення і порівняльного аналізу вугленосних формацій Львівсько-Волинського та інших типових кам'яновугільних басейнів, доповнення і вдосконалення методики морфологічного аналізу покладів вугілля.

Література

1. Атлас литогенетических типов и условия образования угленосных отложений Львовско-Волынского бассейна / В.Ф. Шульга, Б.И. Лелик, В.И. Гарун [и др.]. Киев: Наук. думка, 1992. 176 с.

2. Волков В.Н. Генетические основы морфологии угольных пластов. Москва: Недра, 1973. 176 с.

3. Корреляция карбоновых угленосных формаций Львовско-Волынского и Люблинского бассейнов / В.Ф. Шульга, А. Здановски, Л.Б. Зайцева [и др.]. Киев: Варта, 2007. 428 с.

4. Львовско-Волынский каменноугольный бассейн. Геолого-промышленный очерк / М.И. Струев, В.И. Исаков, В.Б. Шпакова [и др.]. Киев: Наук. думка, 1984. 272 с.

5. Матрофайло М.М. Морфологія вугільних пластів Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну // Праці Наукового товариства імені Шевченка. Т. XIX. Геологічний збірник. Львів. 2007. С. 159–163.

6. Матрофайло М.Н. О разработке угольных пластов Львовско-Волынского бассейна в зонах расщеплений. *Уголь Украины.* 2008. № 10. С. 40–42.

7. Прокопченко А.С. Опыт типизации изменчивости мощности и строения угольных пластов для целей разведки / А.С. Прокопченко, В.Ф. Андрианов, И.А. Баташева // Геология, методы поисков и разведки месторождений твердых горючих ископаемых. Москва: ВИЭМС, 1975. С. 1–9.

8. Шульга В.Ф. Нижнекарбоновая угленосная формация Донецкого бассейна. Москва: Наука, 1981. 176 с.

9. Шульга В.Ф. Изучение морфологи угольных пластов в Украине. Современное состояние. Направления дальнейшего развития. *Збірник наукових праць ІГН НАН України*. Вип. 3. 2010. С. 350–358.

10. Ягубянц Т.А. Морфоструктурный анализ угольных залежей / Т.А. Ягубянц. Москва: Недра, 1988. 126 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК (553.98/982)

ОЦІНКА ВПЛИВУ КАТАГЕНЕТИЧНИХ ПЕРЕТВОРЕНЬ НА ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ БОРИСЛАВСЬКО-ПОКУТСЬКОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Манюк М., *к. геол. н., доцент, manukomv@i.ua,*
Манюк О., *к. геол. н., доцент, oksana_manuik@i.ua,* ***Манюк В.,***
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
м. Івано-Фраківськ,Україна

Проведено лабораторне вивчення зразків керну із глибоких та надглибоких свердловин прогину та встановлено характер зміни фільтраційно-ємкісних параметрів палеогенових піщано-алевролітових порід-колекторів в діапазоні глибин 2-6,5км та з'ясовано картину катагенетичних змін колекторів вниз по розрізу свердловин.

THE ASSESSMENT OF THE INFLUENCE OF CATAGENETIC TRANSFORMATIONS ON THE PHYSICAL POPERTIES OF THE RESERVOIR ROCKS WITHIN BORYSLAV-POKUTY ZONE OF THE PRECARPATHIAN DEPRESSION

Maniuk M., *Cand. Sci. (Geol.), Assoc. Prof., manukomv@i.ua,*
Maniuk O., *Cand. Sci. (Geol.), Assoc. Prof., oksana_manuik@i.ua,* ***Maniuk V.,***
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

The laboratory study of the drill samples from the deep and superdeep wells was *t*horoughly performed. The nature of the change of the reservoir properties of the Paleogene aleurolite-siltstone reservoir rocks within the depth range of 2-5 km is determined. The pattern of the catagenetic transformations of reservoir rocks down the cross-section is revealed.

Проблема пошуків порід-колекторів на великих глибинах є актуальною для всіх нафтогазоносних регіонів світу, а особливо для регіонів, де давно ведуться пошуки та видобуток нафти і газу. До таких регіонів належить і Прикарпаття, а особливо Бориславсько-Покутська зона, де більшість відкритих родовищ знаходяться на глибинах до 4 км. Багато свердловин, що пробурені на глибини понад 5 км, не відкрили промислових скупчень нафти і газу, і це переважно пов'язано з відсутністю у розрізі порід-колекторів промислового значення. Цим і обумовлена актуальність вирішення проблеми прогнозування колекторів на великих глибинах, тобто пошуку шляхів більш аргументованого прогнозування існування різних типів колекторів, що мають промислове значення.

Відповідно вивчення закономірностей зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів, передбачення можливих аномалій їх властивостей, вміння їх спрогнозувати та, головне, передбачити глибину зон розвитку порід-колекторів з покращеними ємнісно-фільтраційними властивостями є важливою передумовою для успішного ведення геологорозвідувальних робіт та освоєння родовищ вуглеводнів.

З метою оцінки впливу катагенетичних перетворень на фізичні властивості порід – колекторів було проведено лабораторне вивчення зразків керну із глибоких та надглибоких свердловин прогину та встановлено характер зміни філтраційно-ємнісних параметрів палеогенових піщано-алевролітових порід-колекторів в діапазоні глибин від 200 до 6500 м.

В результаті проведених досліджень було встановлено, що із зростанням глибини залягання порід відкрита пористість знижується від 32 до 0,6 %, максимальні значення зафіксовані в інтервалах 200–1500 м (від 9 до 28 %), 2450-24900м (до 13 %) та спостерігались зони розущільнення на глибинах понад 4км, де серед пісковиків загальною пористістю 5–7 % та відкритою 3–5 % спостерігаються горизонти із значно вищою відкритою пористістю, яка сягає 10–12 %. Між цими інтервалами спостерігаються зони з низькими (від 0,2 до 6 %) значеннями відкритої пористості із

суттєвим її зниженням на глибині 4000 м. Встановлено, що в інтервалі 200–4000 м домінують породи з відкритою пористістю від 7 до 13 %, а в інтервалі 4000–6500 м – 0,3–4 % з окремими горизонтами розущільнення з високими значеннями ємнісно-фільтраційних параметрів порід – колекторів. Розраховано ємнісний градієнт для палеогенових колекторів в інтервалі глибин 200–4000 м, який становить 0,65 % на 100 м, а в інтервалі глибин 4000–6500 м – 0,12 % на 100 м.

Результати проведених досліджень проникності колекторів прогину показали, що з глибиною залягання піщано-алевритових порід вона зменшується від 81 до $0,01\times10^{-15}$ м^2. При цьому встановлено, що породи з максимальними значеннями проникності фіксуються в діапазоні глибин 200–1500 м та 2450–2900 м, між цими інтервалами простежуються зони розвитку порід з низькими фільтраційними властивостями ($0,01–8\times10^{-15}$ м^2), суттєве зменшення яких відмічене на глибині 4000 м. Нами розраховано загальний фільтраційний градієнт для піщано-алевролітових порід прогину, який в інтервалі глибин 200–4000 м становить $0,5\times10^{-15}$ м^2 на 100 м, а в інтервалі глибин 4000–6500 м $0,5\times10^{-15}$ м^2 на 100 м.

Враховуючи те, що гірський тиск визначається щільністю порід, відповідно наступний параметр, який нами досліджувався – обємна щільність палеогенових порід. Вивчена вона в діапазоні глибин 200–6500 м і варіює в дуже широких межах.

У результаті встановлено, що зі зростанням глибини залягання щільність порід закономірно зростає від 2320 кг/м^3 на глибині 200 м і до максимальних її значень 2700 кг/м^3 на глибині 6500 м. Найбільша кількість порід-колекторів з мінімальними значеннями обємної щільності розвинена в діапазоні глибин 200–1500 м, 2450–2900 м (до 2460 кг/м^3). Щільнісний градієнт гранулярних порід-колекторів в інтервалі 200–6500 м становить 19 кг/м^3 на 100 м.

Вивчення піщано-алевролітових порід з глибиною дало змогу зясувати картину катагенетичних змін колекторів на різних глибинах. Так, під час розгляду динаміки розвитку ката генетичних структур вниз по розрізу свердловин зроблено висновок про порівняно поступове із збільшенням глибини залягання порід посилення ролі трьох видів структур: інкорпорацій них, регенераційних, мікростиолітових та зниження ролі конформних структур.

Встановлено, що перетворення уламкового матеріалу, досягає найбільшого розвитку на глибинах більше 4000 м, в умовах високого тиску і температури, відбиваючись на зовнішньому вигляді піщаних порід, додаючи йому кварцитовидного характеру.

Під час дослідження шліфів встановлено, що до глибини 4000 м в структурі піщано-алевритових порід переважають конформні структури і наявні одиночні горбкуваті мікростилоліти, цю зону віднесено до зони середнього катагенезу. На глибинах понад 4000 м спостерігаються уже численні горбкувато-зазубрені мікростилолітові поверхні, які супроводжуються зміною уламкових зерен і цементу, що призводить до зниження міжгранулярної пористості та обумовлює вкрай низькі колекторські показники. Це в свою чергу свідчить про перехід до зони, що відрізняється складнішими змінами структури порового простору– зони пізнього катагенезу.

У цій зоні в умовах великих глибин напружений стан ката генетично перетворених порід масивної зливної текстури сприяє утворенню численних мікротріщин при частковому порушені цілісності матриці, що зумовлює формування зон розущільнення порід з кращими ємнісно-фільтраційними параметрами на глибинах понад 4000 м.

Узагальнюючи отримані результати, встановлено, що максимальна кількість високо ємних колекторів приурочена до зони раннього, середнього і частково пізнього катагенезу, при цьому в зоні пізнього катагенезу промислові колектори приурочені до зони розвитку вторинної пористості та тріщинуватості порід (зон розущільнення). Отже, пошук промислових покладів вуглеводнів на глибинах понад 5 км у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину не є безперспективним завдяки існуванню зон розущільнення порід-колекторів з покращеними колекторськими властивостями.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 551.351.2:5783

ДО ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ВІДКЛАДІВ ЕОЦЕНУ БОРИСЛАВСЬКО-ПОКУТСЬКОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

***Гаєвська Ю.П.**, yuhaievska@ukr.net,*
***Григорчук К.Г.,** д. геол. Н., с. наук. с., kosagri@ukr.net,*
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів, Україна

Комплексне вивчення літолого-фаціальних та мінералого-петрографічних особливостей еоценових відкладів дало можливість визначити типи порід, які становлять потенційні колектори вуглеводнів та виокремити перспективні ділянки, що є важливим для визначення продуктивності та подальшої експлуатації окремих горизонтів.

За результатами проведених досліджень встановлено особливості просторового розвитку різних літологічних відмін, що характеризуються специфікою катагенетичних перетворень та типами потенційних колекторів вуглеводнів, побудовано карту поширення останніх та визначені перспективні ділянки для пошуків вуглеводнів у відкладах еоценового віку в межах північно-західного, центрального та південно-східного районів дослідженої території.

THE PROSPECTS OF OIL AND GAS BEARING OF THE DEPOSITS OF EOCENE OF THE BORYSLAV-POKUTTIA ZONE OF THE CARPATHIAN FOREDEEP

***Haievska Yu.,** yuhaievska@ukr.net,*
***Grygorchuk K.,** Dr. Sci. (Geol.), Senior fellow, kosagri@ukr.net,*
Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine

A comprehensive study of lithofacial features of the deposits of Eocene of the Boryslav-Pokuttia zone made it possible to identify promising sites and rock types that constitute potential reservoirs of the deposits of Eocene, which will significantly affect the performance determination and further exploitation of individual horizons.

According to the results of the performed investigations, the features of the spatial development of different lithological types of rocks are distinguished, which differ in the specificity of catagenetic transformations and types of potential reservoirs for hydrocarbons, maps of distribution of potential reservoir rocks in Eocene sequence are constructed, and the location of prospective for oil and gas areas for hydrocarbons prospecting within the northwestern, central and southeastern regions of the study area are established.

У північно-західній та частково центральній частині дослідженої території пісковики і алевроліти є потенційними породами-колекторами тріщинного і змішаного типів. Породи, в яких на значних глибинах (до 4–5 км) відбулися процеси утворення вторинного порового простору, формування літогенетичної і тектонічної тріщинуватості, становлять потенційні колектори порового типу.

Аналіз літологічної будови порід у відслоненнях та низки кореляційних перетинів, дозволяє стверджувати, що для еоценових відкладів дослідженої території характерно: для нижньоеоценових відкладів – тонкоритмічна флішева товща, в якій переважають аргіліти, а в підпорядкованій кількості знаходяться алевроліти та пісковики, така ж характерна особливість властива для нашарувань верхнього еоцену і лише для відкладів середнього еоцену серед флішової товщі встановлено горизонти масивних пісковиків потужністю десятки і перші сотні метрів.

Постседиментаційні перетворення та їх вплив на фільтраційно-ємнісні властивості порід еоцену

Еоценові відклади південно-східної та частково центральної частини дослідженої території, зазнали певних постседиментаційних змін під впливом низки факторів, що істотно вплинули на колекторські властивості порід Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та Скибової зони Українських Карпат. Зменшення пористості та проникності теригенних літотипів було зумовлене не тільки гравітаційним ущільненням порід, що фіксується розчиненням зерен

кварцу на контакті одне з одним з утворенням конформних, інкорпораційних, мікростилолітових структур та перевідкладанням кремнезему у форму регенераційних облямівок; але і з виповненням міжзернового простору карбонатними, сульфатними мінералами та кремнеземом. Подібні процеси є типовими для нафтогазоносних осадових комплексів різних регіонів і детально описані в геологічній літературі (Прошляков, 1990; Сеньковський та ін., 2018).

Збереження породами-колекторами високих фільраційно-ємнісних властивостей на великих глибинах залежить від їх структурно-текстурних особливостей, потужності верств та будови розрізу. Формування вторинної пористості відбувалося в результаті розчинення і виносу мінералів цементу або утворення літогенетичної чи тектонічної тріщинуватості.

Встановлена наступна залежність між колекторськими властивостями порід цього району та мінеральним складом цементу і типом цементації. Високими фільтраційно-ємнісними властивостями найчастіше характеризуються пісковики з гідрослюдистим або кременисто-гідрослюдистим, поровим і плівково-поровим цементом. Теригенні породи, які є водонасиченими колекторами або неколекторами, в цементуючій масі містять порівняно вищу кількість вторинних карбонатів. Найкращими колекторськими властивостями відзначаються породи, поровий простір яких має вторинне походження за рахунок пор вилуговування, літогенетичних і тектонічних тріщин. А порівняно гірші – ті, що містять порово-базальний або базальний тип цементу. Важливим фактором, що істотно впливає на збереження потенційними породами-колекторами високих фільтраційно-ємнісних властивостей на великих глибинах, є товщина пластів, чим більша товщина, тим вищі показники фільтраційно-ємнісних властивостей.

У формуванні вторинного порового простору глинистих порід важливу роль відігравав процес гідрослюдизації монтморилоніту в зоні середнього катагенезу. Вільний кремнезем, який при цьому утворювався, спричиняв скременіння порід, що робило їх крихкішими і здатними до розтріскування в зонах тектонічних напружень (Гуржий,1983; Габинет,1985).

Зональність поширення потенційних порід-колекторів еоцену

В еоценових відкладах ареали алевро-псамітових утворень з піскуватістю > 40 % мають мозаїчний характер і приурочені до таких ділянок: перша – район розміщення свердловин 38-Орівська і 59- Іваниківська, друга – в районі свердловини 23-Уличнянська, третя – район свердловини 2-Південностинавська, четверта – розташована між свердловинами 11 і 13-Новосхідницькі, п’ята (у Семигинівській структурі) – в районі свердловини 21-Семигинівська. Ареали алевро-псамітових утворень з піскуватістю 30–40 % мають мозаїчно-лінійний характер і знаходяться у межах ділянок: перша – у районі розташування свердловин 16, 25, 48, 8-Іваниківська; друга – в районі свердловин 46-Іваниківська, 1-Яцківська; третя – в районі свердловин 13-Заводівська, 4-Нижньостинавська; четверта – в районі свердловини 14-Новосхідницька, п’ята – в районі свердловин 5,13-Новосхідницька і шоста – в районі свердловини 8-Новосхідницька, сьома (у Семигинівській структурі) – в районі розташування свердловин 20, 10, 28, 18, 33-Семигиніська і восьма – між свердловинами 13-Семигинівська, 8-Заводівська, 13-Заводівська. Алевро-псамітові утворення з піскуватістю 20–30 % мають площинне поширення. Менше площинне поширення у алевро-псамітів з 10–20 % піскуватістю. Алеврити з піскуватістю <10 % мають мозаїчний характер.

Перспективи нафтогазоносності відкладів еоцену

На основі аналізу та узагальнення геолого-геофізичних матеріалів, які стосувалися досліджень Українських Карпат, комплексного генетичного вивчення еоценових відкладів, встановлення особливостей просторового розвитку різних літологічних типів порід, що відмінні специфікою катагенетичних перетворень, типами потенційних колекторів вуглеводнів, аналізу побудованих карт поширення потенційних порід-колекторів відкладів еоценового віку, встановлені нафтогазоперспективні ділянки для пошуку вуглеводнів. В межах північно-західної частини дослідженої території (поле А на рис.1) при невеликих товщинах верств порід-колекторів з

високими фільтраційно-ємнісними властивостями прогнозуються промислові скупчення вуглеводнів де загалом очікуються пошарово-тріщинуваті колектори; в центральній частині (поле Б) за характером розвитку у відкладах середнього еоцену (вигодсько-пасічнянська світа) потенційних порід-колекторів, в яких спостерігаються субвертикальні зони тріщинуватості, можна вважати перспективною ділянку, розташовану між свердловинами 1, 74-Вигода-Витвиця, 401-Північнодолинська; у південно-східній частині (поле В) в еоценових відкладах прогнозуються порові колектори вуглеводнів, які будуть представлені піщаною і піщано-алевритовою літологічними асоціаціями, а порово-тріщинні колектори алевритово-глинистою і глинистою літологічними асоціаціями.

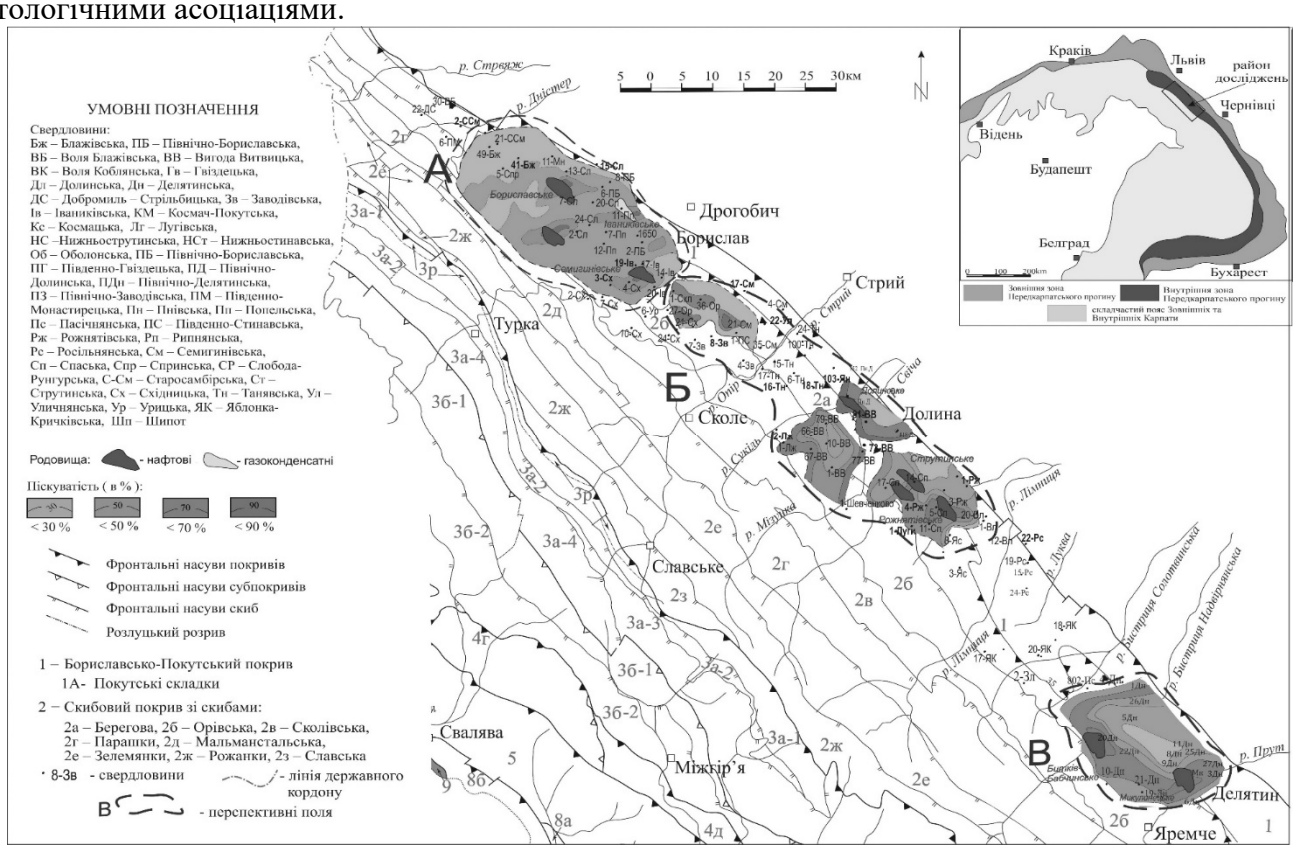


Рис. 1. Карта поширення перспективних ділянок для відкладів еоцену в межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину і Скибової зони Українських Карпат. Геологічна будова за (Шлапінський, 2015)

Комплексне мінералого-петрографічне та літолого-фаціальне вивчення еоценових відкладів Борславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та Передових скиб Скибової зони Українських Карпат дозволили отримати низку нових результатів, які дають змогу деталізувати перспективи нафтогазоносності нашарувань еоценового віку в межах окремих ділянок дослідженої території.

Література

1. Габинет М.Т. (1985) Постседиментационные преобразования флиша Украинских Карпат. Киев: Наукова думка, 146 с.

2. Гуржий Д.В., Габинет М.П., Киселев А.Е. и др. (1983) Литология и породы-коллекторы на больших глубинах в нефтегазоносных провинциях. Киев: Наукова думка, 184 с.

3. Прошляков Б.К. (1990) Нефтегазоносность и принципы прогнозирования пород-коллекторов на больших глубинах. Породы-коллекторы на больших глубинах. М.: Наука. С. 4–11.

4. Сеньковський Ю.М, Григорчук К.Г, Колтун Ю.В, Гнідець В.П, Радковець Н.Я., Попп І.Т, Мороз М.В., Мороз П.В., Ревер А.О., Гавришків Г.Я., Гаєвська Ю.П., Кохан О.М., Кошіль Л.Б. (2018). Літогенез осадових комплексів океану Тетис. Карпато-Чорноморський сегмент. Київ: Наук. думка, 158 с.

5. Шлапінський, В.Є. (2015) Комплексна оцінка перспектив нафтогазоносності передової частини Складчастих Українських Карпат. *Міжнародна наукова конференція. Геологія горючих копалин: досягнення і перспективи.* Київ 2–4 вересня 2015. С. 248–251.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.981/553.982+550.4.01

ПЕРСПЕКТИВИ НАРОЩУВАННЯ РЕСУРСНОЇ БАЗИ РІДКИХ ТА ГАЗОПОДІБНИХ ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ

Павлюк В.І., *notebooc@gmail.com,*
ДП НАК «Надра України» «Західукргеологія», м. Львів, Україна

Запропоновано системний підхід до аналізу перспективності Передкарпатської нафтогазоносної області на основі ГІС програм. Виконання подібних робіт дозволять виділити нові, до цього невідомі перспективні об'єкти вуглеводнів, створити інвестиційно привабливу інформаційну картину та умови для якісних змін у розвитку геологорозвідувальних робіт що у кінцевому рахунку призведе до відчутного кількісного нарощування паливно-енергетичної ресурсної бази Львівщини та країни у цілому. Підприємство ДП НАК «Надра України» «Західукргеологія» володіє унікальним матеріалом, що може лягти у основу подібної ГІС.

THE PROSPECTS FOR INCREASING THE RESOURCE BASE OF LIQUID AND GASEOUS HYDROCARBONS OF UKRAINE

Pavliuk V., *notebooc@gmail.com,*
NJSC «Nadra Ukrayny» «Zahidukrgeologiya»

A systematic way to analyze the perspective of the Pre-Carpathian oil and gas region based on GIS programs is proposed. Performing such works will allow to identify new, previously unknown prospective objects of hydrocarbons, to create an attractive investment information picture and conditions for qualitative changes in the development of exploration works, which will ultimately lead to a significant quantitative increase in the country's energy base. The Zahidukrgeologiya enterprise a subsidiary of NJSC «Nadra Ukrayny» possesses unique material that can form the basis of such GIS.

Вступ. Однією з пріоритетних задач економіки України є подальше нарощування ресурсної бази енергоносіїв власного виробництва. Не останню роль тут займає оцінка ресурсів природніх покладів нафти, конденсату та газу. У наслідок своїх фізико-хімічних властивостей, дані поклади є рухливими, що зумовлює постійну їхню міграцію під дією різних чинників. Розуміння та знання закономірностей та особливостей даних просторових переміщень, а також формування доступної просторової бази даних об'єктів вуглеводнів у формі об'єктивної геолого-інформаційної системи (ГІС) дає можливість створити сприятливе становище для прогнозування можливих, до цього невідомих, придатних до промислового видобування скупчень вуглеводнів. Область Передкарпаття має свої окремі особливості геологічної будови та геодинамічних процесів, що відповідно обумовлює окремий підхід в оцінці його перспектив.

Мета. Окреслити перспективні напрями та методи подальшого ефективного нарощування ресурсної бази рідких та газоподібних природних вуглеводнів Передкарпаття.

Результати досліджень. Західноукраїнський нафтогазоносний регіон, в основному, приурочений до Карпатської геосинклінальної тектонічної споруди. Даний регіон, особливо при наближенні саме до гірськоскладчастої області характеризується надзвичайно складними геологічними умовами, що обумовлює утруднення у пошуках та видобуванні покладів нафти та газу. На даний час усі, відносно легкодоступні об'єкти вуглеводнів у нашому регіоні опошуковані, розвідані та експлуатуються. Виходячи з цього, одним із основних напрямів нарощування паливо-енергетичної бази, у даних умовах, являється знаходження додаткових можливостей та шляхів вирішення такої проблеми.

Аналізуючи дані раніше проведених робіт, наявний картографічний матеріал можна підтвердити наступні загальновідомі висновки:

1. Усі, найбільші нафтогазові родовища Передкапатського прогину, як правило, витягнуті у субкарпатському північно-західному напрямку та утворюють відповідні зони того ж простягання. Ці зони приурочені до відомих розривних порушень [1, 2] протяжністю у десятки кілометрів (рис. 1). Це такі, як: Рава-Руський, Краковецький, Городоцький, Судово-Вишнянський, Калуський та ін.

Потужність подібних порушень, у хрест залягання, у світовій практиці складає сотні метрів. У межах даних порушень породи сильно дислоковані, зім'яті, перетерті з безліччю дрібних зміщень різного характеру. Дані порушення, як і характер дислокації відкладів обумовлені динамічним рухом (тиском) Карпатської гірськоскладчастої області у північно-східному напрямку.

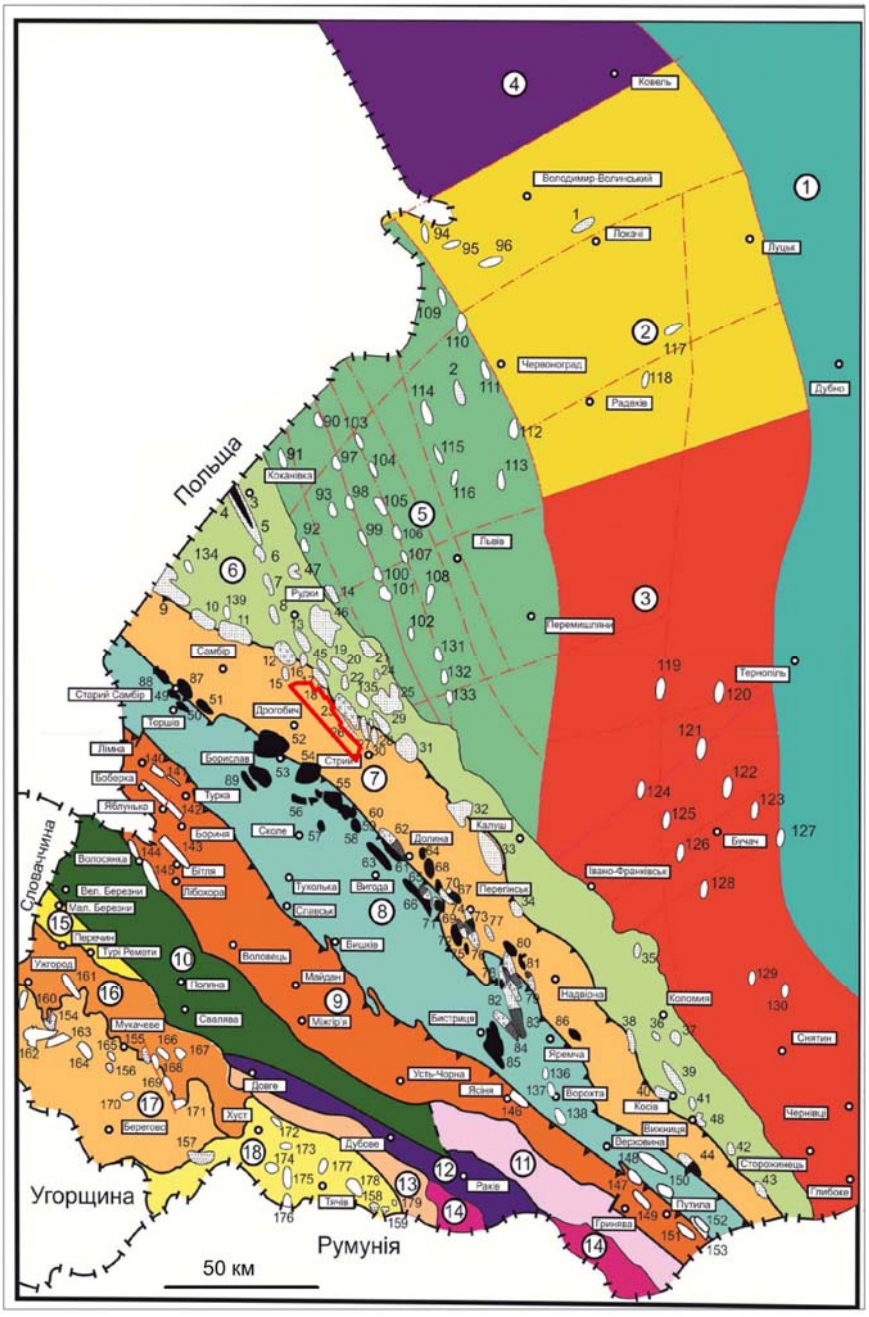


Рис. 1. Тектонічна схема Західноукраїнського нафтогазоносного регіону. Тектонічна основа за матеріалами Українського науково-дослідного геологорозвідувального інституту (1975) та Інституту геології геохімії горючих копалин (1988)

2. У обводнених породах – колекторах, у межах газоносних провінцій, закономірно присутня газова складова з, як правило, переважним вмістом метану. Враховуючи загальний нахил геологічних пластів Передкарпаття у бік Карпатської гірськоскладчастої області, рух газової складової у водяному середовищі, регіонально направлений у північно-східному напрямку.

3. За даними досліджень [3, 4], які вивчали просторові та фізико-хімічні параметри руху флюїдів у межах відкладів Передкарпатської області, можна стверджувати, що структурний фактор геологічної будови відіграє переважаючу роль у даному процесі.

Вищезгадані порушення у плані слугують своєрідними бар'єрами міграції вуглеводнів далі на північний схід, а дислокації пластів-колекторів у межах їхнього впливу призвели до формування тут великої кількості структурних пасток та накопичення у них вуглеводнів. Одним із репрезентативних прикладів переміщення флюїдів та формування покладів слугує Лопушнянське нафтове родовище. За даними аналізів, нафта Лопушнянського родовища, яке приурочене до мезозойських відкладів відповідає нафті у менілітових відкладах Складчастих Карпат, яка мігрувала звідти по геологічним структурам [3, 5].

Всю область Передкарпаття, де відбуваються вуглеводневі перетоки, їхня міграція та накопичення у сприятливих умовах можна розглядати як єдину просторову геолокальну модель. Складність геологічної будови подібних територій потребує значних ресурсних затрат для їх вивчення та формування на цій основі геоінформаційних моделей. Але враховуючи незрівнянно більші матеріальні затрати на проведення буріння при пошуках та розвідці нафтогазових родовищ Передкарпаття та очевидну економічну вигоду при використанні подібних геоінформаційних продуктів, необхідність виконання подібних робіт безальтернативна.

Однією з проблем дослідження нафто-газоносних територій Передкарпаття, є те, що усі вони були виконані розрізненими групами дослідників у різний час. Переважаюча більшість подібних картографічних матеріалів зберігається, або на паперових носіях, або у цифровому форматі не придатному для ефективного системного аналізу (растрові файли, у програмному забезпечені CorelDrew).

Враховуючи подібні обставини, на сучасному етапі необхідна оновлена, якісна переоцінка ресурсного потенціалу рідких та газоподібних вуглеводнів Передкарпаття. Дана переоцінка повинна базуватися на всесторонній систематизації та аналізі даних отриманих у результаті проведених раніше геологорозвідувальних робіт, що включають дані геологічних, геофізичних, лабораторних, бурових та дослідницьких робіт. Очевидно, що дана робота повинна бути виконана за допомогою сучасних комп'ютерних ГІС програм. На теперішньому ринку їх є достатня кількість і усі вони, у більшості, інтегровані між собою. Заслуговує на увагу таке придатне для цієї задачі програмне забезпечення, як MicroMine, DataMine, Schlumberger, ArcGIS, наш український продукт – K-Mine та інші.

Підприємство ДП НАК «Надра України» «Західукргеологія» володіє значним об'ємом первинних фондових матеріалів, який накопичений на основі проведених геологорозвідувальних робіт на протязі більше як 60 років. В основному, усі первинні матеріали знаходяться на паперових носіях і несуть інформацію, або про окремі нафтогазоносні свердловини, або про ізольовані ділянки, які вивчалися у рамках самостійного геолого-технічного завдання.

Систематизація, оцифровка, зведення усіх даних у єдину геолого-інформаційну систему, які знаходяться у архівах ДП «Західукргеології» з наступним їх аналізом та картографічними побудовами дозволить отримати загальну картину (з максимально можливою деталізацією по наявним доступним даним) усієї нафто-газоносної області західної частини України та Передкарпаття зокрема. Якщо до даної бази долучити також дані, якими володіють інші організації та установи, які вони отримали під час розвідування газо-нафтоносних структур, така база та результати її аналізу стане рушійним інструментом суттєвого приросту запасів природних нафти,

газу та конденсату Передкарпатської області.

Висновки. Виконання робіт по оцифруванню геолого-геофізичних досліджень Передкарпатсько нафтогазоносної провінції у ГІС середовищі дозволить виділити нові, до цього невідомі перспективні об'єкти вуглеводнів, створити інвестиційно привабливу інформаційну картину цієї території та умови для якісних змін у розвитку геологорозвідувальних робіт, що у кінцевому рахунку призведе до відчутного кількісного нарощування паливно-енергетичної ресурсної бази Передкарпаття та країни у цілому.

Література

1. Бойко Г.Ю. Умови формування та закономірності розміщення нафтових і газових родовищ в Українських Карпатах. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 1988. 3 (104). С. 119–128.
2. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України / Держ. геол. п-во «Західукргеологія». Київ: Вид. центр УкрДГРІ. 2001. 143 с.
3. Крупський Ю.З., Марусяк В.П. Відновлення покладів вуглеводнів та виявлення ліквідованих свердловин з пропущеними продуктивними горизонтами (на прикладі західного НГР). *Scientific Journal «ScienceRise».* 2015. 8/1 (13). С. 25–31.
4. Павлюк В.І. Вплив геологічних факторів на екзогенні процеси міоценових соленосних відкладів Українського Передкарпаття. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2010. 2 (151). С. 89–104.
5. N. Radkovets, M. Kotarba, Y. Koltun, A. Kowalski, P. Kosakowski, D. Więclaw. Origin and migration of oil from the Ukrainian Outer Carpathians to their Mesozoic basement: the case of the Lopushna traps. *Geological Quarterly.* 2016. 60 (1). P. 133–148.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.495(477)

ПЕРШІ КРОКИ З ВІДРОДЖЕННЯ УКРАЇНСЬКОЇ УРАНОВОЇ ГЕОЛОГІЇ

***Бакаржієв Ю.А.**, ybakarzhiyev@ukrgeopoisk.com, ORCID-0000-0001-7199-4258;*
***Лисенко О.А.,** к. геол. н, alanlysenko@ukr.net, ORCID-0000-0002-4848-9116,*
ТОВ «Атомні енергетичні системи України», м. Київ, Україна

Розглянуто сучасний стан мінерально-сировинної бази України, її структуру і забезпеченість атомної енергетики розвіданими запасами. Надано пропозиції щодо промислового освоєння вітчизняних родовищ урану. Висвітлено проблемні питання щодо залучення приватного капіталу в уранодобувну галузь.

FIRST STEPS OF RESTORING URANIUM GEOLOGY OF UKRAINE

***BakarzhiyevYu. A.,** ybakarzhiyev@ukrgeopoisk.com, ORCID-0000-0001-7199-4258,*
***Lysenko O.A.**, Ph.D. (Geol.), alanlysenko@ukr.net, ORCID-0000-0002-4848-9116,*
Nuclear Energy Systems of Ukraine LLC, Kiev, Ukraine

Review the mineral resources base of Ukraine, its structure and provision of Nuclear Energy Industry by uranium reserves. Made propositions for the industrial development of Ukrainian uranium deposits. Described the problems of attracting the private investments for the uranium mining.

Вступ. З розвалом СРСР і отриманням державної незалежності сталося так, що більшість галузей економіки України, як і в інших колишніх республіках, опинилася в кризовому стані. Не минула ця доля й геології, яка стабільно забезпечувала мінерально-сировинний комплекс Радянського Союзу більшістю необхідних корисних копалин, включаючи паливно-енергетичний сектор. Величезний потенціал енергетичної сировини стараннями геологів був виявлений в радянські часи й на теренах України. Наша держава повністю могла себе забезпечити вугіллям, торфом, ураном. Значна доля потреб у нафті й газу також задовольнялась власним видобутком на вітчизняних родовищах.

На сьогодні розвідані запаси багатьох родовищ енергетичної сировини України, що експлуатуються, є майже вичерпаними. Насамперед це стосується урановорудної галузі. На грані закриття знаходиться Смолінська шахта Східного гірничо-збагачувального комбінату («СхідГЗК») з видобутку урану Ватутінського родовища в Кіровоградській області. Східний комбінат є єдиним в Україні підприємством, яке видобуває і збагачує уранову руду. Інтенсивна експлуатація Смолінського рудника призвела до виснаження промислових запасів. Розробка руд, наявних на більш глибоких горизонтах, на сьогодні є нерентабельною. На Мічурінському родовищі поблизу м. Кропивницького, що розробляється Інгульською шахтою «СхідГЗК», запасів також лишилось на декілька років. Рудні поклади Центрального родовища, які експлуатується цією ж шахтою, знаходяться, в основному, під містом Кропивницький, тому повноцінний видобуток уранових руд цього родовища під великим питанням.

Основні надії і перспективи на сьогодні пов’язані з Новокостянтинівським родовищем, що розташоване також в Кіровоградській області. Це родовище є найбільшим за запасами урану не тільки в Україні, але й у Європі [2, 5]. Стан промислового освоєння об’єкту можна оцінювати як початковий етап. Видобування уранових руд здійснюється на гірничих горизонтах, що були пройдені під час детальної розвідки кінця 80-х – початку 90-х років минулого століття. Для виходу шахти на повну потужність, яку наразі планують на рівні 2,5 тис т урану на рік, потрібно залучати більш глибокі горизонти, де зосереджені основні запаси уранової руди. На це потрібно десятки-сотні мільйонів доларів. Східний гірничо-збагачувальний комбінат, який освоює Новокостянтинівське родовище, не має таких фінансових можливостей. Проте й це ще не все. Потрібно побудувати власну збагачувальну фабрику для первинної переробки руди, відновити

комунікації, що були вже створені, але знищені в жахливі 90-ті, наново побудувати залізницю, яку розібрали на металобрухт.

Головним споживачем уранової сировини в Україні являються атомні електростанції, які виробляють в даний час більше половини електроенергії в державі. Стратегічною метою уранової промисловості України є цілковите забезпечення потреб вітчизняної ядерної енергетики природним ураном власного виробництва. Для підтримки виробництва електроенергії діючими енергоблоками АЕС щороку потрібно 2,5 тис т оксиду урану.

В 2009 році Кабінет міністрів України прийняв амбіційну економічну програму «Ядерне паливо України», якою планувалось наростити видобуток уранового концентрату до 1880 т на рік, будівництво заводу ядерного палива і виробництво 270 т на рік цирконієвого прокату. Проте ці плани залишилися лише планами.

Енергетичною стратегією держави до 2035 року передбачено збільшити потужності атомних електростанцій до 18 ГВт, що потребуватиме 3 520 т урану на рік [4]. Розвіданих затверджених запасів уранових руд, які враховано державним балансом України, за таких річних потреб вистачить більше ніж на 50 років. Проте видобуток природного урану в Україні на сьогодні становить приблизно 1000 т на рік, що забезпечує не більше 40 % від поточних потреб ядерної енергетики. Більшу частину уранового палива для атомних електростанцій доводиться купувати за кордоном, витрачаючи значні обсяги бюджетних коштів.

Сировинна база урану. За даними Державного науково-виробничого підприємства «Геоінформ України» в нашій державі виявлено 46 родовищ урану, а Державним балансом враховано тільки 17 розвіданих родовищ. Ці урановорудні об'єкти розташовані в межах Українського щита та Дніпровсько-Донецької западини і належать до важливих у світі геолого-промислових типів: натрій-уранової і калій-уранової формацій, урано-бітумного, пісковикового (гідрогенного), гідротермального жильного типів та ін.

Структура запасів вітчизняних уранових родовищ далека від оптимальної. Промислове значення мають тільки родовища альбітитового типу в натрових метасоматитах та гідрогенного, що пов'язаний з піщаними відкладами бучацької серії палеогену. Рентабельні за собівартістю видобутку розвідані запаси урану України (40–80 дол. США за 1 кг) складають незначну частину від загального балансу. За різними оцінками – від 60 до 70 тис т (20–30 %).

Більшість розвіданих запасів представлена низькорентабельними рудами альбітитового типу. Наразі гірничодобувною промисловістю експлуатуються родовища саме урано-натрієвої формації. Для розширення і зміцнення мінерально-сировинної бази та досягнення енергетичної незалежності країни необхідно її поповнення багатими високорентабельними урановими рудами. В Україні до таких відносяться руди гідрогенного (пісковикового), уранобітумного та гідротермального жильного типів. Проте промислове значення мають лише руди гідрогенного типу.

Родовища даного типу в Україні за промисловим значенням займають друге місце після родовищ в натрових метасоматитах. Ці об'єкти зосереджені в палеодолинах у межах Дніпровського урановорудного району [3] і пов'язані з вугленосними осадовими утвореннями бучацького ярусу палеогену, які розвинені на великій території в центральній частині країни від Житомирщини до Дніпропетровщини. Родовища невеликі за запасами (від 1 до 5 тис т), але є численними і їхні сумарні запаси та ресурси доволі значні [1, 2, 5].

В Україні до цього часу було відпрацьовано лише 2 родовища даного типу – Девладівське (Дніпропетровська область) в 1964–1983 рр. і Братське (Миколаївська область) в 1972–1983 рр. [1, 5]. Саме на Девладівському родовищі фахівцями Кіровської експедиції (наразі КП «Кіровгеологія») була вперше у світі розроблена і успішно застосована технологія свердловинного підземного вилуговування урану (метод СПВ) із руд на місці їхнього природного залягання [1, 2]. Ця технологія

з часом отримала широкий розвиток і ефективно використовується провідними урановидобувними країнами. Прогресивним методом СПВ наразі у світі видобувається близько 60 % урану.

Цей метод має безперечні переваги перед звичайним гірничим способом: набагато нижча собівартість видобутку урану; значно коротші терміни будівництва рудників; збереження денної поверхні, водоносних горизонтів і надр у їхньому природному стані; тимчасове (на декілька років) і послідовне залучення до експлуатації окремих ділянок родовища з поверненням їх в незмінному стані до дальшого сільськогосподарського або іншого використання.

Усього в палеогенових бучацьких відкладах Дніпровського району виявлено й вивчено 13 уранових родовищ, які є придатними для відпрацювання методом СПВ [5]. На Сафонівському в Миколаївській області та Новогурівському в Дніпропетровській області під час геологічної розвідки проводились дослідні роботи, за якими отримано позитивні результати. Однак родовища в промислову розробку так і не були залучені внаслідок економічних труднощів кінця 80-х років минулого століття, розвалу СРСР і кризи, що пов'язана з ним.

Уранобітумні родовища солянокупольного типу (Адамівське, Краснооскольське, Берецьке) виявлені в південно-східній частині ДДЗ у межах Слов'янської антикліналі [3]. Уранові руди залягають на великих глибинах (1 км і більше), тому цей тип наразі не має перспектив для відпрацювання.

Жильні прояви уранової мінералізації встановлені в кристалічних породах Українського щита. Типовими рудопроявами є Червоношахтарський та Михайлівський. Перший з них за масштабами віднесений до непромислових [1]. На Михайлівському геолого-економічна оцінка не виконувалась.

Стан геології і видобутку урану. Аналізуючи історію уранової геології України слід зазначити, що тріумфальними для геологів-уранників стали вісімдесяті роки XX століття, коли відкриттям і вивченням численних родовищ цілковито було розв'язано проблему забезпечення СРСР урановою сировиною на багато десятиліть уперед [1]. Період 90-х років характеризувався різким зниженням обсягів геологорозвідувальних і пошукових робіт через істотне зменшення фінансування. Виконувались лише вкрай потрібні роботи з дорозвідки та оцінки раніше виявлених родовищ. Нових напрямів на уран не розвивали.

Останнім часом масштабних робіт з уранової тематики в Україні також не проводили [1]. Тільки вирішували окремі локальні завдання. Так, виконано невеликі обсяги буріння для оцінки Літнього й Партизанського родовищ. Завершено дорозвідку Апрельського родовища. Проведено прогнозно-пошукові роботи на флангах і в найближчому облямуванні Ватутінського родовища для визначення його дальших перспектив. На території Миколаївської і Дніпропетровської областей у межах перспективних ділянок проводили пошуки багатих уранових руд жильного типу, щоправда, обмеженими обсягами. Підтверджено певні перспективи цього типу, але промислових скупчень не виявлено.

Таким чином, створена в Україні сировинна база урану грунтується на результатах геологорозвідувальних робіт радянських часів. Після 1986 року жодного уранового родовища в Україні не було відкрито. Практично не проводилась розвідка вже відомих об'єктів і їхня геолого-економічна оцінка, за винятком діючих шахт.

Незадовільний стан щодо забезпечення атомної енергетики вітчизняною урановою сировиною вимагає негайного залучення до промислової розробки нових родовищ, насамперед високорентабельних і рентабельних руд. Ситуація тут складається не найкращим чином. В останнє в промислове освоєння «СхідГЗК» було включено Новокостянтинівське родовище (2011 р.) і Центральне (90-ті роки XX ст.). Але ці родовища належать до натрій-уранової формації, розробка уранових руд якої є збитковою для держави. Собівартість видобування і збагачення таких руд

становить близько 100 дол. США за 1 кг урану, що майже удвічі вище за поточні світові котирування.

Атомна енергетика у світі стрімко розвивається. При цьому майже половина країн, які розвивають цей напрямок, взагалі не виробляють уран, а купують за кордоном. В недалекому майбутньому стає реальним дефіцит ядерного палива на світовому ринку. Сподіватись нашій державі в такій ситуації на допомогу інших країн не має сенсу. Потрібно використовувати свої можливості.

Вітчизняна сировинна база урану дозволяє виробляти близько 4–5 тис т протягом тривалого періоду і бути як продуцентом так і постачальником металу на світовий ринок, у т.ч і до Європи, яка за рік споживає близько 18–19 тис т. Нам слід використовувати досвід Казахстану, який завдяки тісному співробітництву і інвестиціям Канади, Японії, Росії вийшов на перше місце з видобування урану з родовищ пісковикового (гіпергенного) типу, застосовуючи розроблену в Україні технологію методом СПВ. Це при тому, що уранові поклади залягають на глибинах до 700 м, а руди подібних українських родовищ знаходяться на глибинах усього лише 50–80 м.

За роки незалежності Україні до останнього часу так і не вдалося досягнути будь-якого розвитку уранової галузі або залучення інвестицій, хоча для цього є все необхідне. Є привабливі уранові родовища. Є інвестори вітчизняні, які хотіли б добувати уран методом СПВ. Цікавились нашими урановими родовищами і відомі у світі закордонні компанії. Але всі їхні наміри розбивалися об стіни нашої бюрократії.

В абсолютній більшості країн, що видобувають уран, активно в цій сфері працює приватний капітал. Виключно державне фінансування забезпечується лише в одиничних країнах – Росії, Китаї, до недавнього часу в Україні.

Початок відродження уранової геології. Економічне становище нашої країни сьогодні досить складне. Держава не має можливості самостійно піднімати і розвивати гірничодобувну галузь, зокрема уранову. Тому потрібно залучати приватний капітал.

В кінці кінців це відбулось. У листопаді 2016 року Держгеонадра надали товариству з обмеженою відповідальністю «Атомні енергетичні системи України» (ТОВ «АЕСУ») спеціальні дозволи на геологічне вивчення з дослідно-промисловою розробкою уранових руд Сурської площі і Новогурівської ділянки Дніпропетровської області, Сафонівської ділянки і Михайлівської площі, що в Миколаївській області. Це перший випадок в історії України, коли дозвіл на розробку уранових родовищ отримала приватна компанія. Спеціальні дозволи надано на п’ять років. Надано всупереч заявам різного рангу чиновників і скептиків щодо абсолютної неможливості і навіть заборони надання спецдозволів приватним компаніям.

Фактично дозволи надані на три роки, оскільки два роки з п’яти витрачено на судові розгляди і рішення, через які вдалося отримати ці дозвільні документи на користування надрами лише в жовтні 2018 року.

ТОВ «АЕСУ» має амбітні плани з вивчення і промислового освоєння наданих в користування об’єктів, що абсолютно протирічить розгорнутій в інтернет-просторі кампанії щодо дискредитації приватного підприємства, його нібито тимчасовості, фейковості і повної фінансової неспроможності.

Після надання спеціальних дозволів ТОВ «АЕСУ» відповідно до особливих умов користування надрами і Програм з геологічного вивчення надр, затверджених Держгеонадр, виконує заплановані геологорозвідувальні роботи. На Сафонівській ділянці (Казанківський район Миколаївської області), де Товариство має намір проводити промислову розробку уранових руд, пробурено 46 завірочних розвідувальних і 10 дослідних гідрогеологічних свердловин (2 куща по 5 свердловин), виконано комплекс спеціальних каротажних досліджень і опробування керну, завершуються лабораторно-аналітичні дослідження проб на уран і супутні компоненти.

Досягнуто високий технічний і методичний рівень виконаних польових робіт. Вихід керну, не дивлячись на дуже складні інженерно-геологічні і гірничотехнічні умови ділянки, по продуктивній зоні і вміщувальних породах в середньому дорівнює 90 %. Комплекс каротажних досліджень, спеціалізованих на вивчення уранових руд, дозволяє вирішувати цілу низку задач і виконувати достовірну інтерпретацію геологічних даних. Комплекс робіт з випробування керну і лабораторних досліджень дозволить проконтролювати результати геологічної розвідки, що виконувалась на ділянці протягом 1984–1986 рр., уточнити фізичні властивості руд і вміщувальних порід, вміст урану і супутніх компонентів, інших показників, які враховуються при підрахунку запасів корисної копалини, здійснити перерахунок запасів урану за розробленими кондиціями.

Видобуту уранову сировину Сафонівської ділянки планується переробляти на місці, для чого буде створено підприємство – видобувний та переробний комплекси потужністю 150–200 т урану на рік, що розмістяться на площі 4 га. Готовою продукцією буде чорновий концентрат урану («жовтий кек»).

По інших об’єктах ТОВ «АЕСУ» складено проекти на їхнє геологічне довивчення. За умови позитивних результатів планується проведення дослідно-промислової розробки із залученням мобільного комплексу з підземного вилуговування, який наразі створюється. Видобута сировина буде направлятися на переробний комплекс Сафонівської ділянки.

Слід зазначити, що польові роботи стримуються землевласниками, на ділянках яких необхідно пробурити заплановані свердловини.

За українським законодавством надра належать народу. В той же час більша частина земель сільськогосподарського призначення в державі розпайована і надана у постійну власність. Навіть землі, під якими залягають вже відомі поклади корисних копалин. Досвід надрокористування показує, що узгодження із землевласниками і державними органами на проведення геологорозвідувальних робіт і розробку родовищ можуть тривати роками. Але спеціальні дозволи мають обмежений термін і це доволі часто призводить до тупикової ситуації для надрокористувача.

Таким чином, законодавча база України у сфері надрокористування потребує змін і вдосконалення, про що давно вже дискутується на каналах телебачення, на сторінках видань, науково-практичних конференціях, зокрема на конференціях ДКЗ. Землі, що знаходяться над родовищами корисних копалин, насамперед загальнодержавного значення та стратегічної сировини, повинні мати особливий статус, щоб при негайній державній потребі можливо було оперативно залучати до розробки потрібну корисну копалину.

Така ситуація із землею є однією з головних причин, що заважають впровадженню в Україну іноземних інвестицій, які наразі реально потрібні для оживлення економіки держави і розвитку гірничодобувного сектору.

Проблемним для ТОВ «АЕСУ» виявилось отримання геологічних звітів і первинних матеріалів по об’єктах, на які надано спеціальні дозволи і за які вже сплачено кошти за відповідними договорами. З різних причин, насамперед бюрократичних, компанія до цього часу не отримала частину необхідних матеріалів по Новогурівській ділянці і Михайлівській площі, а по Сурській площі взагалі не надано жодних матеріалів.

Складається враження, що саботується діяльність приватної компанії, яка має намір розробляти уранові родовища, сировина яких наразі є вкрай дефіцитною для вітчизняних атомних електростанцій. Такого не повинно бути. Для державних підприємств і приватного бізнесу необхідно створення рівних умов і прозорості для чесної конкуренції в рамках вдосконаленого правового поля під суворим контролем з боку держави за дотриманням Податкового кодексу, екологічного законодавства і вимог охорони здоров’я. Яскравим прикладом може слугувати нафтогазова галузь, яка є не менш важливою для паливно-енергетичного комплексу України. Давно

вже більшу частину видобутку нафти й газу здійснюють приватні компанії. Нікого це не дивує і стало звичайним явищем.

У всьому світі, крім Росії та Китаю, видобутком урану займаються приватні підприємства і компанії. Це звичайна світова практика. Інша справа в тому, що контроль за атомною енергетикою і видобутою урановою сировиною обов'язково повинен бути державним.

Висновки. Уранодобувна галузь, як і вся економіка України, переживає не найкращі часи. Власним видобутком урану держава забезпечує вітчизняну атомну енергетику, яка виробляє більше половини електроенергії, лише на 40 %. Більшу частину ядерного палива Україна імпортує. Запаси розвіданих вітчизняних родовищ при щорічній потребі 2,5 тис т урану є достатніми для забезпечення атомних електростанцій майже на 50 років.

Україна наразі розробляє низькорентабельні руди натрій-уранової формації, які є неконкурентноспроможніми на світовому ринку. Для наповнення мінерально-сировинної бази і досягнення енергетичної незалежності необхідно до промислового освоєння залучати родовища високорентабельних руд пісковикового (гідрогенного) типу, які виявлені у відкладах палеогену в межах Дніпровського уранорудного району.

Ефективний і терміновий розвиток уранодобувної галузі неможливий без залучення приватного капіталу, як вітчизняного, так і іноземного. Державна економіка не в змозі самостійно вирішити проблему забезпечення атомної енергетики урановою сировиною в короткий час. Проте контроль за видобутим ураном і атомною енергетикою повинен бути державним.

Законодавство України в сфері надрокористування потребує вдосконалення. Повинні бути рівні умови для державних підприємств і приватного бізнесу.

Література

1. Бакаржієв А.Х., Лисенко О.А. Історія створення сировинної бази урану України. *Мінеральні ресурси України.* 2018. № 1. С. 4–14.

2. Вклад випускников МГРИ-РГГРУ в создание минерально-сырьевой базы урана Украины. // Бакаржиев А. Х., Половинкин Б. В., Туктарова А. Б. Киев. 2015 – 337 с.

3. Гурський Д.С., Єсипчук К.Ю., Калінін В.І. та ін. Металічні корисні копалини України. Київ–Львів: Вид-во «Центр Європи». 2006. 740 с.

4. Енергетична стратегія України на період до 2030 р., схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 № 1071.

5. Лисенко О.А., Бакаржієв А.Х. Стан і перспективи сировинної бази урану України. *Мінеральні ресурси України.* 2019. № 1. С. 11–17.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК. 551.491.51 (477.8)

ЗАСТОСУВАННЯ ПАЛЕОГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ МЕТОДІВ ДОСЛІДЖЕНЬ ДЛЯ ОБҐРУНТУВАННЯ НОВИХ КРИТЕРІЇВ ПОШУКІВ НА ПРИКЛАДІ ЗАХОДУ УКРАЇНИ

Медвідь Г.Б., *к. геол. н., с. н. с., igggk@mail.lviv.ua,*
Побережський А.В., *к. геол.-мін. н., с. н. с., igggk@mail.lviv.ua,*
Телегуз О.В., *к. геогр. н., с. н. с., igggk@mail.lviv.ua,*
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Україна

Палегідрогеологічні методи долсліджень мають комплексний характер, які дають одночасно уявлення про можливість переміщення флюїдів в пласті на різних етапах формування вуглеводнів. Було вивчено палеогідрогеологічні умови нагромадження та літифікації міоценових товщ північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Результати зіставлення просторового розміщення палеоп'єзомінімумів з розташуванням розвіданих на сьогодні покладів газу, зокрема сарматських, показали, що основна частина розвіданих газових родовищ регіону локалізується в межах виділених ділянок успадкованих п'єзомінімумів, що вказує на ефективність застосування таких досліджень.

Ключові слова: поклади вуглеводнів, пошукові критерії, палеогідродинамічні реконструкції, п'єзомінімуми.

APPLICATION OF PALEO-HYDROGHEOLOGICAL METHODS OF RESEARCH FOR SUBSTANTIATION OF NEW SEARCH CRITERIA FOR HYDROCARBONS IN THE EXAMPLE OF THE WESTERN UKRAINE

Medvid H., *Cand. Sci. (Geol.), Senior researcher, igggk@mail.lviv.ua,*
Poberezhskyy A., *Cand. Sci. (Geol.–Mineral.), Senior researcher, igggk@mail.lviv.ua,*
Teleguz O., *Cand. Sci. (Geogr.), Senior researcher, igggk@mail.lviv.ua,*
Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine

Paleohydrogeological research methods have a complex character, which at the same time provide an idea of the possibility of fluids'movementin the reservoir at different stages of hydrocarbon formation. We studied the paleohydrogeologicalconditions of the accumulation and lithification of the Miocene strata of the northwestern part of the Outer zone of the Carpathian foredeep. The results of the comparison of the spatial placement of paleopiezominimums with the location of explored gas deposits today showed that the most of the explored gas deposits in the region are localized within the allocated areas of inherited piezominimums, indicating the effectiveness of the application of such studies.

Key words: hydrocarbon deposits, search criteria,paleohydrodynamic reconstruction, piezominima.

Пошуки нових нафтових і газових родовищ в Україні є актуальними у зв'язку з необхідністю забезпечення її власними вуглеводневими енергоресурсами. Газовидобуток у Карпатській нафтогазоносній провінції головно пов'язаний з територією Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Тут розташовані Більче-Волицька і Косівська зони нафтогазонагромадження, які простягаються вздовж Карпат смугою завширшки 50–70 км на віддаль понад 200 км (Щерба і ін., 1987). Основна кількість покладів газу виявлена у північно-західній частині зони і пов'язана з міоценовими, а точніше нижньосарматськими відкладами, представленими дашавською світою. На сьогодні значні потенційні можливості збільшення видобутку закладені у дорозвідці існуючих родовищ та освоєнні нерозвіданих прогнозних ресурсів газу. Палеогідрогеологічні методи досліджень мають комплексний характер, які дають одночасно уявлення про можливість переміщення флюїдів в пласті на різних етапах формування вуглеводнів – еміграції, міграції, акумуляції та деструкції; дозволяють оцінити гідрогеохімічні і гідрогеотермічні умови середовища існування вуглеводнів (Карцев, 1972).

Методика палеогідродинамічних реконструкцій була успішно застосована при вивченні умов нагромадження та літифікації міоценових товщ північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (Medvid H. etc., 2006). Вона полягає у реконструкції палеонапорів

підземних вод на елізійних етапах седиментаційного басейну як функції потужності осадових відкладів, що ущільнюються і дегідратуються. Щоб відтворити гідродинамічні умови окремої світи чи підсвіти, шляхом розрахунку відновлювали їхню початкову потужність і враховували наступні зміни під час нарощування потужностей відкладів, що їх перекривають. Результатом стало виділення зон можливих максимальних напорів седиментогенних вод – палеоп'єзомаксимумів і окреслено напрямки переміщення підземних вод до зон палеоп'єзомінімумів. П'єзомінімуми приурочені до областей відносних піднять, у яких тиски значно менші і куди через це був спрямований рух флюїдів (Г. Б. Медвідь. Палеогідродинамічний..., 2011).

Максимальна потужність (5,5–6 км) відкладів неогенового комплексу у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину зафіксована в Крукеницькому блоці, в Угерсько-Косівському вона зменшується до 2,5–0,3 км. Розподіл потужностей і фацій неогену обумовлений різною інтенсивністю прогинання ділянок гетерогенного фундаменту Зовнішньої зони. Палеогідродинамічні умови сарматського комплексу досліджуваного району мають деякі розбіжності в межах Крукеницького й Угерсько-Косівського блоків. Це пов'язано з нерівномірним опусканням блоків донеогенового фундаменту Зовнішньої зони і відповідним розподілом неогенових відкладів.

Згідно з висновками досліджень нафтогазоносності Карпатської нафтогазоносної провінції (Новосилецкий, 1975) газові поклади у відкладах Зовнішньої зони утворились внаслідок їх міграції (відтіснення) із зон більшого тиску Внутрішньої зони. Відповідно найперспективнішими, у цьому випадку, будуть виступати ділянки палеоп'єзомінімумів, що знаходяться на шляху міграції вуглеводневих флюїдів, і, насамперед, ті, що прилягають до зон глибинних тектонічних розломів.

Одержані результати палеогідродинамічних реконструкцій показали, що основна частина розвіданих газових родовищ регіону локалізується в межах виділених ділянок успадкованих п'єзомінімумів (рис. 1). Це підтверджує припущення про існування безпосереднього зв'язку нафтогазонагромадження із зонами палеоп'єзомінімумів. Проведені палеогідродинамічні реконструкції дозволили також виділити перспективні площі зі сприятливими палеогідродинамічними умовами для розвідки покладів вуглеводнів. Зокрема, у відкладах нижньодашавської і верхньодашавської підсвіт перспективними є крайні північно-західні частини Крукеницького і Угерсько-Косівського блоків із ділянками чітко виражених палеоп'єзомінімумів. Сприятливими для локалізації вуглеводневих покладів також є площі палеоп'єзомінімумів, виявлених у межах Угерсько-Косівського блоку в прирозломній частині на межі з платформою.

Результати зіставлення просторового розміщення палеоп'єзомінімумів з розташуванням розвіданих на сьогодні покладів газу, зокрема сарматських, показали, що основна частина розвіданих газових родовищ регіону локалізується в межах виділених ділянок успадкованих п'єзомінімумів, що вказує на ефективність застосування таких досліджень. Деякі відхилення чи зміщення покладів цілком могли бути зумовлені складними тектонічними процесами, що відбувалися у міоценовий час.

Представлена методика просторових реконструкцій товщин і палеонапорів була застосована при вивченні палеогідродинамічних умов Львівського палеозойського прогину на прикладі кембрійських відкладів.

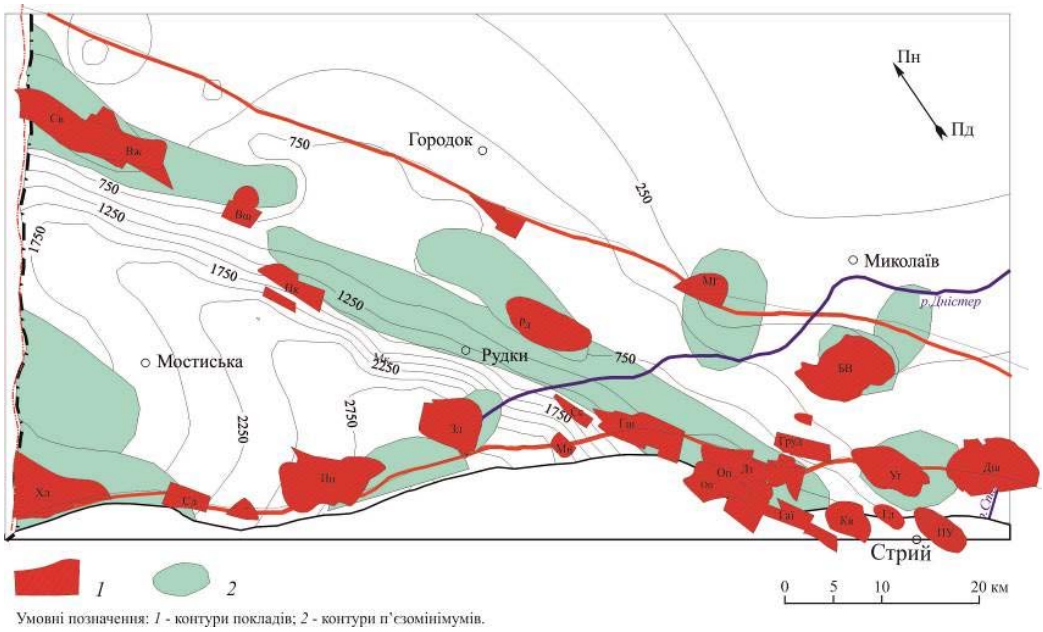


Рис. 1. Зіставлення просторового розміщення п'єзомінімумів з контурами газових покладів в сарматських відкладах північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

У кембрійський час зберігалася трансгресивна тенденція по всій території. Басейн осадонагромадження поступово поглиблювався у західному та південно-західному напрямках від Українського щита. На кінець кембрійського періоду окреслилися палеоп'єзомінімуми у Зовнішній зоні Львівського палеозойського прогину на південний схід від Локачинського газового родовища від площі Воютин через Горохів у напрямі площ Підбереззя і Сушне. Ще один палеоп'єзомінімум виділено у Внутрішній зоні ЛПП, який має субмеридіальне простягання від Великомостівського газового родовища через площу Дубляни на південний схід від Львова. Далі сприятливі палеогідродинамічні умови утворилися у районі площі Балучин, простягаючись до зони Тейссейре-Торнквіста. І ще одна зона відносного підняття, у яких тиски значно менші, окреслена від Бережан через Хмелівку до площі Бучач.

Геодинамічні процеси наступних геологічних епох призвели до подальшого занурення та ущільнення під тиском нашарованих вище порід та зменшення товщини кембрійських відкладів з понад 900 до 600 м в районі площі Локачі, від 1200 до 750 в районі площі Глиняни та з понад 1400 до 900 м поблизу м. Івано-Франківськ та на південний захід від нього.

Всі палеогідродинамічні мінімуми тяжіють до регіональних тектонічних порушень. Відповідно найперспективнішими, у цьому випадку, будуть виступати ділянки палеоп'єзомінімумів, що знаходяться на шляху міграції вуглеводневих флюїдів, і, насамперед, ті, що прилягають до зон глибинних тектонічних розломів.

У Львівському палеозойському прогині покладів газу на сьогоднішній день у кембрійських відкладах не виявлено. Але часто структури, як наприклад, Локачинська, простежуються в розрізі від рифею до крейди (Атлас..., 1994). Оскільки розташування відкритих газових родовищ у девонських відкладах (Локачі та Великі Мости) узгоджується з окресленими зонами палеоп'єзомінімумів (рис. 2), то за аналогією з розташуванням газових родовищ у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, можна сподіватись на виявлення продуктивних структур і в кембрійських відкладах Львівського прогину.

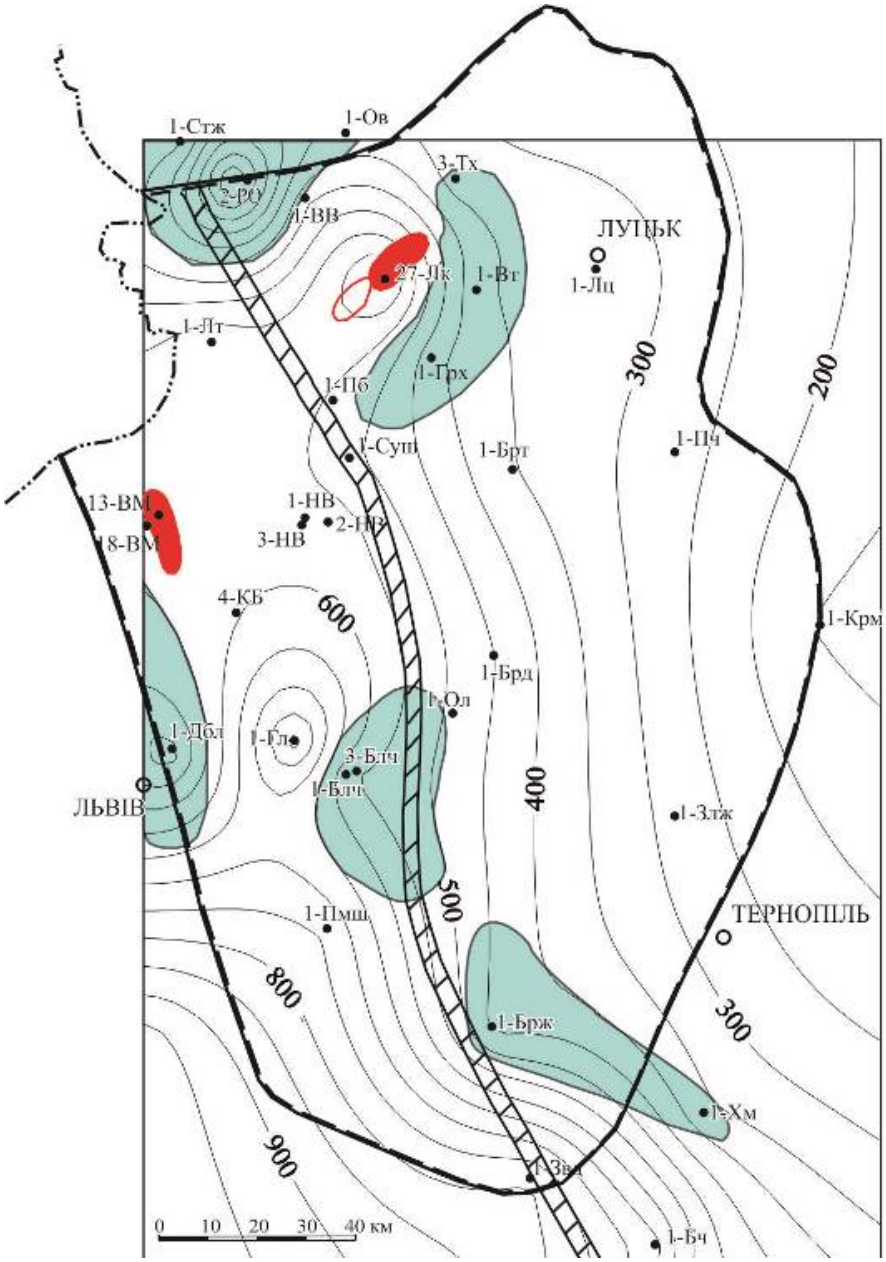


Рис. 2. Зіставлення просторового розміщення п'єзомінімумів у кембрійських відкладах з контурами газових покладів в девонських відкладах Львівського палеозойського прогину

Висновки. Палеогідродинамічні реконструкції сарматських товщ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину та кембрійських відкладів Львівського палеозойського прогину дали можливість окреслити зони палеоп'єзомінімумів, які за сприятливих структурно-тектонічних, літолого-фаціальних та гідрогеохімічних умов можуть стати зонами формування газових покладів. Результати зіставлення просторового розміщення палеоп'єзомінімумів з розташуванням розвіданих на сьогодні покладів газу показали, що основна частина розвіданих газових родовищ регіону локалізується в межах виділених ділянок успадкованих п'єзомінімумів, що вказує на ефективність застосування таких досліджень.

Робота виконана авторами в рамках бюджетних тем «Гідрогеологічні умови формування, збереження вуглеводневих покладів та геоекологічні проблеми нафтогазовидобутку у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину» та «Дослідження особливостей геологічної будови земної кори Західного регіону України у зв'язку із пошуками нафтогазових і метановугільних покладів» Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України.

Література

1. Атлас родовищ нафти і газу України: У 6 т. / Гол. ред. М. М. Іванюта. Львів, 1998. Т. 4.
2. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1972. 280 с.
3. Медвідь Г.Б. Палеогідродинамічний чинник у процесі формування покладів вуглеводнів у межах північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину / Геодинаміка, Вид-во Львівської політехніки. Львів. 2011. С. 199–201.
4. Medvid H., Sprynskyy M., Kolodiy V., Medvedev A. and Palchykova O. Paleohydrodynamic reconstruction of north-western part of the outer zone of the Carpathian foredeep in connection with oil and gas presence // Proceedings XVIII th Congress of the Carpathian-Balkan Geological Association. September 3–6, 2006. Belgrade, Serbia. P. 356–359.
5. Новосилецкий Р.М. Геогидродинамические и геохимические условия формирования залежей нефти и газа Украины. М.: Недра, 1975. 227 с.
6. Щерба В.М., Павлюх И.С., Щерба А.С. Газовые месторождения Предкарпатья. Киев: Наук. думка, 1987. 148 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 338.45:622.32

ЕКОНОМІЧНИЙ ПОТЕНЦІАЛ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ З ВАЖКОВИДОБУВНИМИ ЗАПАСАМИ

Пілка М.С., *аспірант, mykola.pilka@ukr.net,*
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
м. Івано-Франківськ, Україна

Розглянуто основні принципи ранжування запасів вуглеводнів, аналіз структури запасів, необхідний для оцінення перспектив переводу їх частини в рентабельні у разі зміни економічних умов, а також за появи нових методів і технологій залучення запасів у розробку. Охарактеризовано основні принципи гідродинамічного моделювання, як важливого інструменту пошуку та приросту запасів вуглеводнів, а також детального комплексного вивчення продуктивних колекторів на основі сучасних досягнень геологічних та геофізичних наук, що є одним з основних шляхів освоєння важковидобувних запасів вуглеводнів.

ECONOMIC POTENTIAL OF THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON DEPOSITS WITH HARDRECOVERABLE RESERVES

Pilka M., *research student, mykola.pilka@ukr.net,*
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

The main principles of the ranking of hydrocarbon reserves are considered, deposits structure analysis is needed to evaluate the prospects of transferring their parts to cost-effective ones if some economic conditions will change, as well as the appearance of new methods and technologies for attracting these reserves into development. Hydrodynamic modeling, as an instrument for the search and growth of hydrocarbon reserves, its quantitative and qualitative assessment and a detailed comprehensive study of productive collectors based on modern achievements in geological and geophysical sciences is one of the main ways of development of hardrecoverable reserves.

Низький ступінь використання розвіданих запасів нафти і газу в Україні зумовлює необхідність інвестування науково-технічних розробок і заходів з підвищення нафтогазовидобутку із родовищ, які вже перебувають в експлуатації. Такі заходи потребують значних інвестицій для налагодження процесів буріння нових свердловин та бокових стовбурів у вже існуючих свердловинах, переоблаштування систем збору та обліку вуглеводнів на старих родовищах, придбання новітніх технологій та хімреагентів для інтенсифікації видобутку. Інвестиційні ресурси вітчизняних видобувних підприємств є обмеженими і вимагають детального та об'єктивного обґрунтування при їх використанні. Тому важливою проблемою для подальшого нарощування видобутку вуглеводнів в Україні є не лише пошук та акумуляція інвестиційних ресурсів, але й їх ефективне використання. Проблема підвищення ефективності інвестицій у нафтогазовидобувній галузі України є актуальною ще й у зв'язку з багатьма ускладнюючими факторами: природними, технологічними, економічними.

У сучасному світі одним із найпоширеніших та найякісніших інструментів при прийнятті оперативних рішень у процесі розробки нафтогазових родовищ є тривимірне гідродинамічне моделювання. Проте достовірність таких моделей безпосередньо залежить від точності вхідних даних, отриманих в результаті не тільки промислових досліджень, але й підходів до інтерпретації отриманої інформації. Побудова гідродинамічної моделі триває багато часу і вимагає високої кваліфікації інженерно-технічного персоналу, особливо при моделюванні великих об'єктів зі складною будовою та тривалою історією розробки. Для обґрунтування достовірності результатів гідродинамічного моделювання необхідно застосовувати комплексні аналітичні методи, які повинні передувати побудові повномасштабної геологічної моделі. Такі методи дають змогу визначити початкові видобувні запаси вуглеводнів, причини їх фактичного відхилення від раніше затверджених обсягів, виявляти можливості їх значного нарощення [1].

Детальне комплексне вивчення продуктивних колекторів на основі сучасних досягнень геологічних та геофізичних наук, побудова геолого-гідродинамічних моделей, їх адаптація до історії розробки, виявлення залишкових запасів, їх кількісне і якісне оцінення є одним з основних шляхів освоєння важковидобувних запасів вуглеводнів. Застосування сьогоднішніх і створення нових технологічних рішень для ефективного видобутку нафти і газу за позитивних економічних показників, є логічним продовженням комплексу робіт на низькорентабельних родовищах вуглеводнів. Основним джерелом приросту запасів вуглеводнів на родовищах з тривалою історією розробки є невиявлені поклади за межами продуктивної частини розрізу родовища та пропущені нафтонасичені інтервали в його межах; нафтонасичені інтервали в продуктивній частині розрізу, які слабо або зовсім не задіяні в розробці; цілики нафти та зони підвищеної нафтонасиченості, які сформувалися в процесі розробки родовища [2].

Управління запасами вуглеводнів можливе шляхом їх умовного розподілу, що дозволяє виділити ділянки для буріння нових свердловин, планувати геолого-технічні заходи, дослідно-промислову розробку, геологорозвідувальні роботи. Також стає можливим оцінити важковидобувні запаси і їх величини, з якими нафтогазовидобувна компанія зможе працювати за певних податкових пільг, появи нових прогресивних технологій або інших економічних факторів, які дозволять значно скоротити експлуатаційні витрати.

У роботі [3] використано підхід для визначення складності родовища з точки зору досягнення величини кінцевого вилучення нафти (КВН). Він базується на використанні індексу складності пласта RCI (Reservoir Complexity Index), який формується шляхом аналізування геолого-фізичних характеристик пласта. У процесі досліджень було виявлено хорошу кореляційну залежність між RCI та величиною КВН. Геолого-фізичними параметрами, які характеризують якість покладу та формують величину RCI є проникність пласта, контраст проникності пласта (десятковий логарифм співвідношення проникності найбільш та найменш проникних елементів пласта – шарів чи фацій), вертикальна і горизонтальна зв'язаність пластів, щільність запасів нафти. Для кожного з виділених параметрів визначено індекс складності від 1 до 5. Для покладу, що аналізується за кожним параметром, присвоюють значення індексу складності, яке базується на об'єктивних границях і суб'єктивних оцінках. Значення індексів параметрів нормалізують від 1 до 0. Індекс RCI формується на основі нелінійних комбінацій індексів окремих параметрів. Високі значення індексу означають більш складний резервуар.

Звісно, що в дослідженні важковидобувних запасів потрібно використовувати не тільки технологічні, але й економічні показники, тобто важковидобувними необхідно вважати ті запаси, які не можливо ефективно вилучити в економічних умовах з сучасними технологіями. Тому обґрунтування віднесення запасів родовища до даної категорії має базуватися на основі повного техніко-економічного розрахунку показників розробки родовища. В роботі [4] описано методологію віднесення запасів до категорії важковидобувних, яка базується на показнику питомого накопиченого вилучення нафти на одну експлуатаційну свердловину, який забезпечував окупність капітальних і експлуатаційних витрат. Як параметри фільтраційно-ємнісних властивостей пластів і характеристик флюїдів використовували проникність пласта, в'язкість нафти, щільність запасів нафти, приведений коефіцієнт піщаності і Dykstra-Parson (ці коефіцієнти характеризують ступінь залучення пластів витісненням). Для параметрів фільтраційно-ємнісних властивостей пластів у заданому діапазоні їх зміни розраховували накопичений видобуток нафти за заданий період розробки покладу. Рівняння регресії питомого накопиченого видобутку нафти використовували для побудови таблиці з коефіцієнтами складності параметрів фільтраційно-ємнісних властивостей. Таку таблицю застосовують для виділення важковидобувних запасів вуглеводнів на основі розрахунку індексу складності запасів.

Використання в якості критеріїв окремих параметрів пластів без врахування інших може призвести до виключення з категорії важковидобувних значної кількості запасів вуглеводнів, розробка яких в сучасних умовах є нерентабельною, а тому вони можуть бути залучені до розробки тільки за відповідної стимуляції.

Розробка родовищ з важковидобувними запасами пов'язана зі значними труднощами, проте інженерний підхід з використанням моніторингу розробки, гідродинамічного моделювання, залучення міжнародного досвіду і нових технологій дозволить підвищити рентабельність і отримати додатковий видобуток значних обсягів вуглеводнів, що забезпечить не тільки досягнення максимальної ефективності інвестицій, але й найповніше використання природних ресурсів вуглеводнів.

Облік запасів вуглеводнів та віднесення їх до певних класифікаційних груп є важливим завданням в управлінні запасами вуглеводнів. Розподіл запасів за певними критеріями дає змогу виділити перспективні неохоплені розробкою ділянки родовищ, а також оцінити важковидобувні запаси, з якими видобувна компанія зможе працювати за умови зменшення податкового навантаження, появи нових технологій або будь-яких інших факторів, що значно скоротить експлуатаційні витрати при розробці родовищ з важковидобувними запасами.

Процес віднесення запасів вуглеводнів певного родовища до категорії важковидобувних потребує певного вдосконалення. Використання існуючого механізму виділення важковидобувних запасів за критичними значеннями одного з геолого-фізичних параметрів покладів не охоплює всі запаси вуглеводнів, які неможливо ефективно вилучити в сучасних економічних умовах з наявними технологіями. Тому підхід, який базується на використанні сукупності основних геолого-фізичних параметрів покладів вуглеводнів є більш коректним для обґрунтування віднесення запасів до категорії важковидобувних.

Значного зростання видобутку вуглеводнів в Україні не можна досягти за сучасної системи оподаткування та рівня розвитку сервісного ринку. Потенційно довгостроковим кінцевим результатом реформи оподаткування є імпортозаміщення за рахунок власного видобутку, що є досяжним за умови покращення інвестиційного клімату та залучення міжнародного мобільного капіталу, націленого на видобування вуглеводнів. Гнучка державна політика у законодавчій, виконавчій та особливо податковій сферах дасть змогу зберегти баланс інтересів держави та надрокористувача, що є надзвичайно важливим фактором збільшення власного видобутку вуглеводнів.

Подальший розвиток нафтогазової галузі потребує значного залучення інвестицій як у родовища, які розробляються, для оновлення діючих фондів, так і для ділянок, які є на стадії геологорозвідувальних робіт і проектування видобутку. Вибір першочергових об'єктів для отримання інвестицій у галузь вітчизняної промисловості доцільно за результатами оцінки інвестиційної привабливості, яка передбачає встановлення абсолютних та відносних критеріїв та ранжування запасів вуглеводнів.

Незважаючи на важливу роль видобувної галузі для забезпечення сталого розвитку вітчизняної промисловості та гарантування економічної безпеки України, сьогодні відтворення і приріст видобувних запасів вуглеводнів активно наближається до критичного рівня, за яким можуть розпочатися безповоротні процеси руйнування галузі. Створення ефективної, конкурентоздатної, економічно доцільної видобувної галузі дозволить здійснити реальний перехід національної економіки від сировинно-експортного до ресурсно-інноваційного етапу розвитку.

Література

1. Rapid method for oil-field development assessing / D. Khodanovich, R. Malkosh // Oil Industry Journal. 2017. [Електронний ресурс]. Режим доступу: www.onepetro.org/journal-paper/OIJ-2017-06-084-087-RU (Дата звернення 01.08.2019 р.)

2. Re-activation of Multilayer Oil Field Development at the Late Stage of Production / Rasim N. Diyashev, N. Nurislamov, V. Voronovsky. *Society of Petroleum Engineers.* 2006. [Електронний ресурс]. Режим доступу: www.onepetro.org/conference-paper/SPE-104361-MS (Дата звернення 01.08.2019 р.)

3. OG21 – Oil and Gas in the 21st Century. Norway's technology strategy for the 21st centry // C/O The research council of Norway. 2012. P. 64–68.

4. Justification of Hard-to-Recovery Reserves Using Integrated Geological Parameters / A. Shandrygin, D. Dubrovky. *Society of Petroleum Engineers.* 2016. [Електронний ресурс]. Режим доступу: www.onepetro.org/conference-paper/SPE-181908-MS (Дата звернення 01.08.2019 р.)

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98

ДОСЛІДЖЕННЯ ХАРАКТЕРУ ОБВОДНЕННЯ ГАЗОНОСНИХ ГОРИЗОНТІВ НА РОДОВИЩАХ ПЕРЕДКАРПАТТЯ

Чорний О.М.,[1] *к. геол. н., chorniy2142@ukr.net,*
Кузів І.М.[2]***,*** *ivan.kuziv@gmail.com,* ***Левицька Г.М.***[2]***,*** *levitska_1@ukr.net,*
1 – ГПУ «Львівгазвидобування», м. Львів, Україна,
2 – Львівське відділення Українського науково-дослідного інституту природних газів, м. Львів, Україна

Проведені дослідження показали, що у випадку однорідних високопроникних колекторів і рівномірного відбору газу звуження контуру газоносності пластових покладів або підйом поточного газоводяного контакту масивних покладів відбувається також рівномірно разом з гравітаційним розподілом газу і води. Неоднорідність продуктивних пластів і нерівномірний відбір газу із покладу ведуть до одностороннього або вибіркового обводнення покладу. У зв'язку з цим необхідно регулювати відбір газу з метою активного впливу на вибірковий рух води. Успішне вирішення цього завдання можливе лише за умови детального вивчення водоносного басейну та ступеня неоднорідності продуктивних пластів, а також контролю за надходженням води в поклади.

RESEARCH THE NATURE OF WATERING GAS-BEARING HORIZONS ON THE PRE-CARPATHIAN DEPOSITS

Chornyi O.,[1] *Cand. Sci. (Geol.), chorniy2142@ukr.net,*
Kuziv I.[2]***,*** *ivan.kuziv@gmail.com,* ***Levytska G.***[2]***,*** *levitska_1@ukr.net,*
1 – GIM «Lvivgazvydobuvannia», Lviv, Ukraine,
2 – Lviv Branch of the Ukrainian Research Institute of Gas, Lviv, Ukraine

Studies have shown that in the case of homogeneous high-permeability reservoirs and uniform gas selection, the narrowing of the gas-bearing contour of reservoir deposits or rise of the current gas-water contact of massive deposits also occurs uniformly with the gravitational distribution of gas and water. The heterogeneity of the productive layers and the uneven extraction of gas from the deposit lead to unilateral or selective flooding of the deposit. In this regard, it is necessary to regulate the selection of gas in order to actively influence the selective movement of water. Successful solution of this problem is possible only if a detailed study of the aquifer and the degree of heterogeneity of the productive layers, as well as control of the flow of water into the deposits.

При розробці газових покладів пластові води суттєво впливають на фільтраційні процеси та кінцеве газовилучення. У пласті такі води знаходяться у безпосередньому контакті з газовою фазою. У відношенні до газового накопичення вони можуть бути зовнішніми та внутрішніми. Зовнішні – це пластові води, які оточують газовий поклад. Сюди відносяться контурні води, які оточують газові поклади пластового типу; підошовні, що знаходяться під масивними газовими покладами; залишкові – у покришці та нижньому газоупорі. Серед внутрішніх вод розрізняють конденсаційні, тобто, водяна пара, розчинена в газі; залишкові, які не були витиснені з пористого середовища при формуванні покладу, а також такі, що утримуються непроникними пропластками продуктивного горизонту. Залишкові води утримуються поверхнево-молекулярними і капілярними силами.

На фільтраційні процеси можуть впливати також «чужі» води. Це води, які потрапляють в пласт з інших горизонтів через неякісну ізоляцію заколонного простору свердловин, фільтрати промивних рідин, що потрапляють в пласт при бурінні та ремонті свердловин; відсепаровані промислові, що скидаються в поглинаючі горизонти, або води, які застосовуються для заводнення продуктивних горизонтів з метою інтенсифікації видобутку газу.

Процес видобутку газу здійснюється за рахунок пластової енергії, що складається із пружної енергії стисненого газу, пружної енергії скелету породи, пружної енергії пластових вод та потенційної енергії пластових вод в полі сили тяжіння. Одночасно можуть проявлятися усі форми пластової енергії. Створюючи додаткову енергію, пластові води здійснюють позитивний вплив на

процес видобутку газу, так як сприяють просуванню газу до вибою свердловини і більшому його вилученню із пласта.

Але рухомі пластові води створюють в більшості негативні ефекти. Рухаючись разом із газом до вибою свердловин, вони закупорюють порові канали і тим самим збільшують фільтраційний опір для газу. Потрапляючи на вибої свердловин і в газозбірні мережі, пластові води створюють труднощі при експлуатації свердловин і промислового обладнання. Якщо приплив води до вибою досягає значної величини, пластової енергії може бути недостатньо для виносу її на поверхню, і експлуатація свердловин припиняється. У залежності від активності і характеру надходження пластових вод може обводнитися весь експлуатаційний фонд свердловин при значних запасах газу, що залишаються у пласті. Газ залишається у циликах, що відрізані накопиченою водою, в окремих невідпрацьованих газонасичених прошарках, як правило, з гіршими колекторськими властивостями. Особливо великі запаси газу залишаються у тих випадках, коли надходження пластових вод відбувається нерівномірно та при високих пластових тисках.

Свердловини обводнюються і при наявності неактивних зовнішніх вод. На пізніх стадіях розробки покладів конденсаційні і залишкові води накопичуються на вибоях, перекриваючи частково чи повністю інтервали перфорації. При цьому внаслідок капілярного насичення можуть заводнитися газонасичені прошарки. Навколо свердловин створюється водонасичена оторочка, що перешкоджає поступленню газу до вибою. Видалення води із вибою не завжди забезпечує освоєння обводнених прошарків. Крім того, вода, яка накопичується на вибоях свердловин, сприяє руйнуванню привибійної зони. У результаті експлуатаційні свердловини обводнюються раніше, ніж пластовий тиск досягає мінімальної величини, тобто такої величини тиску, який забезпечує економічно обґрунтований відбір газу.

Темпи надходження води в поклад залежать від колекторських властивостей водоносного горизонту, співвідношення розмірів водоносного басейну і газового покладу, пружної ємності басейну. Водоносні басейни, що мають зв’язок з поверхнею, характеризуються більшою активністю пластової води. У цьому випадку темп припливу води в поклад пропорційний різниці між гідростатичним (у даному випадку початковим) і поточним тисками. При відсутності зв’язку з поверхнею водоносний басейн можна розглядати як безкінечний або як обмежений. Для таких випадків виведено формули, які дозволяють розрахувати приплив води в поклад в залежності від п’єзопровідності і пружної ємності басейну. Ці формули разом з рівнянням виснаження покладу і припливу газу до вибою дозволяють робити прогнозні газодинамічні розрахунки видобутку газу в умовах водонапірних режимів [1].

Значна частина наших досліджень присвячена характеру обводнення газоносних горизонтів. Результати цих досліджень показали, що у випадку однорідних високопроникних колекторів і рівномірного відбору газу звуження контуру газоносності пластових покладів або підйом поточного газоводяного контакту масивних покладів відбувається також рівномірно разом з гравітаційним розподілом газу і води. Неоднорідність продуктивних пластів і нерівномірний відбір газу із покладу ведуть до одностороннього або вибіркового обводнення покладу. У зв’язку з цим необхідно регулювати відбір газу з метою активного впливу на вибірковий рух води. Успішне вирішення цього завдання можливе лише за умови детального вивчення водоносного басейну та ступеня неоднорідності продуктивних пластів, а також контролю за надходженням води в поклади [2].

Крім нагромадження на вибої води передчасне припинення експлуатації свердловин відбувається через піщано-глинисті пробки, що утворюються на вибоях свердловин. Глинисті та піщані частинки, які накопичуються на вибої, поступово перекривають нижні інтервали перфорації, перешкоджаючи надходженню газу з нижніх пропластків. Піщано-глинисті пробки утворюються у більшості свердловин, що експлуатують сарматські та баденські горизонти. У ряді випадків

наявність таких піщано-глинистих пробок веде до прихоплення фонтанних труб та складних ремонтних робіт.

Кінцеві коефіцієнти газовилучення пласта, покладу та родовища в цілому будуть тим вищі, чим менші стануть пластові тиски і зменшиться обводнення. Ефективна розробка покладу на пізніх етапах, тобто за умов низьких пластових тисків, можлива у випадку експлуатації свердловин із стійкими дебітами, які перевищують мінімальні. Тому важливим напрямком підвищення кінцевого газовилучення є забезпечення експлуатації кожної свердловини з дебітами більшими мінімального ($q>q_{min}$) при найнижчих тисках в пласті та на гирлі. Усі роботи, спрямовані на зниження фільтраційних коефіцієнтів, з одного боку, та на зниження тиску на гирлі до атмосферного і нижче, з іншого, сприяють підвищенню кінцевого газовилучення.

Якщо дебіти свердловин досягли мінімальних величин, їх подальша експлуатація є нестабільною. Потрібні заходи, спрямовані на припинення надходження води на вибій або на своєчасне видалення її з вибою.

Водоізоляційні роботи дають ефект у тих свердловинах, де пластові води прориваються по більш проникних пластах в умовах значних товщин продуктивних горизонтів сарматських і баденських відкладів або у випадку прориву води з іншого горизонту. У продуктивних пошарових покладах сарматського і баденського горизонтів традиційні ізоляційні роботи не дають позитивного ефекту, так як разом з ізоляцією води перекриваються шляхи надходження газу до свердловини. Зі зменшенням пластового тиску в продуктивних пластах збільшуються труднощі проведення ізоляційних робіт у зв'язку з поглинанням, та знижується їх ефективність. Тому при тисках, нижче 0,3 гідростатичного, проведення ізоляційних робіт потребує складнішої технології, тобто застосування рідин на базі пінних систем, пакеруючих пристроїв і т.д. [1, 3, 4]. У той же час ефективність таких робіт в малодебітних свердловинах незначна.

На кінцевому етапі експлуатації свердловин основними методами інтенсифікації стають методи, спрямовані на видалення води з вибою. При експлуатації свердловин з нестійкими дебітами ($q>q_{min}$) у більшості випадків необхідні заходи, спрямовані на видалення рідини з вибою. Дуже простим і часто найефективнішим методом є продувка свердловини в повітря. Він ефективний тоді, коли свердловина експлуатується при робочому тиску вище атмосферного. При стравлені тиску свердловини в атмосферу перепад тиску від вибою до гирла збільшується, а дебіт свердловини стає більшим q_{min}, і вода видаляється з вибою. Недоліками цього методу є втрати газу та забруднення навколишнього середовища. При робочих тисках, що близькі до атмосферного, продути свердловину практично неможливо.

На газових родовищах проводилось промислове випробування і інших методів з видалення води із вибою. Принцип більшості їх ґрунтується на створенні в ліфтових трубах умов, при яких тимчасове витрачання газу було би більшим q_{min}. Одначе ні один метод не одержав широкого розповсюдження.

Застосування спінюючих речовин для видалення води одержало ширшого розповсюдження. Попадання розчину поверхнево-активних речовин (ПАР) на вибій сприяє утворенню піни в стовбурі свердловини, що перешкоджає злипанню крапель води, утворенню водяних пробок та осіданню крапель на вибої. Вода з піною у цьому випадку виноситься краще, ніж без неї, і це, у свою чергу, збільшує час накопичення води на вибої між двома продувками. Покращанню виносу води сприяє і застосування диспергаторів, дія яких основана на зменшенні розмірів крапель у стовбурі свердловини [1, 5].

Подача ПАР на вибій відбувається за допомогою автоматичних пристроїв типу «Лотос» або нагнітанням розчинів у затрубний простір свердловини. Стікаючи експлуатаційною колоною, ці розчини сприяють утворенню піни на вибої. Хороший ефект застосування ПАР дає незначне його витрачання (2–10 кг) на одну операцію. При збільшенні кількості ПАР утворюється більше піни і

зростає опір руху пінного розчину в трубах. Періодичність закачування ПАР на вибій визначається індивідуально для кожної свердловини. Їх застосування також обмежене в часі, так як винесення води здійснюється за рахунок енергії пласта, яка знижується.

Нами проведено випробовування піноутворювачів на свердловинах Пасічнянського газового промислу, результати якого приведені в табл. 1. [1].

Таблиця 1

Результати випробовування піноутворювачів на свердловинах ГПУ «Львівгазвидобування» (Пасічнянський газовий промисел)

№ свердловини	Кількість ПАР, кг/200л води	До нагнітання		Після нагнітання		Термін дії, в добах
		$P_{тр}/P_{зтр}$, МПа	Q, тис. м^3/д	$P_{тр}/P_{зтр}$, МПа	Q, тис. м^3/д	
1	2	3	4	5	6	7
Рена						
8 Битків	20	1/2,5	8	1/1,5	12	10
304 Битків	20	1,1/2,2	20	1/1,5	25	20
31 Битків	20	1,1/2,5	20	1,1/1,6	30	20
Стінол						
8 Битків	20	1/2,5	10	1/1,5	12	7
304 Битків	20	1,1/2,2	20	1/1,6	25	15
31 Битків	20	1,1/2,5	20	1,1/1,6	30	15
40 Битків	20	1,4/2,8	15	1,4/1,8	25	10
45 Битків	20	1,7/3	22	1,7/2,1	45	25
РП-1						
8 Битків	20	1/2,5	10	1/1,5	12	9
304 Битків	20	1,1/2,2	20	1/1,5	25	20
31 Битків	20	1,1/2,5	20	1,1/1,6	30	20
40 Битків	20	1,4/2,8	15	1,4/1,8	25	15
45 Битків	20	1,7/3	22	1,7/2,1	45	30
Сульфанол						
8 Битків	20	1/2,5	10	1/1,6	12	5
304 Битків	20	1,1/2,2	20	1/1,6	25	10
31 Битків	20	1,1/2,5	20	1,1/1,6	25	10
40 Битків	20	1,4/2,8	15	1,4/1,8	25	7
45 Битків	20	1,7/2,9	22	1,7/2,2	40	20
Сольпен 10Т						
8 Битків	20	1/2,5	10	1/1,5	12	7
304 Битків	20	1,1/2,2	20	1/1,5	25	20
31 Битків	20	1,1/2,5	20	1,1/1,6	30	15
40 Битків	20	1,4/2,8	15	1,4/1,8	25	15
45 Битків	20	1,7/3	22	1,7/2,1	45	30

Отже, проведений нами аналіз геолого-промислових умов роботи свердловин Передкарпаття показав, що доцільно використовувати винесення рідини з обводнених свердловин спінюючими поверхнево-активними речовинами.

При великих припливах води ефективним є і застосування глибинних насосів для підіймання води на поверхню; цей метод застосовувався на Битківському газоконденсатному родовищі [6]. Періодичне відкачування води трубами дозволило продовжити видобуток газу затрубним простором до повного обводнення покладу.

Перспективним напрямком, що забезпечує зниження кінцевого пластового тиску до мінімальної величини, є випереджаюче зниження робочих тисків на гирлі до атмосферного і навіть вакууму. Звичайно умови подачі газу і технічні можливості компресорних станцій не дозволяють знизити тиск на гирлі свердловини нижче 0,4–0,5, а у деяких випадках і 1,0–1,2 МПа. Тому зниження пластового тиску зумовлює перехід на експлуатацію свердловини з дебітами, що менші q_{min}, і обводнення її вибою при ще значних пластових тисках. У подальшому, якщо навіть вдається знизити тиск на гирлі, освоїти обводнені свердловини вже практично неможливо. Тому дуже важливо забезпечити зниження тиску на гирлі свердловини ще до встановлення дебіту, рівного q_{min}. З цією метою застосовуються наявні на промислах потоки газу з високим тиском для ежектування його з виснажених покладів. Застосування ежекторної установки на Дашавському родовищі дозволило знизити тиск на гирлах свердловин до 0,1–0,2 МПа, що забезпечило відпрацювання покладу до пластового тиску 0,4–0,5 МПа. Перспективи дорозробки виснажених покладів також пов'язують зі встановленням малогабаритних пересувних компресорних станцій.

Література

1. Чорний О.М. Дослідження умов обводнення газових і газоконденсатних свердловин Передкарпаття та методи підвищення їх кінцевого газовилучення. Збірник наукових праць ДП «Науканафтогаз» НАК Нафтогаз України «Проблеми нафтогазової промисловості». Київ, 2010. Вип. 8. С. 122–129.

2. Чорний О.М., Левицька Г.М., Кузів І.М., Чорний Е.О. Вплив геологічних чинників на розкриття і розробку газоносних пластів Передкарпатського прогину. *Нафтогазова галузь України.* 2014. № 2. С. 10–14.

3. Адаменко Я.О., Чорний М.І., Чорний О.М. Відновлення проникності і закріплення привибійної зони тонкошаруватих газоносних пластів газових родовищ Передкарпаття. *Науковий вісник.* Івано-Франківськ, 2010. № 1. С. 47–51.

4. Обводнення газових і нафтових свердловин. У 3 томах. Т. 1. Технологічні матеріали і способи ізоляції. / В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський / за редакцією В.С. Бойка. Київ: «Міжнародна економічна фундація», 2006. 792 с.

5. Обводнення газових і нафтових свердловин. У 3 томах. Т.3. Особливості експлуатації свердловин. / В.С.Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський / за редакцією В.С. Бойка. Івано-Франківськ: «Нова зоря» 2011. 713 с.

6. Опыт внедрения глубинно-насосного и газлифтного способов удаления воды из забоя скважин. / Петраш И. П. и др. *Геология, бурение и разработка газовых месторождений.* 1976. № 7. С. 3–6.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 563.12:551.781(477.8)

УТОЧНЕННЯ МОДЕЛІ ПІВДЕННОБОРИСЛАВСЬКОЇ СТРУКТУРИ ЗА ДАНИМИ СТРАТИГРАФІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

***Гнилко С.Р.**, к. геол. н., s.hnylko@yahoo.com, **Кулянда М.Й.**,*
***Лазарук Я.Г.**, д. геол. н., пров. наук. с., lazaruk_s@i.ua,*
***Лемішко О.Д., Марченко Р.П., Братусь Л.П.**,*
Інститут геології і геохіміх горючих копалин НАН України, м. Львів, Україна

На підставі геофізичних і мікропалеонтологічних досліджень проведена стратифікація розкритих свердловиною відкладів палеогену. Виділені: витвицька світа (верхи нижнього – середній еоцен); попельська світа (верхній еоцен); менілітова світа (нижній – верхній олігоцен). У покрівлі попельської світи встановлен шешорський горизонт. У підошві менілітової світи виділені: підкременевий горизонт і бориславський пісковик; кременевий (роговиковий) горизонт.

REFINEMENT OF THE SOUTHERN BORYSLAV STRUCTURE MODEL ON THE BASIS OF STRATIGRAPHIC STUDIES

***Hnylko S.**, Cand. Sci. (Geol.), s.hnylko@yahoo.com, **Kulyanda M.**,*
***Lazaruk Ya.**, Dr. Sci. (Geol.), Lead Researcher, lazaruk_s@i.ua,*
***Lemishko O., Marchenko R., Bratus' L.**,*
Institute of Geology and Geochemistry of NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine

On the basis of geophysical and micropaleontological studies, stratification of the Paleogene deposits discovered by the well was conducted. Defined: Vytvytsya beds (upper lower - middle Eocene); Popele beds (upper Eocene); Menilite beds (lower - upper Oligocene). In the top of the Popele beds is set Sheshory horizon. In the bottom of the Menilite beds, the following are distinguished: the Under-Siliceous horizon and the Boryslav sandstone; Siliceous horizon.

Територія досліджень розташована на ділянці, де промислова нафтогазоносність відкладів палеогену доведена Бориславським нафтогазоконденсатним родовищем. Продуктивні відклади тут перекриті насуненими формуваннями Скибової зони Карпат. У тектонічному відношенні родовище належить до першого і другого ярусів складок північно-західної частини Бориславсько-Покутської зони, а також до Орівської і Берегової скиб Складчастих Карпат, які значною мірою перекривають згадані яруси складок. Нафтогазоносними на родовищі є пісковики і алевроліти у широкому стратиграфічному діапазоні: від воротищенської до стрийської світи включно. Основною серед структур є Глибинна складка, палеогенові відклади якої вміщують понад 80% запасів вуглеводнів Бориславського родовища.

Завдяки сприятливим поверхневим умовам у північній частині родовища добре вивчений основний блок, а також західний його блок. У південній частині останнього пробурені близько півсотні свердловин, у більшості з яких отримано продукцію з покладів менілітової та бистрицької світ. Південноборислаавська структура уявлялася прямим продовженням продуктивних відкладів палеогену в східному напрямку, відділеною тектонічним порушенням від основного блока Бориславської складки. Проте через складні рельєфні умови, відсутність детальних сейсморозвідувальних робіт, природоохоронні обмеження Південноборислаавська площа бурінням не вивчалася. Пробурені у доступних місцях свердловини виявилися або на південно-західному крилі (13- і 17-Іваники) або на південно-східній перикліналі (7-Іваники) прогнозованої Південноборислаавської складки.

З огляду на великі запаси та значні початкові дебіти нафти і газу (особливо з бориславського пісковика) основної на родовищі Глибинної складки Південноборислаавська структура давно викликала інтерес геологів-нафтовиків. З року в рік починаючи з 90-х років минулого століття на розгляді планів пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ НАК «Нафтогаз України» вона пропонувалася першочерговим об’єктом пошукового буріння. І от у 2013 р. ТОВ «Перша українська

газонафтова компанія» пробурена свердловина 1-Південнобориславська, а згодом – і 2-Південнобориславська. Оцінка нафтогазонасичення розкритого розрізу методами ГДС неоднозначна, незважаючи на прямі нафтопрояви під час буріння і в кернах свердловин, промислових припливів вуглеводнів із свердловин отримати не вдалося. Основний об'єкт – бориславський пісковик – виявився суттєво заглинизованим; під час випробування з нього отримані незначні дебіти води.

Ми спробували пояснити причину негативних результатів буріння з точки зору стратифікації розкритих свердловинами відкладів.

Буріння свердловин на Південнобориславській площі супроводжувалося відбиранням глинистих і мергелистих проб зі шламу для мікрофаунистичного аналізу. Проби опрацьовані і проаналізовані в лабораторії Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України.

Обгрунтування віку відкладів. В досліджених пробах визначені дрібні форамініфери неогенового і палеогенового віку. Аналіз форамініфер дав змогу достатньо точно визначити вік палеогенових відкладів, виділених в інтервалі 1935–-2410 м свердловини 1-Південнобориславська. Відповідно до розподілу форамініфер вік відкладів є наступним.

1935–2000м: характерні види – *Tenuitellinata ciperoensis* (Bolli), *T. angustiumbilicata* (Bolli), *Paragloborotalia opima opima* (Bolli). Вік – пізній олігоцен.

2002–2048м: характерні види – *Globoturborotalita ovachitaensis* (Howe and Wallace), *Tenuitella denseconnexa* (Subbotina), *Cibicidoides lopjanicus* Mjatliuk, *C. amphisyliensis* (Andreae). Вік – олігоцен.

2050–2130 м: характерні види – *Caucasina tenebricosa* Pishvanova, *Baggatella divulgata* Subbotina. Вік – олігоцен.

2150–2152 м: характерні види – *Subbotina vialovi* Mjatliuk, *Cibicidoides borislavensis* Mjatliuk, *C. popeliensis* Mjatliuk. Вік – початок олігоцену (ранній рюпель).

2154–2158 м: характерні види – *Subbotina corpulenta* (Subbotina), *Plectofrondicularia costata* Maslakova. Вік – пізній приабон.

2160–2214 м: характерні види – *Dipsidripella danvillensis* (Howe and Wallace) *karpatica* (Mjatliuk), *Catapsidrax* dissimilis (Cushman and Bermudes), *Chilostomella chilostomelloides* Vasicek, *Asterigerina rogalai* Mjatliuk. Вік – пізній еоцен (приабон).

2216–2244 м: характерні види – *Subbotina linaperta* (Finlay), *Cibicidoides pistynkaensis* Mjatliuk, *Cibicides rzehaki* (Grzybowski). Вік – пізній середній–пізній еоцен (бартон-приабон).

2246–2340 м: характерні види – *Subbotina eocena* (Gumbel), *Cibicidoides westi westi* Howe, *C. ventratumidus* Mjatliuk. Вік – середній еоцен (лютет).

2342–2364 м: характерні види – *Reticulophragmium amplectens* (Grzybowski), *Ammodiscus subangustus* Mjatliuk. Вік – середній еоцен.

2404 м: характерний вид – *Recurvoides smugarensis* Mjatliuk. Вік – ранній еоцен.

З урахуванням геофізичних, літологічних і палеонтологічних даних проведено розчленування розкритих бурінням відкладів палеогену (рисунок).

Верхи нижнього – середній еоцен, відклади, що відповідають *витвицькій світі в* інтервалі 2395–2244 м. Пласти пісковиків потужністю 6–10 м відмічені у нижній і у верхній частині інтервалу. У середній частині – сіроколірні аргіліти, вапнисті аргіліти, алевроліти.

Верхній еоцен: *попельська світа.* Коричневато-сірі вапнисті аргіліти в інтервалі 2244–2158 м.

Верхи верхнього еоцену: *шешорський горизонт* в інтервалі 2158–2154 м.

Низи олігоцену: *підкременевий горизонт* і *бориславський пісковик* в інтервалі 2154–2122 м; *кременевий (роговиковий) горизонт* в інтервалі 2122–2118 м.

Олігоцен*: менілітова світа* в інтервалі 2118–1935 м. Чорно-сірі до чорних аргіліти, вапнисті аргіліти, алевроліти, пласт пісковиків у верхній частині інтервалу.

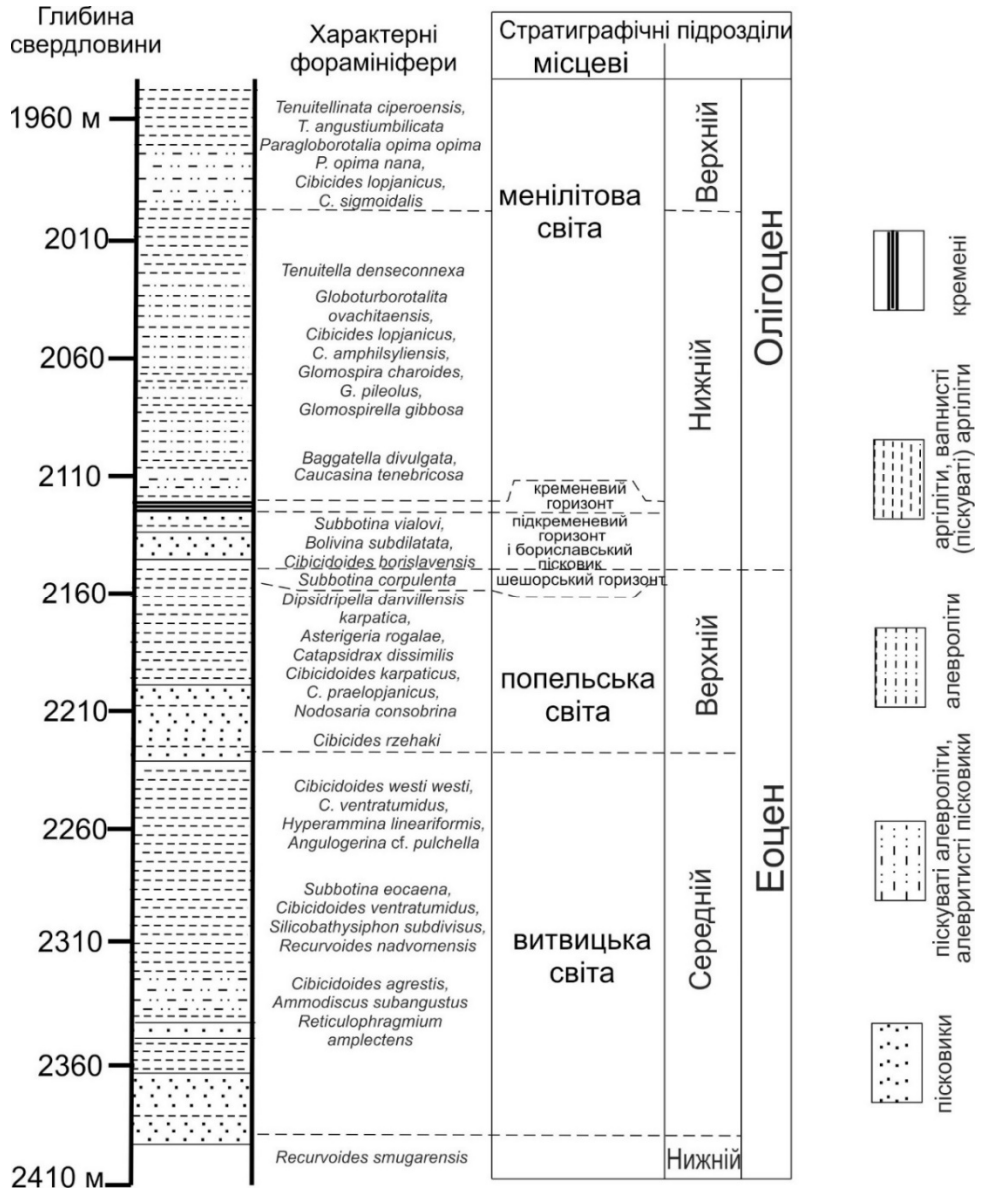


Рис. 1. Профіль палеогенових відкладів свердловини 1-Південнобориславська

Наші стратиграфічні розбивки розрізів свердловин, ув'язані з каротажними матеріалами, свідчать про те, що в межах Південнобориславської структури немає антиклінального перегину відкладів палеогену. Структура південної частини західного блока Бориславського родовища не продовжується на території Південнобориславської площі, відділяючись від неї поперечним зсувом в районі свердловини 2-Північнобориславська. Таким чином палеогенові відклади Південнобориславської площі є моноклінальним продовженням південного крила Глибинної складки. Враховуючи низькі колекторські властивості бориславського пісковика, у межах Південнобориславської ділянки ймовірні лише невеликі за запасами літологічно (а, можливо, і тектонічно) екрановані поклади вуглеводнів. Для визначення ймовірних літологічних екранів доцільно скористатися картами товщин бориславського пісковика, складених М.Я. Вулем на палінспастичній основі.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 550.34+550.36+550.37+551.24

ПРО ТЕРЕЙНОВІ ОСОБЛИВОСТІ ГЕОДИНАМІКИ УКРАЇНСЬКИХ КАРПАТ ТА ЇХ ЗВ'ЯЗОК З НАФТОГАЗОНОСНІСТЮ

***Назаревич А.В.*[1]**, *к. фіз.-мат. н., с.н.с., nazarevych.a@gmail.com,*
***Назаревич Л.Є.*[2]**, *к. геол. н., nazarevych.l@gmail.com,*
1 – Карпатське відділення Інституту геофізики ім. С.І.Субботіна НАН України, (КВ ІГФ НАНУ), м. Львів, Україна,
2 – Інститут геофізики ім. С.І.Субботіна НАН України, відділ сейсмічності Карпатського регіону (ІГФ НАНУ, ВСКР), м. Львів, Україна

За комплексом геолого-геофізичних та геодезичних даних встановлено наявність у Карпатському регіоні України в альпійський та постальпійський (до сьогоднішнього часу) період ряду геодинамічних процесів, які призвели до формування сучасної геолого-тектонічної структури Українських Карпат. Основний (за часово-просторовим масштабом) – насувний (на північний схід), більш ранній – альпійський процес (так звана багатоярусна «крокодилова тектоніка») – спільна дія терейнів Алькапи і Тисії-Дакії на осадові товщі і земну кору Пракарпатського Басейну. Видавлювання на схід (дугове валоутворення – диференційована дія терейну Алькапи) – додатковий, (очевидно, пізніший (постальпійський), накладений, значно більш малоамплітудний процес). Зв'язок нафтогазоносності регіону з першим процесом та утвореними в його результаті складчасто-насувними структурами Карпат відомий і досліджується вже давно. Наявність диференційованої східної дії Алькапи встановлено тільки зараз. З цим останнім процесом кореспондуються особливості залягання ряду вже відомих нафтогазоносних структур у складчастих Українських Карпатах, зокрема, в районі Надвірної, що вимагає врахування дії цього процесу на формування таких нафтогазоносних структур при проведенні нафтогазопошукових досліджень у регіоні.

ON THE TERRAIN PECULIARITIES OF UKRAINIAN CARPATHIANS GEODYNAMICS AND THEIR RELATIONS WITH OIL AND GAS CONTENT

***Nazarevych A.*[1]**, *Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior fellow, nazarevych.a@gmail.com,*
***Nazarevych L.*[2]**, *Cand. Sci. (Geol.), nazarevych.l@gmail.com,*
1 – Carpathian Brunch of S.I.Subbotin name Institute of Geophysics of NAS of Ukraine (CB IGPh NASU), Lviv, Ukraine,
2 – S.I.Subbotin name Institute of Geophysics of NAS of Ukraine, Department of seismicity of the Carpathian region (IGPh NASU, DSCR), Lviv, Ukraine

According to the complex of geological-geophysical and geodetic data the presence of a number of geodynamic processes in the Carpathian region of Ukraine in the Alpine and post-Alpine (to this day) period is established, those processes cause the formation of the modern geological-tectonic structure of the Ukrainian Carpathians. The main (in terms of time and space scale) – thrusting (to the northeast), earlier – alpine process (so-called multi-tiered «crocodile tectonics») – the action of terrains Alcapa and Tizza-Dacia together on the sedimentary strata and the crust of the ancient Carpathian Basin. Extrusion to the east (arc-forming – differentiated action of terrain Alcapa) is an additional, (obviously, later (post-Alpine), imposed, much less expressed process). The connection of the oil and gas content of the region with the first process and the resulting fold-thrust structures of the Carpathians is known and it is studied for a long time. The presence of differentiated oriental action of Alcapa is established only now. With this latter process the peculiarities of occurrence of a number of already known oil and gas structures in the folded Ukrainian Carpathians, in particular, in the Nadvirna area are associated, which requires consideration of the effect of this process on the formation of such oil and gas structures on the conducting of oil and gas exploration in the region.

Вступ. Вивчення геодинамічного генезису тектонічних структур Карпатського регіону України є одним з важливих завдань нафтогазопошукових досліджень, оскільки воно дає можливість встановити закономірності будови та локалізації місцевих нафтогазоносних структур. Тому глибинна будова, геодинаміка та сейсмічність Українських Карпат вивчається впродовж багатьох десятиліть не тільки у процесі загального дослідження геоморфології, геології та тектоніки регіону, а й у руслі розв'язання практичних нафтогазопошукових задач. На сьогодні основні особливості преальпійської, альпійської, постальпійської і сучасної геодинаміки регіону вивчено численними дослідниками достатньо добре, але у процесі поглиблення досліджень з'являються нові

дані і виявляються нові особливості, які займають своє місце в загальній картині взаємопов'язаних регіональних, субрегіональних та локальних геодинамічних і сейсмотектонічних процесів.

Загальна геодинаміка літосфери регіону. Загальний характер сучасної геодинаміки Карпатського регіону України (значною мірою успадкованої від альпійської і постальпійської) – наявність тут режиму горизонтального стиску вхрест Карпат (у напрямку з південного заходу на північний схід) [1, 2]. Це спричинено глобальним плитово-тектонічним процесом – рухом у цьому напрямку Африканської плити, і її тиском на затиснуті між нею та південно-західним краєм Східноєвропейської і Західноєвропейської платформ тектонічні структури Альпійсько-Середземноморського мобільного поясу Європи. В Панкардії, у склад північно-східного сегмента якої входить Карпатський регіон України, у цих процесах приймають участь терейни Алькапа і Тисія-Дакія, свій вплив на них також має астеноліт під Паннонією. Все це спричиняє сучасну сейсмічну активність території нашого регіону, особливості якої коротко описано нижче.

«Крокодилова тектоніка» в Українських Карпатах. Основні рухи терейнів Алькапа і Тисія-Дакія в альпійську і постальпійську епохи відбувалися консолідовано у напрямку на північний схід. Вони (у т.ч. разом з дією північно-східної гілки конвективного потоку від астеноліта під Паннонією) спричинили формування карпатських структур по типу так званої багатоярусної «крокодилової тектоніки» – пошарове насування верхніх (до глибин 7–15 км) шарів порід одні на інші і на масиви фундаменту (з формуванням карпатської насувно-покривної складчастої структури) і одночасне підсування (затягування) нижніх (20–35–45 км) шарів під масиви фундаменту з формуванням кількаярусної коро-мантійної суміші під Українськими Карпатами на глибинах до 65 км [2].

Такі процеси проявляються в характеристиках місцевої сейсмічності, зокрема, в наявності приповерхневих землетрусів у зонах поверхневих насувів і складок в Українських Карпатах, а також у наявності смуг занурення сейсмічної активності з півдня під Карпати (ніби «мінізон Беньофа») у зоні Закарпатського глибинного розлому [3]. На це останнє значно впливає помітна реологічна розшарованість товщ кори регіону з наявністю підзон знижених швидкостей у «гранітах» і «базальтах» кори Закарпаття [1, 2, 4] (наслідок дії високого глибинного теплового потоку від астеноліта під Паннонією), яка проявляється, зокрема, і характерними землетрусами Виноградівської сейсмогенної зони з механізмами субгоризонтального зсуву по покрівлі підзони знижених швидкостей у «гранітах».

Особливості терейнової геодинаміки регіону. Водночас багато даних (зокрема, дані сейсмології та сучасних GNSS спостережень) вказує на те, що маюсь місце також особливі, диференційовані рухи цих терейнів (кожного зокрема). Так, якщо терейн Тисія-Дакія зміщується зараз (дані GNSS та наших деформографів) у близькодіагональному, більше північно – північно східному напрямку – азимут 35–40° (очевидно, за рахунок дії на нього тектонічних структур Балкан і Південних Карпат), то терейн Алькапа рухається помітно більше на схід – північний схід (очевидно, за рахунок витискання в цьому напрямку структурами Альп, а також за рахунок затягування туди ж гілкою потоку астенолітної конвекції), частково вздовж краю Західноєвропейської, та Східноєвропейської платформ, а частково – у напрямку цих платформ (разом і під тиском терейну Тисія-Дакія), і надалі насуваючи наявні перед ним осадові товщі на край платформ і доформовуючи таким чином насуви і складки Складчастих Карпат. Про наявність субсхідної складової таких рухів, зокрема, у постальпійську та сучасну епоху, свідчать не тільки дані сучасних GNSS спостережень і наявність описаних далі специфічних субмеридіонально-діагональних смугово-дугових морфоструктур, а й хід активізації неогенових вулканічних процесів у Закарпатті – при формуванні Вигорлат-Гутинського вулканічного хребта (вулканічна активізація поширювалась з заходу на південний схід, у період від 11 до 7 млн років тому відповідно).

Смугово-дугові субмеридіонально-діагональні геоморфологічні структури в

Українських Карпатах. У світлі врахування наведених вище особливостей геодинаміки терейну Алькапа нами виділено в Українських Карпатах цілий ряд смугово-дугових субмеридіонально-діагональних геоморфологічних структур (простежених у структурі карпатських хребтів та річкових долин, зокрема, в орієнтації ряду відрогів основних хребтів, ланцюжків вершин і менших хребтів нижчих порядків та відповідних долин потоків), які, на нашу думку, сформовані в результаті загального руху (у т. ч постальпійського) терейну Алькапа у східно – північно-східному напрямку – в азимуті 60–70° (рис. 1) з певним відхиленням на схід внаслідок реакції опору південно-західного краю Східноєвропейської платформи. Це, починаючи з північного заходу, смуги структур (валів) по лініях Насічне – Ужок – Свалява, Коритище – Славсько – Міжгір'я, Мислівка – Осмолода – Солотвино, Делятин – Верховина – Гринява – Голошина. Подібного вигляду структури простежуються і на заході, у Словаччині – Польщі (смуги хребтів по лініях: Новий Тарг – Капушани – Сланець – Серенч, Вапенне – Владича – Гуменне, Буківсько – Тісна – Збой – В.Березний – Ужгород) і на південному сході, в Румунії (Берегомет – Фалкеу – Фрумосу – Броштень – Корбу – Георгень, Солка – Гурагумора – Чахлеу – Феджет – Моакша).

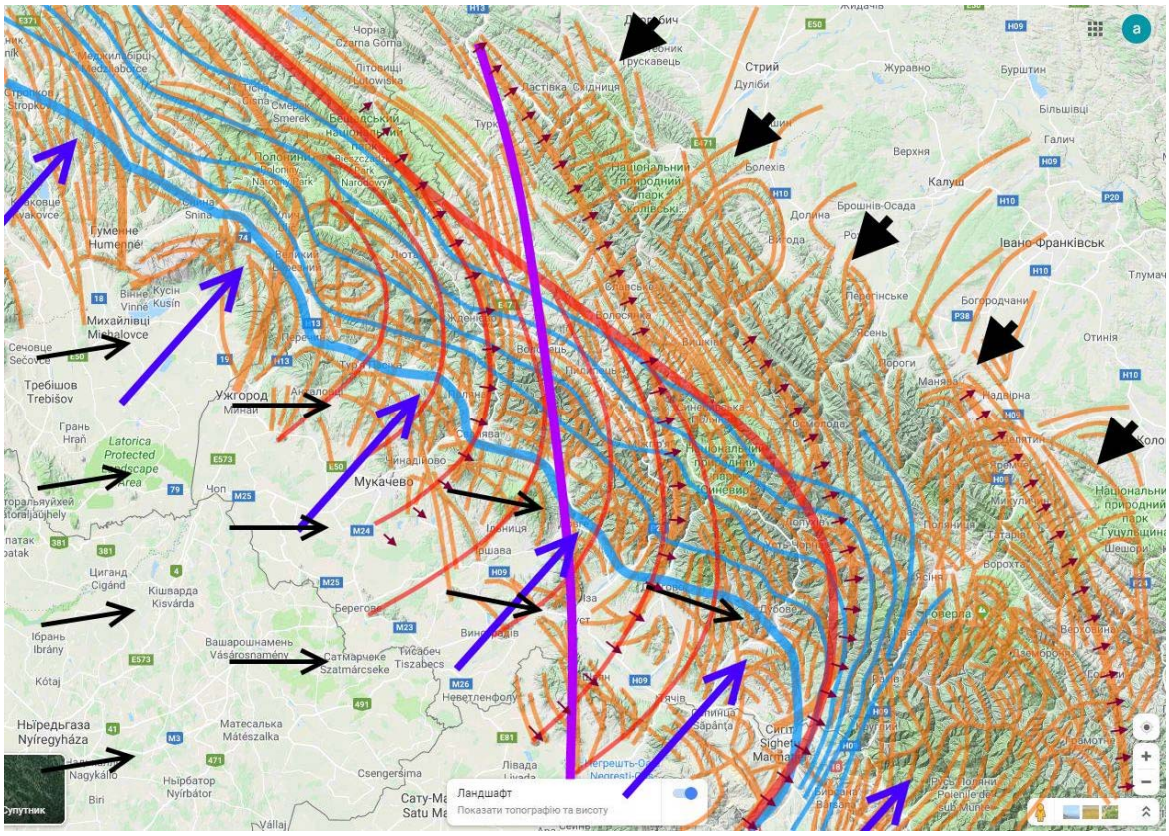


Рис. 1. Різномасштабні смугово-дугові субмеридіонально-діагональні геоморфологічні структури в Українських Карпатах та їх геодинамічний генезис

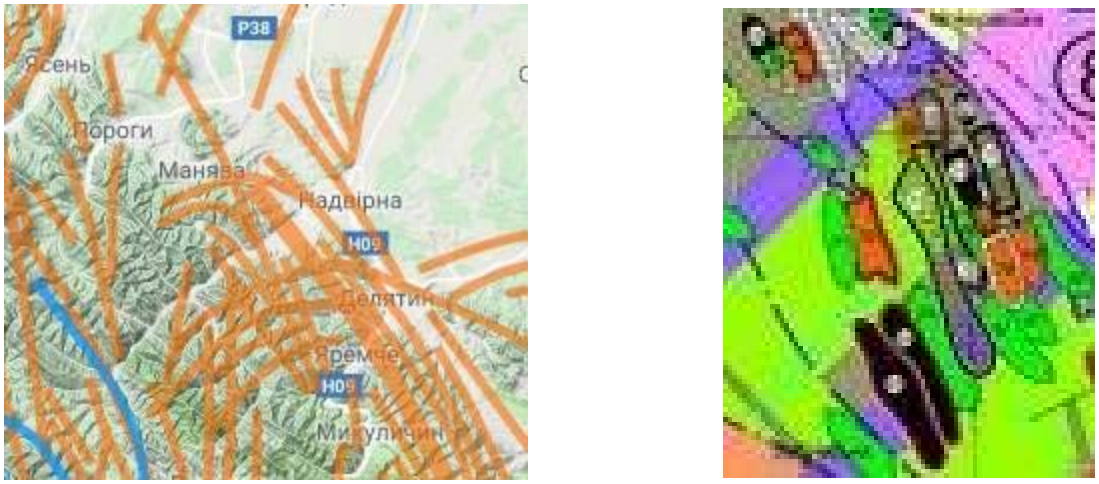
Такі смугові морфоструктури лінійного масштабу 100–160–200 км трасуються ланцюжками вершин, відрогів гребтів та відповідних долин, вони позначають фронти поширення певних «хвиль» напружень-деформацій в основі карпатських насувів (додаткового до основного процесу витискання (нагнітання) геологічного матеріалу). Тому часто характерним для таких структур є підвертання їх південних закінчень до антикарпатського (південно-західного) і навіть субширотного західного напрямків (рис. 1), спричинене «тертям» з північним краєм терейну Тисія-Дакія. Однією з найяскравіших ілюстрацій цього є румунське продовження морфосмуги Мислівка – Солотвино (морфоструктура Сигет – Бая-Маре – Сату-Маре – Карей), разом ці структури якраз і

простежують східне закінчення терейну Алькапа. Відзеркаленням їх є і комплекс структур гір Родна (Румунія). В загальному такі структури часто повторюють рисунок цілої Карпатської дуги Східних і Південних Карпат. Перелічені смугові структури характерні наявністю часто 2-х – 3-х і більше підструктур, паралельних основній, або простяглих дещо віялоподібно по відношенню до неї (рис. 1).

У структурі карпатських хребтів та річкових долин складчастих Українських Карпат, особливо у південній їх смузі, а також на Вигорлат-Гутинському хребті також простежується цілий ряд напівциркоподібних хребтових морфоструктур нижчих рангів (довжиною 30–60 км) з характерною «хвилеподібною» об'ємно-просторовою структурою хребтів (круті зовнішні і значно пологіші внутрішні схили), що також відображають відповідну масштабно-просторову ієрархію в'язко-пружних «тектонохвильових» деформаційних процесів, у т.ч. пов'язаних з розвитком і загасанням субвогнищ астенолітної активізації у Закарпатському прогині.

Про об'єктивність та геомеханічний генезис виявлених смугово-дугових субмеридіонально-діагональних геоморфологічних структур свідчить і їх співвідношення з сейсмічністю. Так, південні закінчення цих структур кореспондуються (послідовно з заходу на схід) з ортогональними сейсмоактивними смуговими зонами на території Закарпатського прогину – Берегово-Свалявською, Виноградово-Міжгірською, Тячево-Углянською, Сигет-Рахівською. На північних закінченнях цих зон (або перед їх фронтом) розташовані зони сейсмічної активізації в Передкарпатському прогині – Бориславська, Долинська, Надвірнянська [5] і відповідні морфоструктурні неотектонічні вузли.

Дугові структури і нафтогазоносність. Нами помічено зв'язок виявлених дугових структур в Українських Карпатах з нафтогазоносністю. Зокрема, підчас досліджень особливостей сейсмотектоніки району Надвірної в Передкарпатті [5] було звернуто увагу на неузгодженість простягання родовищ і основних геоморфоструктур – гірських хребтів. Проведене зараз більш детальне зіставлення просторової локалізації та простягання різних морфоструктур та відомих родових нафти і газу [6, 7] (а, отже, відповідних пасткових геологічних структур) у цьому районі (рис. 2) показує їх помітну неузгодженість з простяганням основних гірських хребтів (кулісоподубне, косе, більш діагональне північ – північно-західне простягання відносно них), а узгодженість якраз з північними закінченнями виявлених тут дугових геоморфоструктур, зокрема, з північним закінченням Делятин – Голошинської смуги (валу).



а) **б)**

Рис. 2. Смугово-дугові субмеридіонально-діагональні геоморфологічні структури (а) та родовища нафти і газу [6] (б) в районі Надвірної

Висновки. За комплексом геолого-геофізичних та геодезичних даних у Карпатському регіоні України мають місце такі геодинамічні процеси. Основний (за часово-просторовим масштабом) – насувний (на північний схід), очевидно, більш ранній і порівняно значно більш амплітудний – альпійський процес (так звана багатоярусна «крокодилова тектоніка») – дія Алькапи і Тисії-Дакії разом. Амплітуди цих переміщень (насувів) оцінено різними авторами для різних сегментів Карпат величинами до 100–250 км. Видавлювання на схід (дугове валоутворення – диференційована дія Алькапи) – додатковий, (очевидно, пізніший (постальпійський), накладений, значно більш малоаплітудний процес). Амплітуди цих процесів (їх горизонтальна складова) нами оцінюються величинами від перших кілометрів до, можливо, 10–20 км в окремих місцях. Ці процеси і їх вплив на утворення різноглибинних структур Українських Карпат вимагають подальших детальних досліджень.

Наявність пов'язаних, у т.ч. з смугово-дуговими зонами особливостей структури карпатських насувів (зокрема, у глибинних ярусах насувів і складок) підтверджує також і кулісоподібна відносно простягання карпатських хребтів (ближча до меридіональної) орієнтація ряду родовищ району Надвірної. Ці структури кореспондуються з північним закінченням Делятин – Голошинської смуги (валу). Тому врахування зазначених особливостей формування насувних, складчастих та розломних структур є важливим при нафтогазопошукових роботах в Українських Карпатах, Передкарпатті і Закарпатті.

Література

1. Назаревич А.В., Назаревич Л.Є., Ковалишин З.І. Природа підзони знижених швидкостей у гранітах кори Закарпаття та її перспективні ресурси. *Вісник Львів. ун-ту.* Сер. геол. 2002. Вип. 15. С. 119–125.

2. Назаревич А.В., Назаревич Л.Є. Глибинні пастково-колекторські тектонічні структури в літосфері Карпатського регіону України: природа, походження і перспективні ресурси. *Наук. вісник ІФНТУНГ*. 2002. № 3(4). С. 10–21.

3. Назаревич А.В., Назаревич Л.Є., Шлапінський В.Є. Сейсмічність, геологія, сейсмотектоніка і геодинаміка району Теребле-Ріцької ГЕС (Українське Закарпаття). *Геодинаміка.* 2016. № 1(20). С. 170–192. DOI: 10.23939/jgd2018.01.060

4. Kováčiková S., Logvinov I., Nazarevych A., Nazarevych L., Pek J., Tarasov V., Kalenda P. Seismic activity and deep conductivity structure of the Eastern Carpathians. – Stud. Geophys. Geod., 2016, 60, 280–296, DOI: 10.1007/s11200-014-0942-y.

5. Назаревич Л.Є., Назаревич А.В. Сейсмогеодинамічна активізація нафтогазоносних районів Передкарпатського прогину (Долина, Надвірна, Борислав). *Мінеральні ресурси України.* 2018. № 2. С. 36–42. DOI: 10.31996/mru.2018.2.36-42.

6. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Вид-во «Центр Європи» (гол. ред. М.Н. Іванюта). Львів. 1998, Т. IV-V.

7. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. Київ: Укр ДГРІ, 2001. 144 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.94: 551. 735 (477.83)

ЗАКОНОМІРНОСТІ ПОШИРЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ГАЗІВ ВУГЛЕНОСНОЇ ТОВЩІ ЛЬВІВСЬКО-ВОЛИНСЬКОГО БАСЕЙНУ

Бучинська І.В., *к. геол. н., с. наук. с., igggk@mail.lviv.ua, ibuchynska@ukr.net,*
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів, Україна

На основі карт газоносності вугільних пластів Червоноградського геолого-промислового і Південно-Західного вугленосного районів Львівсько-Волинського басейну зроблені висновки щодо поширення вуглеводневих газів вугленосної товщі.

REGULARITIES OF THE HYDROCARBON GASES EXPANSION OF COAL-BEARING STRATA OF THE LVIV-VOLYN BASIN

Buchynska I., *Cand. Sci. (Geol.), Senior fellow, igggk@mail.lviv.ua, ibuchynska@ukr.net,*
Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine

Conclusions are made about of the hydrocarbon gases expansion of coal-bearing strata on the basis of the gas presence in coalbeds maps of the Chervonograd geological-industrial and South-Western coal-bearing regions of the Lviv-Volyn basin.

Вступ. Вугленосні формації – значні джерела й місця скупчення метану в земній корі. Сьогодні у світовій практиці вугільні родовища розглядають як комплексні газовугільні. Метан вугільних родовищ оцінюють не лише як супутню корисну копалину, яка міститься у вугільних пластах і вмісних породах, але й як самостійну, видобування якої можливе в економічно доцільних об'ємах за умови застосування гідравлічного розриву пласта.

Забезпечення народно-господарського комплексу України достатньою кількістю паливно-енергетичних ресурсів є актуальною проблемою, що впливає на основи національної безпеки і економічної незалежності країни. Залежність України від зовнішніх енергопостачальників породжує нестабільність у цій галузі в державних масштабах. На сьогодні за рахунок власних резервів з родовищ традиційного типу забезпечується лише близько 10 % потреб у нафті і 20 % – у газі [1]. Потенційні можливості підвищити рівень видобутку вуглеводневої сировини полягають в експлуатації родовищ вуглеводнів нетрадиційних типів: метану газовугільних родовищ, газу центрально-басейнового типу, сланцевого газу та газу ущільнених колекторів [2]. Шахти Львівсько-Волинського басейну загалом безпечні щодо раптових викидів вугілля, породи і газу. Викиди зареєстровані лише на шахтах «Великомостівських» № 6 («Лісова») і № 10 («Степова»). Також у виробках окремих шахт Червоноградської і Великомостівської груп зазначено підвищені вмісти метану і газовиділення у вигляді метанових суфлярів Дегазацію проводять на чотирьох шахтах, каптований метан викидається в атмосферу. Ресурси метану у Львівсько-Волинському басейні становлять понад 10,3 млрд м^3 [3].

Мета. Вивчення закономірностей площинного розподілу вуглеводневих газів вугленосної товщі Львівсько-Волинського басейну

Методи. Основою для вивчення розрізнених проб газоносності вугілля стала побудова карт газоносності. Робочим матеріалом слугували координати розташування свердловин, гіпсоплани вугільних пластів та опрацьована інформація щодо параметрів газоносності вугільних пластів.

Карти газоносності вугільних пластів будувалися за даними попередніх і детальних розвідок, що проводилися у Львівсько-Волинському басейні Львівською і Львівсько-Волинською експедиціями в різні роки. Нами проведена робота по створенню бази даних для встановлення координат свердловин як басейну загалом, так і окремих його ділянок зокрема. Визначено координати (x, y) близько 1,5 тисяч, які в подальшому використовувалися для побудови цифрових карт та схем з використанням програм Surfer.

На карти одночасно виносилися дані про тектонічну будову району, розмиви вугільних

пластів, глибини залягання та ізолінії вмісту метану, що дало змогу проаналізувати закономірності змін газоносності по простяганню кожного з пластів вугілля. Як вихідний матеріал використовувалися гіпсоплани вугільних пластів і геологічні карти масштабу 1 : 25 000. У статті приведено побудовані нами карти газоносності масштабу 1 : 100 000. Однак, навіть карти дрібнішого масштабу дозволяють проаналізувати основні закономірності розміщення метану у вугільних пластах.

Результати досліджень. Розподіл газів у вугленосній товщі ЛВБ дуже нерівномірний. Він зумовлений багатьма природними геологічними факторами, головними з яких є: наявність екрану у вигляді потужної щільної вапняково-мергелевої товщі верхньої крейди, яка в непорушеному стані газонепроникна, тектонічна будова ділянки досліджень, генетичний тип вугілля, його сорбційна метаноносність, ступінь метаморфізму та ін. Для дослідження газоносності вугільних пластів, вивчення поширення газів по латералі і в стратиграфічному розрізі нами були побудовані карти газоносності вугільних пластів $n_7^в$, $n_8^в$, n_8, n_9 для Червонораградського геолого-промислового і Південно-Західного вугленосного районів (рисунок)

На розподіл кількості метанових газів у вугільних пластах Львівсько-Волинського басейну, крім речовинного складу і метаморфізму вугілля, впливали постгенетичні тектонічні порушення, помітну роль також відігравав регіональний епігенетичний розмив, який значно сприяв дегазації вугілля. На перспективній на газ південній площі басейну ним відокремлено два вугільних родовища – Тяглівське і Любельське із руйнуванням їх периферійної частин, де газонасиченість впала майже до 0 м^3/т с.б.м. Водночас в центрі Тяглівського родовища вона значно вища – до 31,8 м^3/т с.б.м, натомість Любельське родовище було максимально дегазовано. Загальна газоносність на цій площі по пласту $n_7^в$ не досягає навіть 1 м^3/ т с.б.м.

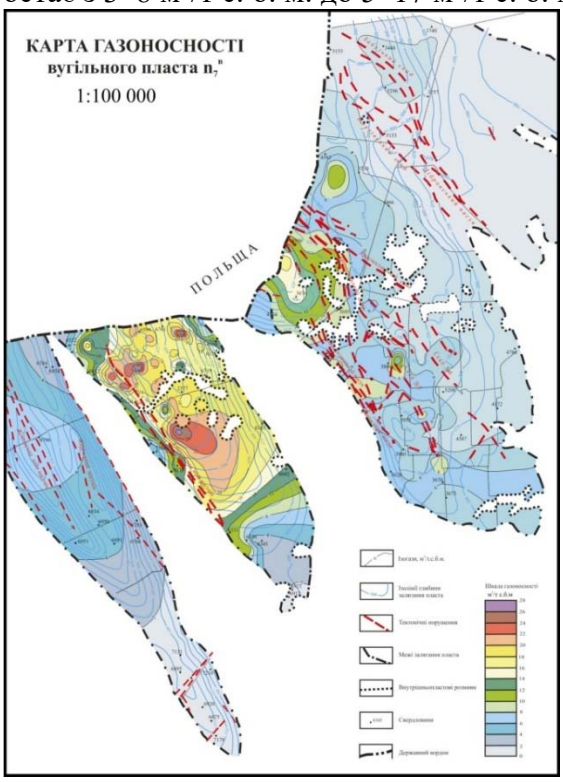
Найнижча газоносність притаманна Любельському родовищу Південно-Західного вугленосного району. В південній частині родовища (поля шахт Любельська 1, 2) всі пласти до n_0^6 залягають у зоні вивітрювання, незначне підвищення вмісту газів на цій території чітко прив'язане до тектонічних розломів [4].

Газоносність Любельського родовища збільшується з південного сходу на північний захід. Аналіз даних газового опробування показує, що всі вугільні пласти башкирського і серпуховського ярусів карбону залягають в метаново-азотній газовій зоні (зоні газового вивітрювання), за виключенням поля шахти Любельська 3, де всі вугільні пласти, починаючи з n_9 залягають в метановій газовій зоні [5].

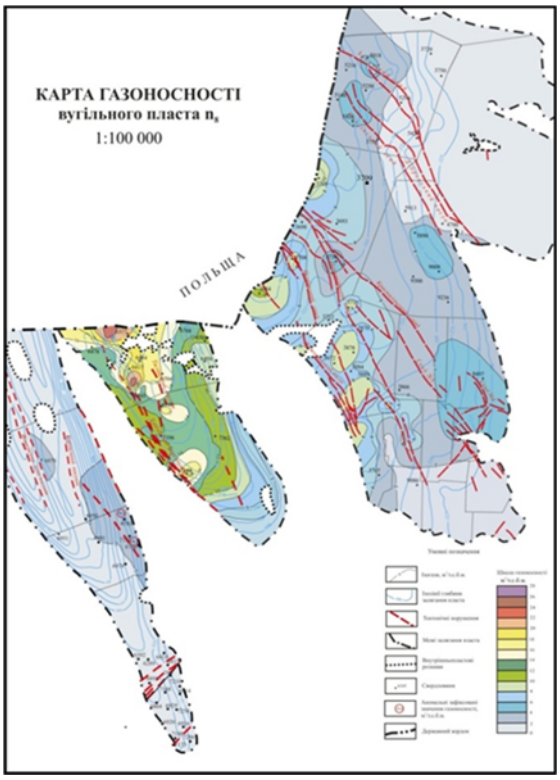
Найбільш газоносним є Тяглівське родовище Південно-Західного вугленосного району, максимальні значення газоносності приурочені до осьової частини Тяглівської синкліналі. Найвища газоносність для вугільних пластів, що досліджувалися, відмічається по осі Тяглівської синкліналі і в північно-західній частині родовища. Переважна більшість вугільних пластів Тяглівського родовища залягає в метановій зоні, тільки пласти b_4 і b_1 – на схилах синкліналі, в азотно-метановій зоні. У метановій зоні вміст метану коливається в межах 60–80 % об. і максимально становить 99,7 % об. Інколи в газовій суміші присутні етан (0,05 % об.), пропан та бутан у незначній кількості. Вміст діоксиду вуглецю змінюється в межах 2,5–6,0 % об. В незначній кількості знайдено водень (0,12–1,8 % об). У поодиноких пробах у газовій суміші трапляється гелій, вміст якого не перевищує 0,5 %. Природна газоносність вугільних пластів Тяглівського родовища змінюється в широких межах – від 2,1 до 31 м^3/ т с. б. м. [6].

Поширення газів по пластах Червоноградського геолого-промислового району (Забузьке і Межирічанське родовища) нерівномірне, спостерігається закономірне збільшення газоносності з сходу на захід. У північній і північно-східній частині Забузького родовища метаноносність вугільних пластів серпуховського ярусу становить 0,01–1,4 м^3/т с. б. м. Зі збільшенням глибини залягання до 500–650 м у південно-західній частині родовища метаноносність підвищується до 2–

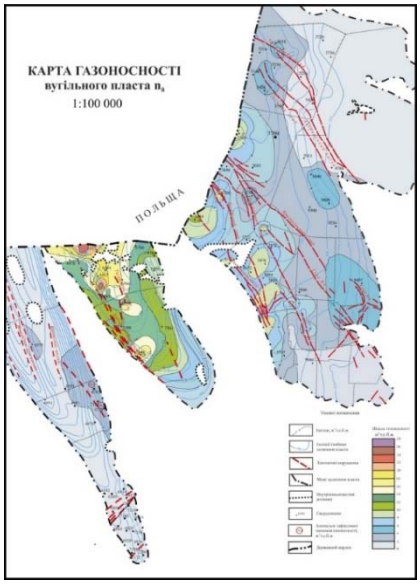
10 м^3/т с. б. м. і досягає на окремих ділянках 12–17 м^3/т с. б. м. На Межиріченському родовищі основних робочих пластів північно-східної частини максимально досягає 3–5 м^3/т с. б. м. Зі збільшенням глибини залягання пластів від 380–450 м на сході і до 500–570 м на заході, газоносність зростає з 3–8 м^3/т с. б. м. до 5–17 м^3/т с. б. м. [6].



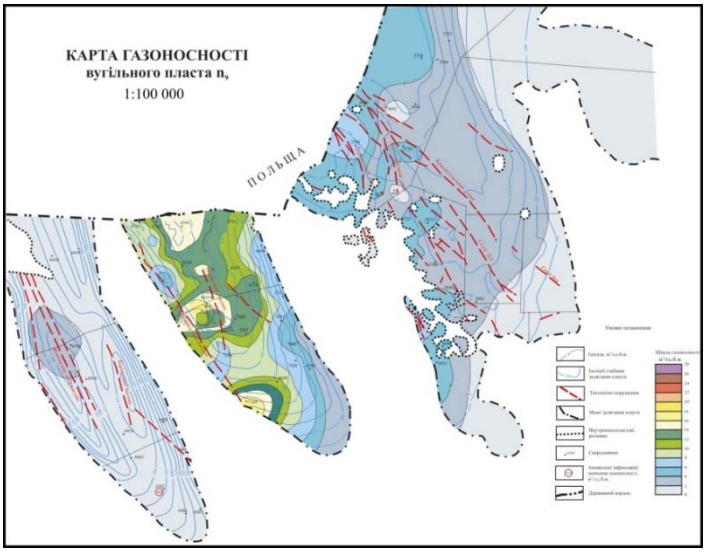
пласт $n^7_в$



пласт n_8



пласт $n_{8^в}$



пласт n_9

Рис. 1. Газоносність пластів Червоноградського та Південно-Західного районів Львівсько-Волинського басейну (склали Бучинська І. В., Явний П. М.) [7, 8]

Аналіз карт вказує на зменшення загальної газоносності пластів від n9 до n7^в. Отже, можна

стверджувати про тенденцію до загального зменшення природної газоносності вугільних пластів з глибиною. Локальні збільшення газоносності по окремих пластах приурочені до тектонічних розломів, або до осьових частин складчастих структур.

Локальні збільшення газоносності по окремих пластах приурочені до тектонічних розломів, або до осьових частин складчастих структур. Велике значення для розподілу газів у вугленосній товщі має Белз-Милятинська зона насувів, яка за деякими дослідженнями є передовим прогином Східноєвропейської платформи [9]. Отже, по системі тектонічних порушень, що мають регіональне значення, може здійснюватися підтік флюїдів, збагачених вуглеводнями. На загальну картину розподілу вугільних газів по латералі впливає девонське Великомостівське газове родовище, яке знаходиться в північно-західній частині антиклінальних структур і пов'язане з Куличківським підняттям. Великомостівське газове родовище знаходиться поблизу вугільного Межиріченського родовища і має безпосередній вплив на формування газоносності вугленосних відкладів. Зіставлення компонентного складу вугільного газу Межиріченського вугільного і газу Великомостівського газового родовищ свідчить про можливість міграції газів з газонасичених порід девону у кам'яновугільні відклади [10]. Формуванню родовищ метану сприяв приплив у складі глибинних вуглеводневмісних флюїдних потоків з перевагою абіогенної складової, що мігрували зонами підвищеної флюїдопроникності в субвертикальних геофлюїдодинамічних структурах за тривалий геологічний час у палеозойській товщі: спочатку з формуванням покладів газу в девонських відкладах (Великомостівське газове родовище), а далі – у відклади карбону розривними порушеннями – відгалуженнями глибинних розломів фундаменту Львівського палеозойського прогину. Ці потоки зафіксувалися постседиментогенними прожилково-вкрапленими новоутвореннями у залікованих системах субвертикальних тріщин.

Висновки. Вміст вуглеводневих газів у вугільних пластах Львівсько-Волинського басейну характеризується крайньою непостійністю по площі. Загальна амплітуда коливань газоносності в межах вскритої частини кам'яновугільних відкладів змінюється від 0 до 31 м^3/т с. б. м. Перспективними для каптування і використання метану є Червоноградський вуглепромисловий та Південно-Західний вугленосний райони, в межах яких середня природна газоносність вугільних пластів дорівнює 5–10 і 10–31 м^3/т с. б. м. відповідно. Зважаючи на незначні запаси вуглеводневих газів в Україні, використання метану від одночасної дегазації вугільних пластів на шахтах Львівсько-Волинського басейну з застосування передових технологічних методів може бути економічно доцільним.

Література

1. Комплексне освоєння газовугільних родовищ на основі потокових технологій буріння свердловин / В.М. Мойсишин, І.М. Наумко, В.І. Пилипець та ін. К.: Наукова думка, 2013. 310 с.
2. Кришталь А.М. Світовий досвід вивчення та використання нетрадиційних вуглеводневих ресурсів. *Мінеральні ресурси України.* 2015. № 1. С. 27–37.
3. Бучинська І.В., Явний П.М. Метаноносність вугленосної товщі Львівсько-Волинського басейну. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2012. № 3–4. С. 17–28.
4. Бучинська І.В. Вугленосність і розподіл вугільних газів у розрізі нижнього карбону Любельського родовища Львівсько-Волинського басейну. *Геологія і геохімія горючих копалин.* 2011. № 3–4. С. 57–67.
5. Сокоренко С, Костик І., Матрофайло М. Особливості сучасної природної газоносності вугільних пластів та вуглевмісних порід Любельського родовища кам'яного вугілля Львівсько-Волинського басейну. *Геолог України*. 2011. № 2, (34). С. 81–89.

6. Прогноз газоносності вугільних пластів Тяглівського родовища Львівсько-Волинського басейну / Петро Явний, Іван Книш, Ірина Бучинська, Святослав Бик. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2009. № 2. С. 39–51.

7. Бучинська І.В. Газоносність вугільного пласта $n_7^в$ Львівсько-Волинського басейну. *Геолог України*. 2011. № 2. С. 24–27.

8. Бучинська І.В. Газоносність вугільного пласта n_8 Львівсько-Волинського басейну. *Геологія і геохімія горючих копалин.* 2011. № 1–2. С. 21–23.

9. Тектоническая карта Украинской ССР и Молдавской ССР м–ба 1 : 500 000: Объясн. Записка / Ю.А. Арсирий, И.Б. Вишняков, Н.Г. Жарков и др. Киев: ГПО «Укргеология», УкрНИГРИ, 1988. 134 с.

10. Узіюк В.І., Бартошинська Є.С., Бик С.І., Явний П.М. Критерії, що зумовлюють сучасну газоносність вугільних покладів південно-західної частини Львівсько-Волинського басейну. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2003. № 1. С. 114–120.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 551.24+553.98(477.8)

ОСОБЛИВОСТІ ТЕКТОНІКИ І ПЕРСПЕКТИВНІ НАФТОГАЗОНОСНІ КОМПЛЕКСИ ВОЛИНО-ПОДІЛЛЯ

Гривняк Г.Б., *igggk@mail.lviv.ua,*
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів, Україна

У межах Волино-Поділля розташована однойменна нафтогазоносна область, яка належить до Балтійсько-Чорноморського перикратону та генетично зв'язана з південно-західним краєм Східноєвропейської платформи. Геологічний перекрій Волино-Поділля складений відкладами протерозойської (рифей, венд), палеозойської (кембрій, ордовик, силур, девон, карбон), мезозойської (юра і крейда) і кайнозойської (палеоген, неоген, антропоген) груп. Осадовий чохол Волино-Поділля поділяється на ряд формацій, які відображають палеотектонічні умови їх формування на різних етапах розвитку.

На Волино-Поділлі знаходяться два великі родовища природного газу Локацьке і Великомостівське, у відкладах девону. Пастками газу на цих родовищах служать антиклінальні складки. Крім цього, тут поширені пастки неантиклінального типу (поховані силурійські рифи, стратиграфічно, літологічно і тектонічно екрановані).

У Волино-Подільській нафтогазоносній області встановлено такі нафтогазоносні комплекси: кам'яновугільно-девонський (реальний) та перспективні – силурійський і кембрійський. До можливо перспективних об'єктів відносяться відклади верхнього венду і верхнього рифею, а також кора вивітрювання кристалічного архей-протерозойського фундаменту. В останній час великі надії пов'язуються зі сланцевим газом, запаси якого на Волино-Поділлі позитивно оцінюються спеціалістами.

PECULIARITIES OF TECTONICS AND PERSPECTIVE OIL-AND-GAS COMPLEXES OF VOLYNO-PODILLIA

Hryvnyak G., *leading engineer, e-mail:igggk@mail.lviv.ua,*
Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NASU, Lviv, Ukraine

The similarly named oil-and-gas bearing area which belongs to Baltic and Black Sea perycraton and is genetically connected with southwest edge of the East European platform is situated within region of Volyno-Podillia. Geological block of Volyno-Podillia is made of deposits of Proterozoic group (the Riphean, the Vendian), Palaeozoic group (the Cambrian, Ordovician period, the Silurian, the Devonian, the Carboniferous), Mesozoic group (the Jurassic, the Cretaceous) and Cainozoic group (the Paleogene, the Neogene, the Quaternary Period). The sedimentary cover of Volyno-Podillia is shared on a number of formations which reflect paleotectonic conditions of formations forming at different stages of development.

Two big natural gas fields: Lokatsk and Velykomostivsk are located in region of Volyno-Podillia. Anticlinal folds serve as gas traps on these fields. Besides, traps of non-anticlinal type (stratigraphically-, lithologically- and tectonically-screened silurian reefs).

The following oil-and-gas complexes: coal-devonian (real), silurian and cambrian - perspective ones are established in Volyno-Podillia oil-and-gas bearing area. Deposits of the upper Vendian and upper Riphean and also residual soil of crystal archean - proterozoic foundation belong to possible perspective objects. Recently great expectations are connected with natural shale gas, reserves of which are positively estimated by experts in region of Volyno-Podillia.

В межах Волино-Поділля розташована однойменна нафтогазоносна область (НГО). Вона входить до складу Балтійсько-Чорноморського нафтогазоносного поясу і генетично зв'язана з південно-західною окраїною Східноєвропейської платформи. В територіальному відношенні це – Волинська і, частково, Львівська, Тернопільська, Івано-Франківська, Чернівецька області. На Волино-Поділлі відкрито два невеликі родовища природного газу і одне скупчення нафти непромислового характеру у відкладах девонського віку.

Геологічний перекрій Волино-Поділля складений відкладами протерозойської (рифей, венд), палеозойської (кембрій, ордовик, силур, девон, карбон), мезозойської (юра і крейда) і кайнозойської (палеоген, неоген, антропоген) груп. Він лежить на архейсько-протерозойському фундаменті, який представлений магматичними і метаморфічними породами. У напрямку із сходу на захід поступово збільшується стратиграфічна повнота геологічного перекрою та товщина більшості його

підрозділів. Найбільша товщина осадового чохла перевищує 9 км (за геофізичними даними) у західній частині Волино-Подільської плити, з них на відклади палеозою припадає 6,5 км.

Осадовий чохол Волино-Поділля поділяється на ряд формацій, які відображають палеотектонічні умови їх формування на різних етапах розвитку, а саме: лагунно-континентальна строкатоколірна магматогенно-теригенна (R_3), покривно-льодовикова (V_1) (байкальський етап); базальна лагунно-континентальна (V_1), трапова (V_1), нижня морська теригенна (V_2–Є), теригенно-карбонатна (О), карбонатно-глиниста (S), верхня морська теригенна (D_1^1), червоноколірна континентальна (oldredsandstone) (D_1^{2-3}) (каледонський етап); теригенно-карбонатна (D_2–D_3), вугленосна (C_1–C_2) (герцинський етап); базальна лагунно-континентальна (J_2–J_3^1), карбонатна (J_3–K), морська регресивна теригенна (P–N) (альпійський етап).

Формаційний аналіз осадового чохла Волино-Поділля дозволяє на генетичній основі виділити (у віковій послідовності) тектонічні елементи на кожному етапі розвитку: Волино-Оршанський авлакоген, крайову систему у складі волино-подільської частини Балтійсько-Чорноморського перикратону з крайовим прогином та постумний передовий прогин (Львівсько-Люблінський). Складність і своєрідність будови регіону обумовлені передовсім його розташуванням у зоні зчленування древньої Східноєвропейської платформи з поліциклічним Середземноморським геосинклінальним поясом, а послідовність формування – довгою і різнобічною взаємодією зі структурами облямування.

Доальпійська еволюція Волино-Подільської НГО відбулася при пануванні депресійного геодинамічного режиму. Крім того, у північно-східній її частині виразно відчутний вплив тектонічної активізації Волинсько-Оршанського авлакогену, а на південному заході – дія горизонтальних тектонічних сил під час завершальних фаз герцинського тектогенезу.

За структурно-тектонічними особливостями, які обумовлюють наявність природних резервуарів нафти і газу, Волино-Поділля можна поділити приблизно по Радехівському розлому на дві частини: східну – моноклінальний схил і західну – властиво Львівський прогин. В межах прогину у палеозойських відкладах (переважно герцинський комплекс) виявлено понад 30 антиклінальних складок, згуртованих у декілька смуг (ліній) північно-західного простягання та ускладнених розривними тектонічними порушеннями, а саме: Зашківська, Жовківська, Бутинська, Куличківська, Сокальська і Литовезька. В кожній із цих смуг виділяється від двох до семи локальних складок. До однієї із складок Куличківської смуги приурочене Великомостівське газове родовище. В південно-західній частині прогину (від Немирівського клину Західноєвропейської платформи до Куличківської лінії складок включно) смуги складок генетично зв’язані із насувами і підкидо-насувами, які утворилися під тиском тангенціальних сил з боку Карпатської геосинкліналі в кінці герцинського етапу. В північно-східній частині прогину (від Куличківської лінії складок до Володимир-Волинського розлому) брахіантиклінальні складки розташовані вздовж підкидів і скидів, тобто, дія тангенціально скерованих сил тут не проявилась.

На моноклінальному схилі стверджено узгодженість у заляганні верств каледонського і герцинського комплексів. Тут, на тлі загального моноклінального падіння верств у західному і південно-західному напрямках виділяються валоподібні підняття та окремі антиклінальні складки. В північній частині моноклінального схилу встановлено декілька валоподібних піднять північно-західного простягання, найяскравішим представником яких є Локацьке підняття. На півдні Волино-Поділля також знаходиться декілька смуг антиклінальних складок, однак вже північно-західної орієнтації. Окремі плікативні структури на моноклінальному схилі представлені переважно брахіантиклінальними складками, у розташуваннях яких не простежується певної закономірності.

У межах Волино-Поділля є численні розривні тектонічні порушення виділені на підставі геологічних і геофізичних даних. Вони відрізняються між собою за відношенням щодо простягання головних геоструктурних елементів, орієнтуванням відносно сторін світу, тектонічною значимістю

і типом. Розломи відіграють важливу роль у будові регіону та в розміщенні родовищ корисних копалин, в тому числі нафти і газу. Серед розривних тектонічних порушень розрізняють такі основні типи: скиди, підкиди і насуви. У південно-західній частині Львівського прогину присутні насуви і підкидо-насуви у відкладах герцинського і, частково, каледонського комплексів. Скиди розповсюджені, головним чином, на моноклінальному схилі.

Розломи Волино-Поділля, як правило, розтинають палеозойські і верхньопротерозойські відклади, а також кристалічний фундамент. В утвореннях альпійського комплексу вони майже не простежуються або зачіпають лише його долішню частину, а часом відбиваються у вигляді флексур.

В товщі домезозойських нашарувань встановлено низку горизонтів із задовільними колекторськими властивостями, а також слабопроникні верстви (покришки). До перших відносяться пісковики поліської серії рифею, верхньовендські теригенні породи, піщані горизонти кембрію (балтійська серія, бережківська серія), рифогенні карбонатні породи силуру, піщано-алевритові і, в меншій мірі, карбонатні утворення девону (вапняки і доломіти), піщані шари карбону. До других (флюїдотривів) належать переважно верстви глинистих порід у кембрійській і силурійській товщах, а також ангідрито-доломітові породи девону. Колекторські властивості порід змінюються по площі у залежності від зміни їх літофаціального складу. У загальному, наприклад, для теригенних відкладів кембрію, зі сходу на захід спостерігається зменшення зернистості пісковиків і збільшення глинистості порід та відповідно погіршення їх колекторських властивостей.

У Волино-Подільській нафтогазоносній області пастки газу на відомих родовищах представлені антиклінальними складками. Тут, також поширені пастки неантиклінального типу (поховані силурійські рифи, стратиграфічно, літологічно і тектонічно екрановані тощо), в яких поклади вуглеводнів поки що не виявлені.

Кам'яновугільно-девонський комплекс відкладів – це єдиний реально нафтогазоносний комплекс. В ньому містяться два родовища (Великомостівське і Локацьке) природного газу на території України та вісім родовищ нафти і газу в Польщі у Люблінському прогині (або Львівсько-Люблінському), з них три у відкладах карбону і п'ять у девонських нашаруваннях.

Локацьке родовище знаходиться в Локацькому районі Волинської області на відстані 35 км на захід від м. Луцьк, відкрите в 1979 році. Пасткою для газу служить брахіантиклінальна складка північно-східного простягання, яка є однією з локальних структур Локацького валоподібного підняття. Складка простежена у відкладах верхнього протерозою (рифей і венд) і палеозою (кембрій, силур, девон, нижній карбон). Її розміри – 11,0×3,5 км, висота біля 100 м. Локацька складка відзначається асиметричною будовою: південно-східне крило стрімкіше (4–6°), ніж північно-західне (1,5°). На родовищі є сім газових покладів у відкладах девону на глибинах від 815 до 950 м. Один із них знаходиться у породах тіверської серії лохківського ярусу раннього девону, а решта у середньодевонських відкладах. Основні поклади: один із струтинських, лопушанський і тиверський. Висота поверху газоносності 180 м. Газовміщуючими породами є теригенні відклади – пісковики і алевроліти, крім повчанського покладу, де колектор представлений карбонатними породами. Їх пористість змінюється в межах 3,0–19,8 %, а проникність від $0{,}01\times10^{-15}$ до $10{,}2\times10^{-15}$ м^2. Флюїдотривом служать глинисті, карбонатні і карбонатно-сульфатні пласти, товщиною від 15 до 20 м. Абсолютно вільний дебіт газу у свердловинах міняється від декількох до 165 000 м^3/добу. Газ метановий, у повчанському покладі метану міститься 93,26 %, у лопушанському – 93,71 %. Крім того, у складі газу присутні гомологи метану, вуглекислий газ, азот і гелій. Прогнозні ресурси Локацького родовища – 6 972 000 м^3 газу.

Великомостівське газове родовище розташоване у Сокальському районі Львівської області в 15 км на південний захід від м. Червоноград. Газові поклади містяться у відкладах лопушанської світи (ейфельський ярус середнього девону) і повчанської світи (живетський ярус середнього девону). Пастка представлена брахіантиклінальною Куличківською складкою із зрізаним насувом

південно-західним крилом. Вона є однією з локальних структур Куличківської смуги складок. По покрівлі лопушанської світи структура представлена асиметричною антиклінальною складкою північно-західного простягання з пологим (3–5°) південно-західним і вузьким відносно стрімким (8–10°) північно-східним крилом. Розміри складки: 12,5×3,2 км, висота 80 м. Для лопушанського покладу газовміщуючими є пісковики, а для повчанського – карбонатні породи. Колекторські властивості порід невисокі. Газ сухий, метановий (93,65 %). Абсолютно вільний дебіт в свердловині 6-ВМ (інтервал 2393–2404 м) з лопушанського покладу становив 93 500 м^3/добу. Глибина залягання покладів 2300–2400 м. Флюїдонепроникною покришкою служить гіпсо-ангідритовий горизонт, товщиною 20 м. Тип покладів Великомостівського родовища – пластові склепінні. Записи газу виносять 285 000 000 м^3.

Павлівське нафтове скупчення непромислового значення приурочене до локальної однойменної брахіантиклінальної складки Локацького валу. Розміри складки: 9,0×4,0 км, висота біля 100 м. Приплив нафти отримано у свердловині 1-Павлівська, інтервал 960–963 м, дебіт 0,25 м^3/добу. Нафта важка парафініста, смолиста, малосірчиста, без легких фракцій.

У межах Волино-Подільської НГО встановлено такі нафтогазоносні комплекси: кам'яновугільно-девонський (реально нафтогазоносний), та перспективні силурійський і кембрійський. Крім того, до можливо перспективних об'єктів відносяться відклади верхнього венду та верхнього рифею.

Перспективи кам'яновугільно-девонського комплексу пов'язуються з Львівським прогином. Можливі пастки нафти і газу представлені, в основному, антиклінальними складками. В південно-західній частині Волино-Подільської НГО зони можливого нафтогазонагромадження у цьому комплексі приурочені до смуг антиклінальних складок північно-західного простягання, ускладнених підкидо-насувами. На північному сході області вони пов'язані з валоподібними підняттями північно-східного простягання (наприклад, Локацький вал). Найперспективніші ділянки, однак, розташовані у зоні перетину Волинсько-Оршанського авлакогену з Балтійсько-Чорноморським перикратоном. Перспективними у складі цього комплексу також можуть виявитися коралові вапняки девону, які утворюють рифогенні споруди.

Перспективи нафтогазоносності силурійського комплексу пов'язуються із органогенними спорудами баговицького, малиновецького і скальського горизонтів. Поховані силурійські рифи протягуються вузькою субмеридіональною смугою (15–35 км) через все Волино-Поділля від Володимир-Волинського розлому через Локачі, Горохів, Олесько, Бучач до кордону з Румунією. Найперспективнішою частиною рифової смуги є північна її частина – від Дубненського до Володимир-Волинського розлому. Першочерговими ділянками для проведення геологорозвідувальних робіт на нафту і газ є Локацька, Горохівська і Оглядівська.

Кембрійський комплекс відкладів вважається основним перспективним нафтогазоносним комплексом Волино-Подільської НГО. За оцінкою спеціалістів, у ньому зосереджено понад 50% прогнозних ресурсів вуглеводнів. Поклади нафти і газу можуть бути пов'язані, як з традиційними антиклінальними пастками, так і з пастками неантиклінального типу, зокрема, зонами виклинювання піщаних кембрійських горизонтів підордовицько-силурійську товщу, яка вважається регіональним екраном. Кембрійські відклади є промислово нафтогазоносними у Балтійській нафтогазоносній області, а на Волино-Поділлі з ними пов'язані лише незначні нафтогазопрояви, які спостерігались у процесі буріння свердловин. У товщі кембрійських відкладів виділено п'ять перспективно газоносних горизонтів пісковиків. Найперспективніша ділянка для пошуків вуглеводневих покладів у зонах виклинювання піщаних пластів на підордовицько-силурійську поверхню тягнеться з півночі на південь від Володимир-Волинського розлому через Луцьк-Тернопіль до району Чернівців. Ширина ділянки змінюється від 30 до 45 км. В її межах

передбачується існування як стратиграфічних пасток нафти і газу, так і літологічних, тектонічно екранованих та їх комбінацій.

Верхньовендські теригенні породи, переважно пісковики, можуть бути перспективними в межах Рівненсько-Смотрицького субмеридіонального прогину, який розташований уже поза межами нафтогазоносної області. Проте, проведення пошукових робіт потребує ще додаткового геологічного, геофізичного і гідрогеологічного вивчення цього комплексу відкладів.

Окремим пошуковим об'єктом на нафту і газ можна розглядати пісковики поліської серії рифею, які виповнюють Волинсько-Оршанський авлакоген і характеризуються позитивними критеріями нафтогазоносності. У межах Волино-Подільської НГО встановлено дві перспективні ділянки, де товщина рифейських порід досягає 1000 м. Перша з них розташована на північ від м. Луцьк, друга – в районі між населеними пунктами Львів-Горохів-Нововолинськ. В межах цих ділянок рифейські пісковики перекриті базальтами волинської серії вендського комплексу, які можуть служити покришкою для покладів вуглеводнів.

Не виключена також на Волино-Поділлі перспективність на нафту і газ вулканічних та метаморфічних порід кристалічного архейсько-протерозойського фундаменту. Можливі пастки вуглеводнів слід прогнозувати у корі вивітрювання кристалічного фундаменту в межах валоподібних піднять та на ділянках дроблення порід фундаменту в зонах розломів.

На початку XXI ст. у світі, і в першу чергу в США, почали добувати сланцевий газ, завдяки чому ця країна вийшла на перше місце у світі з видобутку газу. Сланцевий газ міститься у закритих порах сланців і пов'язаний з газом сорбованим мінеральною та органічною речовиною. За оцінкою спеціалістів, великі ресурси (декілька трлн $м^3$) сланцевого газу знаходяться в надрах України, зокрема, у Дніпровсько-Донецькій западині і на Волино-Поділлі. У Волино-Подільській НГО найперспективнішими вважають глинисті породи нижнього силуру, в межах території розташованої на захід від рифової системи.

Література

1. Нефтегазоносные провинции Украины / Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т., Бойчук М.В. и др. Киев: Наук. думка, 1985. 172с.

2. Павлюк М.І., Різун Б.П., Медведєв А.П. Особливості геологічної будови та нафтогазоносність Львівсько-Люблінського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2009. № 1. С. 5–18.

3. Вишняков І., Вуль М., Гоник І., Федишин В. Перспективи пошуків вуглеводнів у верхньовендському комплексі Дністровського перикратону Заходу України. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2009. № 1. С. 36–45.

4. Ризун Б.П., Медведев А.П., Чиж Э.И. Формации осадочного чехла Волыно-Подолья. *Литология и полезные ископаемые.* «Наука». 1976. №3. С. 82–92.

5. Різун Б.П., Чиж Є.І. Особливості розташування та систематика розломів Волино-Подільської плити // Доповіді АН УРСР. 1986. №11. С. 22–25.

6. Різун Б.П., Чиж І. Перехідний комплекс Волино-Поділля в зв'язку з нафтогазоносністю // Доповідь АН УРСР. 1977. №10. С. 884–887.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98.061.4

ПЕРСПЕКТИВИ ПРИРОСТУ ВУГЛЕВОДНІВ ЗА РАХУНОК ВИДІЛЕННЯ ПРОПУЩЕНИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНОНАСИЧЕНИХ ПОРІД У СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ НЕОГЕНОВИХ ВІДКЛАДАХ

Федоришин Д.Д., *д. геол. н, професор, geophys@nung.edu.ua,*
Трубенко О.М., *к. геол. н., доцент, geotom@nung.edu.ua,*
Федоришин С.Д., *к. геол. н., доцент, geophys@nung.edu.ua,*
Трубенко А.О., *grf@nung.edu.ua,*
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна

Розглядаються результати вивчення геологічної будови Крукеницької западини, зокрема продуктивних порід-колекторів неогенових відкладів Тинівсько-Грушівського нафтогазового родовища. За допомогою детального комплексу геофізичних досліджень свердловин встановлено кореляцію пластів, проведено співставлення глибин залягання порід з підвищеним вмістом піщаного матеріалу та побудовано кореляційну схему. Встановлені основні фактори, які впливають на розповсюдження піщаного матеріалу по розрізу сарматського ярусу, а також встановлено співвідношення в продуктивних пластах-колекторах води та газу.

PROSPECTS OF HYDROCARBON GROWTH BY ALLOCATION OF MISSED GAS-CONDENSATE SATURATED LAYERS IN NEOGENE DEPOSITS WITH COMPLEX STRUCTURE

Fedoryshyn D., *Dr. Sci. (Geol.), Prof., geophys@nung.edu.ua,*
Trubenko O., *Cand. Sci. (Geol.), Assoc. Prof., geotom@nung.edu.ua,*
Fedoryshyn S., *Cand. Sci. (Geol.), Assoc. Prof., geophys@nung.edu.ua,*
Trubenko A., *grf@nung.edu.ua,*
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

The results of study geological structure in Krukenytska depression, in particular the productive reservoir rocks of Neogene deposits at Tynivsko-Grushivske oil and gas field, are considered. With the help of detailed geophysical studies correlation of reservoirs was established, the depths of rocks bedding with high content of sandy material were compared and a correlation scheme was constructed. The main factors that influences the distribution of sand material along the Sarmatian tier are determined, as well as the ratio in the productive reservoirs of water and gas.

Проблема виділення піщаних порід невеликої товщини, неогенових відкладів Крукеницької западини Більче-Волицької зони полягає в тому, що інформативність геофізичних досліджень свердловин (ГДС) є невелика за рахунок незначної товщини кожного з прошарків, які рідко перевищують 1 м, а частіше зустрічаються з товщиною 0,15–0,6 м. Геофізичні методи, вимірювальні зонди, окрім мікрозондів не співвимірні із товщиною пласта, що відображається на формі кривих та якості оцінки характеру його насичення.

Проведений геолого-геофізичний аналіз результатів досліджень ділянок та зон, які розташовані на півночі Більче-Волицької зони поблизу Краковецького розлому дозволив відкрити значні поклади газу у межах літолого-стратиграфічних товщ Грушівського родовища. Основні поклади газу приурочені до нижньодашавської підсвити сарматського ярусу в інтервалі продуктивних горизонтів від НД-16 до НД-6. Дебіти газу у свердловинах Грушівського родовища досягали 100–200 тис.м^3/добу. У деяких свердловинах видобуток газу складає 122,8 млн м^3 (св.Грушів-24). Приведені дані вказують на високий потенціал продуктивних нижньодашавських відкладів пошукових горизонтів суміжних площ Тинівсько-Грушівської зони нафтогазонасичення, яка розміщена на північ від Більче-Волицької зони.

При випробуванні горизонтів НД-5, НД-4, НД-3 Тинівської площі в свердловині Тинів-1, отримали промислові притоки газу (до 140 тис. м^3/д). Наступна свердловина Тинів-2, яка пробурена на заході території, дала приплив нафти (до 50 т/д) з верхньоюрських карбонатів. Ще одна св.Тинів-

4 відкрила газоносний пласт в горизонтах НД-12 і НД-13 (дебіти газу досягали 57,8 $м^3$/д). Таким чином пошукові свердловини підтвердили значну перспективність на наявність газу та нафти в межах пошукових площ Крукеницької западини.

Проведений геолого-геофізичний аналіз результатів досліджень Тинівського родовища показав, що його розріз характеризується дуже складною тектонічною будовою. У розкритій осадовій товщі виділяється два структурних поверхи – мезозойської та кайнозойської ер (юрський та міоценовий періоди). Основним структуроутворюючим фактором для обох поверхів є тектонічні розломи. Найбільшим поздовжнім розломом, який обмежує родовище з південного заходу, є Краковецький [1, 2]. Його амплітуда по розмитій поверхні мезозою становить (1300–1400) м.

Нижньосарматський структурний поверх міоценового періоду характеризується своєрідною тектонікою, для якої характерним є пологе залягання порід, а також наявність на загальному фоні Грушівської структури позитивних та від'ємних малоамплітудних складок, однією з яких є Тинівська структура (горизонти НД-2÷5), північно-західного простягання, яка встановлена за результатами буріння свердловин 1-Тинів, 5-Тинів, 6-Тинів, 10-Тинів. Південно-західне крило структури порушене малоамплітудним, повздовжнім скидом, вертикальне зміщення якого по покрівлі горизонту НД-2 досягає 50 м.

Майже всі горизонти верхньодашавської підсвіти сарматського ярусу, в південно-західній частині родовища, а також верхні горизонти нижньодашавської підсвіти зрізані Стебницьким насувом. Його поверхня нахилена на південний захід під кутом 15–20° і поступово зменшує свій нахил в північно-східному напрямку. Відклади Самбірського покриву сильно дислоковані.

Проблема пошуків і розвідки відкладів сармату на Тинівській площі, як і в межах всієї Більче-Волицької зони полягає в тому, що розріз представлений прошарками тонкозернистих, середньозернистих, щільних пісковиків, алевролітів і аргілітів, причому потужність кожного з прошарків рідко перевищує 1 м, а частіше зустрічаються породи товщиною 0,4–0,6 м. Геофізичні методи досліджень у таких умовах мають понижену роздільну здатність, що утруднює процес виділення порід-колекторів, оцінку характеру їх насичення, а також знижує інформативність при визначенні їх фільтраційно-ємнісних параметрів.

Дашавська світа нижньосарматського під'ярусу складається з нижньо- та верхньодашавської підсвіт, які поділяються на серію піскувато-глинистих горизонтів. У верхньодашавських відкладах виділено 14 горизонтів (ВД-1–ВД-14), в нижньодашавських – 17 (НД-1–НД-17). Вищевказані горизонти представлені глинами, аргілітами, алевролітами та пісковиками. Геологічною особливістю будови відкладів сарматського ярусу є тонке перешарування порід та значна фаціальна мінливість їх структури. Піскуваті прошарки в геологічному розрізі часто заміщуються глинистими різновидами. За результатами лабораторних експериментальних досліджень, петрофізичні параметри алевролітів і пісковиків нижнього сармату змінюються в широких межах як за розподілом по площі, так і за величиною параметра: відкрита пористість – від 6 до 30 %, проникність у межах від $0{,}01\cdot10^{-15}м^2$ до $800\cdot10^{-15}м^2$, піскуватість складає від 14 до 52 %. Серед газонасичених пісковиків виділяються міцнозцементовані (густина 2300–2500 кг/$м^3$) пористість 10–18 % і проникність від сотих до десятків $10^{-15}м^2$ та слабозцементовані (густина 2100–2300 кг/$м^3$) пористість 15–30 % і проникність $(18–600)\cdot10^{-15}м^2$. Зокрема, середньостатистичні значення коефіцієнта пористості $К_п$ газоносних порід-колекторів нижньодашавської підсвіти на Грушівській площі становлять 17,9 %, а водонасичених – 18,3 %. У зоні аномально високих (надгідростатичних) пластових тисків (АВПТ) породи розущільнюються та мають кращі колекторські властивості. Так, у зоні АВПТ, на глибинах понад 2000 м середнє значення $К_п$ продуктивних колекторів становить 20,8 %, а водоносних – 11,3 %.

За величиною швидкості розповсюдження поздовжніх і поперечних акустичних хвиль та особливостей їх зміни з глибиною залягання порід, у нижньосарматських відкладах виділяються дві

товщі: верхньо- та нижньодашавську підсвіти до горизонту НД-9 [3, 4, 5]. У геологічному розрізі нижньодашавської підсвіти впевнено за результатами акустичного каротажу (АК) виділяються газопромислово насичені породи у горизонтах НД-1–НД-10. Величина піскуватості літотипів та їхня товщина в кожному горизонті зростає вверх за розрізом. Це знаходить відображення на формі амплітуди геофізичних кривих та швидкостей. Із збільшенням піскуватості порід знизу вверх зростає і швидкість в кожному пошуковому горизонті. При цьому глини, які залягають в основі горизонту, характеризуються мінімальними значеннями швидкостей ($V_{ак}$) або максимальними значеннями інтервального часу ($\Delta T_{ак}$) [6]. Для горизонтів НД-11–НД-14, у розрізах яких переважають глинисті різновиди порід, швидкість знижується і її величина постійна в межах кожного з горизонтів. У нижньодашавській підсвіті спостерігається також і загальне збільшення швидкості з глибиною, що зумовлено процесом ущільненням порід. У зонах АВПТ (НД-12–НД-16) швидкість суттєво зростає порівняно із швидкістю у вищезалягаючих літолого-стратиграфічних товщах порід. Газонасичені пласти в інтервалах нижньодашавської підсвіти, відзначаються зменшенням пластових швидкостей на 200-300 м/с порівняно із швидкістю у водонасичених породах [7].

Вивчення фізичних та геофізичних параметрів порід у розрізі нижньодашавської підсвити за допомогою деталізаційного комплексу геофізичних досліджень свердловин (ГДС) дозволило встановити чітку кореляцію пластів, а також відслідкувати глибини залягання порід, які більше збагачені піщаним матеріалом. Кореляційна схема побудована по профілю від св. Подольці-2 на заході до Тинів-1 на сході пошукової території (рис. 1).

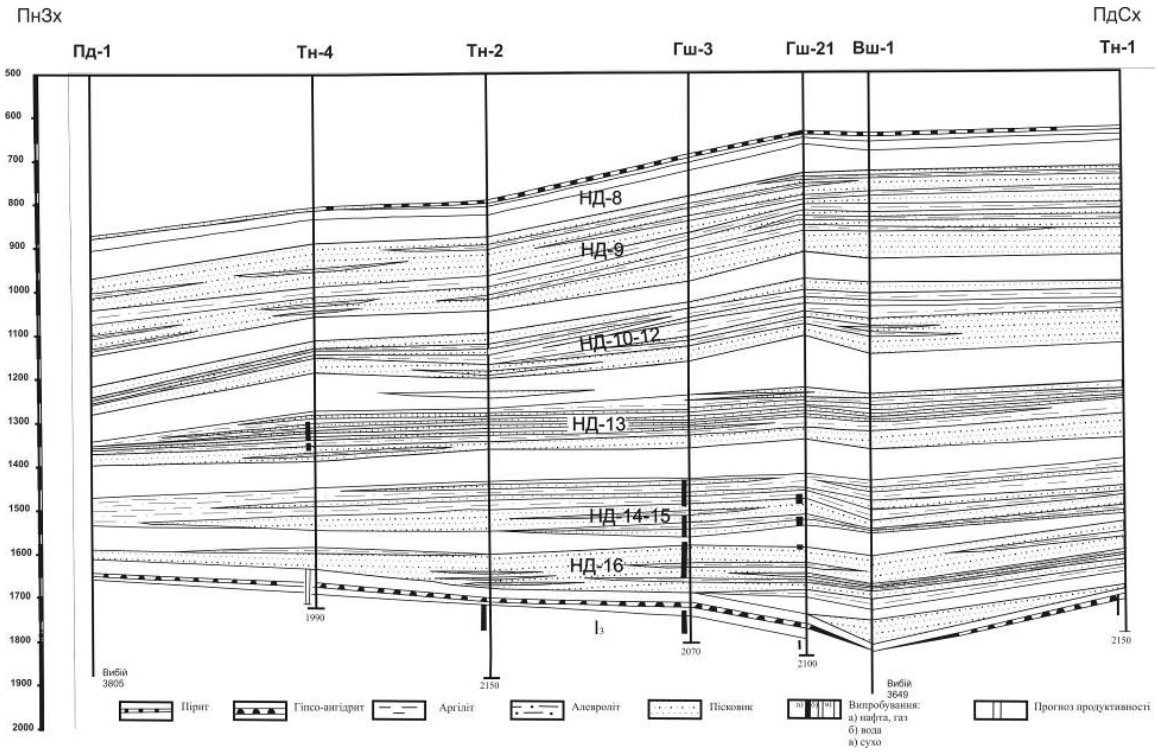


Рис. 1 Літолого-фаціальний профіль Тинівсько-Грушівського нафтогазового родовища

При встановленні характеру насичення піщаних порід у розрізах нижньодашавської підсвіти, виявлений факт залягання водоносних пластів над газоносними породами без явної перемички між ними. У геологічному розрізі це є тонке перешарування пісковиків, аргілітів і алевролітів товщиною

не більше ніж 2 м. Так, водоносна пачка порід, яка залягає над горизонтом НД-13 і відділена від нього двохметровою пачкою аргілітів і алевролітів, прослідкується майже по всім свердловинам (рис. 1). Така особливість геологічної будови відкладів дашавської світи в розрізах сармату спостерігалась неодноразово,і в багатьох випадках це було причиною від'ємних результатів випробувань свердловин, коли водоносний пласт у певному горизонті не дуже чітко проявлявся на діаграмах ГДС, у той час, як при випробовуванні продуктивних порід було встановлено їхнє обводнення.

Піщані «пачки» літологічних відкладів у перспективних горизонтах від НД-1 до НД-17 насправді являють собою скупчення лінзовидних тіл з підвищеною сумарною кількістю порід-колекторів. Кількість і якість лінз-колекторів змінюється по літералі, а також із глибиною їх залягання. Так, по профілю (рис. 2) кількість піщаних лінз колекторів суттєво збільшується у напрямку від св.Подольці-1 до св.Волоща-1 по всіх горизонтах від НД-16 до НД-10. У кожному пакеті залягання лінз, незалежно від вертикального розташування, є лінзи газонасичені і водонасичені.

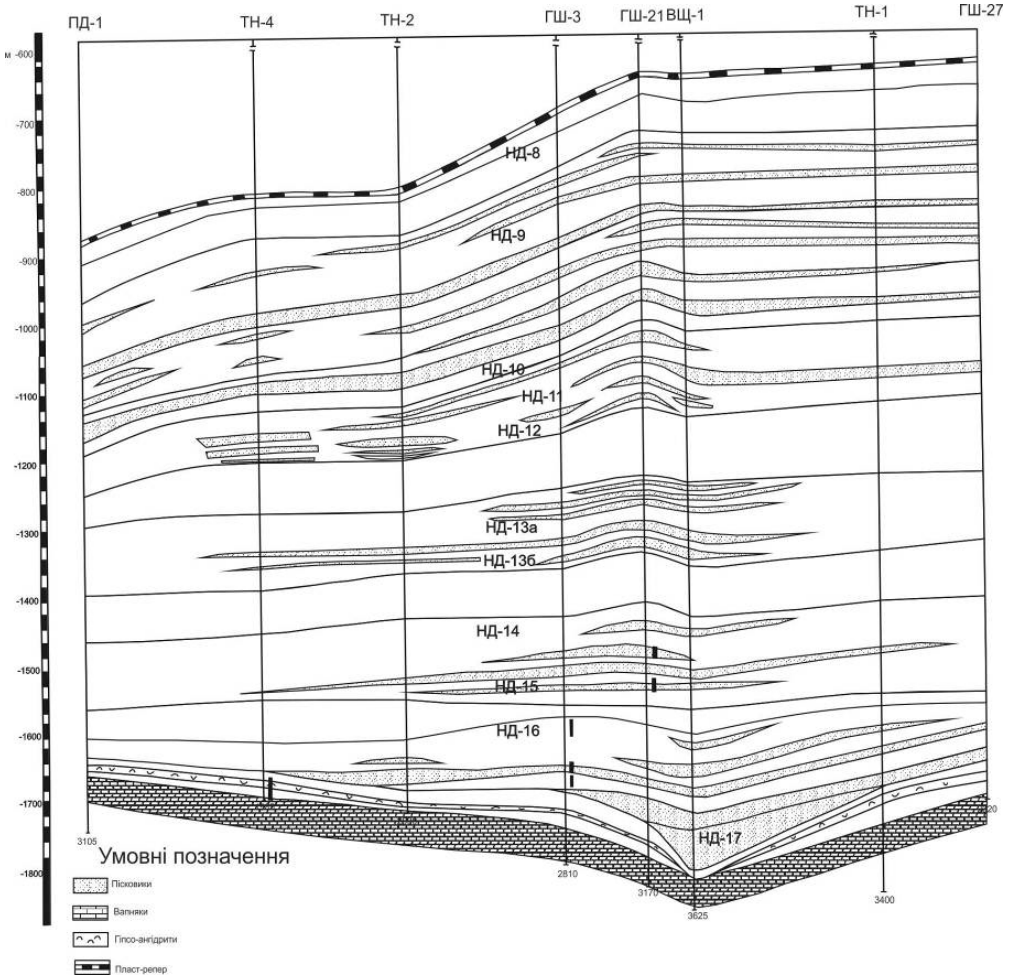


Рис. 2 Схема кореляції піщаних лінз в горизонтах НД-8 - НД-16 Тинівсько-Грушівського нафтогазового родовища даними ГДС

Так, у св.Тинів-4, в горизонті НД-13 (рис. 3) виявлено до трьох лінз (інт. 1655–1620; 1602–1572; 1560–1544 м) із яких верхня характеризується найкращими колекторськими властивостями виповнених пісковиків (інт. 1560–1544 м). У напрямку св.Тинів-2 водоносна лінза виклинюється, а на захід в сторону св.Подольці-1 – вона зберігається. Між покрівлею газонасиченого

(випробуваного) пласта і підошвою водоносного пласта залягає 12 м тонкого нашарування аргілітів (сумарна потужність – 8 м) та алевролітів. Виходячи з цього можна зробити висновок, що такі прошарки є достатніми для екранування газоносного горизонту. У напрямку на схід, в св.Грушів-3 виділено три лінзи, які попередньо відмічені в св.Тинів-4, верхня з яких є водонасичена (інт. 1540–1525 м). Однак у розташованій неподалік від неї св.Грушів-21 виявлено вище вказані три лінзи, тільки водоносна розташована в середині інтервалу горизонту НД-13 поруч з газонасиченими пластами. Ще далі на схід скупчення піщаних тіл в цьому горизонті різко змінюється, лінзи перетворюються в окремі піщані тіла малої потужності, які мають свої форми в літолого-стратиграфічному розрізі, але їх важко простежити сейсмоакустичними методами (св.Тинів-1 і Грушів-27).

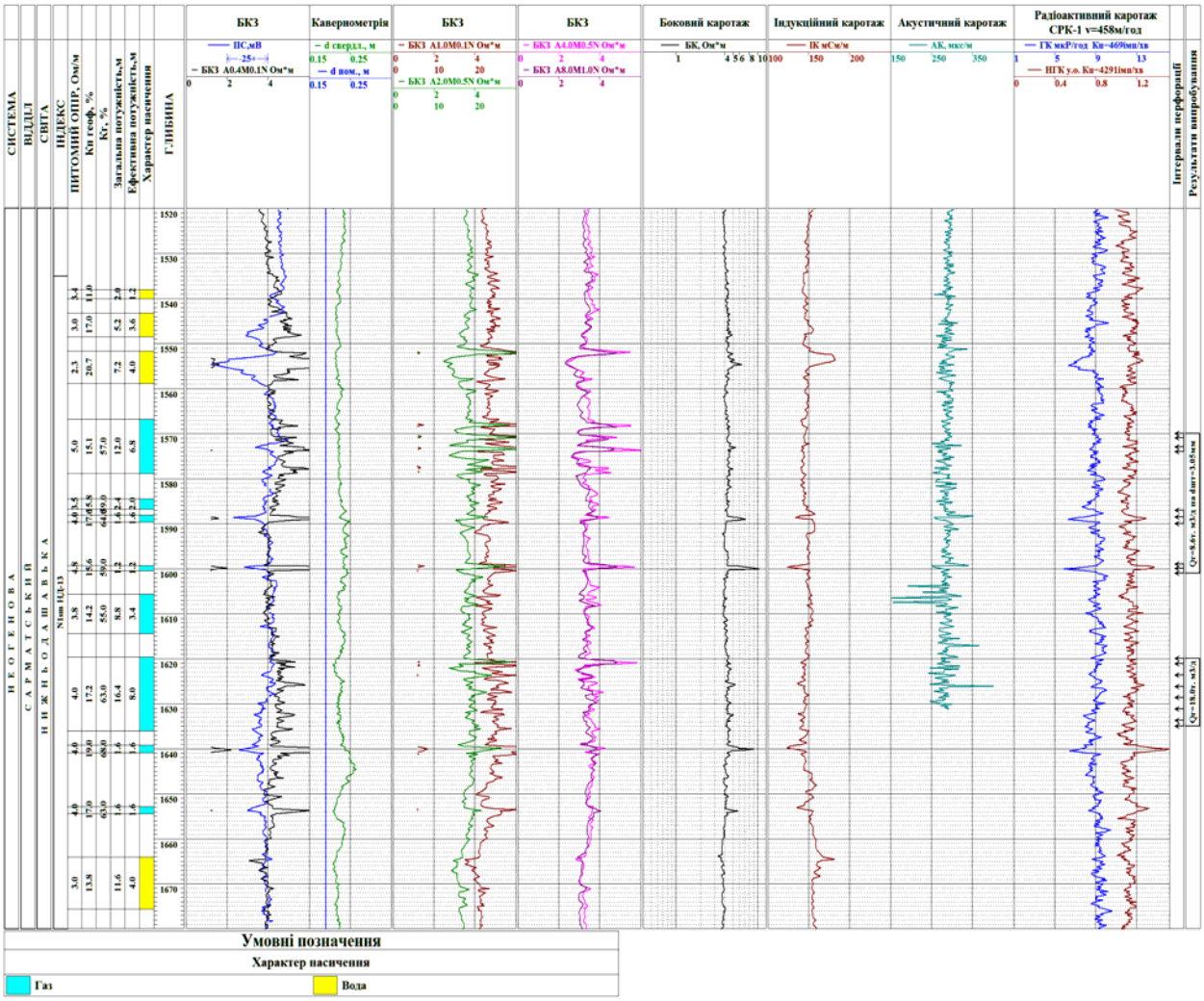


Рис. 3. Геофізичний розріз свердловини Тинів № 4 Тинівсько-Грушівського нафтогазового родовища в інтервалі продуктивного горизонту НД-13

Кожен горизонт нижньодашавської підсвіти проявляє свої закономірності в розповсюджені піщаних тіл із різним співвідношенням газ-вода (рис. 3). На наш погляд, можна виділити два основних фактори, які впливають на розповсюдження піщаного матеріалу при осадконагромадженні в нижньодашавській підсвіті неогенового періоду:

– це є ерозійні процеси поверхні верхньої юри;

– перерозподіл теригенного матеріалу в прибережній шельфовій зоні неогену під дією морських хвиль в період регресивних процесів накопичення.

Незважаючи на значну кількість уже відкритих і розвіданих родовищ Крукеницька западина залишається потенційним об'єктом для пошуку нових зон нафтогазонагромадження. Однією з таких зон є Тинівсько-Грушівська, де у відкладах нижньодашавської підсвіти вже встановлена наявність покладів нафти та газу, і отримані високі дебіти вуглеводнів, що є передумовою прогнозування перспектив на нарощування видобутку нафти і газу у відкладах нижньодашавської підсвіти, суміжних площ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

Дашавська світа нижнього сармату в основному характеризується наявністю в розрізі тонких прошарків пісковиків та щільних алевролітів і аргілітів з малою потужністю, сильною фаціальною мінливістю та незначним значенням проникності, що спричинює низьку інформативність результатів комплексних геофізичних досліджень отриманих в пошукових свердловинах. За результатами акустичного каротажу виділено та відслідковано по латералі газонасичені породи в горизонтах НД-1-НД-10.

Встановлено, що основним фактором, який ускладнює пошук нафти і газу в Крукеницькій западині є наявність водоносного горизонту, який розміщений над газоносними пластами. Встановлено, що між покрівлею газонасиченого пласта та підошвою водоносного, залягає шар аргілітів і алевролітів, який є достатніми для екранування продуктивного газоносного горизонту. Аналізуючи наявні горизонти нижньодашавської підсвіти можна виділити два основні фактори, які впливають на розповсюдження піщаного матеріалу в нижньодашавській підсвіті, а саме ерозійна поверхня верхньої юри та перерозподіл теригенного матеріалу в прибережній шельфовій зоні неогену за рахунок дії морських хвиль в період регресивних процесів.

Література

1. Заяць Х.Б. Ерозійний палеорельєф основи Крукеницької западини як визначальний фактор пошуків нафтогазоперспективних об'єктів в сарматських відкладах / Х.Б. Заяць, Р.П. Морошан, О.С. Гула, Б.М. Буцяк // Нові геофізичні технології прогнозування та моніторингу геологічного середовища: Тези доп. Наук. Конф. До 75-річчя від дня народження д.г.-м.н.,проф. Я.С. Сапужака. (Львів, 5 жовт. 2006 р.). Львів: КВ ІГФ НАН України, 2006. С. 15–16.

2. . Заяць Х.Б. Глибинна будова надр Західного регіону України на основі сейсмічних досліджень і напрямки пошукових робіт на нафту і газ. Львів: Центр Європи, 2013. 136 с.

3. Медвідь Г.Б. Палеогідродинамічний чинник у процесі формування покладів вуглеводнів у межах північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Геодинаміка*. 2011. С. 199–201

4. Морошан Р.П. Вдосконалення та випробування в нафтогазоносних регіонах України методики прогнозування геологічного розрізу на основі сейсмолітмологічного аналізу даних сейсморозвідки та суміжної геолого-геофізичної інформації // УкрДГРІ Звіт за договором №572. 1996. С. 263.

5. Павлюх О. Особливості геологічної будови та формування покладів газу в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2009. №3. С. 31–44.

6. Федоришин Д.Д. Особливості геологічної будови розрізу газових родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, як перспектива пошуку енергетичних джерел. // Нетрадиційні енергоресурси та екологія України: Зб. наук. пр. К.: Манускрипт, 1996, С. 85–87.

7. Федоришин Д.Д. Теоретико-експериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкопрошаркових порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносної провінції): дис. д-ра геол. наук / Д.Д. Федоришин. Львів, 1999. 289 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 550.4:553.3/9 (4)

ГЕОХІМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ОСАДОВИХ ВІДКЛАДІВ ЕВАПОРИТОВИХ БАСЕЙНІВ У КОНТЕКСТІ ЛОКАЛЬНОГО ПРОГНОЗУ НАФТОГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ

Галамай А.Р.*[1]*, *к. геол. н., с. н. с., galamaytolik@ukr.net;*
Сидор Д.В.*[1]*, *к. геол. н., с. н. с., igggk@mail.lviv.ua;*
Максимук С.В.*[1]*, *igggk@mail.lviv.ua,*
Дучук С.В.*[2]*, *zugre@lviv.farlep.net*
1 – Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів, Україна,
2 – Західно-Українська геофізична розвідувальна експедиція, м. Львів, Україна

Проведено вивчення рідких включень з вуглеводневою фазою у галіті різновікових соленосних відкладів; з'ясовано особливості розподілу вуглеводневих газів у приповерхневих відкладах, в місцях поширення евапоритів, та їхній зв'язок з потенційними скупченнями вуглеводнів на глибині. Критеріями прогнозу покладів вуглеводнів є: наявність включень з алохтонними вуглеводнями у галіті; підвищений (>50 %) вміст метану у розчинах вторинних рідких включень у галіті; аномальні концентрації вуглеводневих газів у приповерхневих несоляних породах покривного комплексу.

GEOCHEMICAL STUDIES OF SEDIMENTARY DEPOSITS OF EVAPORITE BASINS IN THE CONTEXT OF LOCAL FORECAST OF OIL-AND-GAS POOLS

Galamay A.*[1]*, *Cand. Sci. (Geol.), Senior fellow, galamaytolik@ukr.net,*
Sidor D.*[1]*, *Cand. Sci. (Geol.), Senior fellow, igggk@mail.lviv.ua,*
Maksimuk S.*[1]*, *Senior Engineer, igggk@mail.lviv.ua,*
Duchuk S.*[2]*, *zugre@lviv.farlep.net*
1 – Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NASU, Lviv,Ukraine,
2 – West Ukrainian Geophysical Prospecting Expedition, Lviv,Ukraine

The studies of liquid inclusions with hydrocarbon phase in halite of different salt deposits have been carried out; the peculiarities of the distribution of hydrocarbon gases in surface deposits, in the places of distribution of evaporites, and their relationship with the potential accumulations of hydrocarbons at depth have been investigated. There are such prediction criterion of hydrocarbon deposits: the presence of inclusions with allochtonous hydrocarbons in halite; increased (> 50%) content of methane in solutions of secondary fluid inclusions in halite; anomalous hydrocarbon gas concentrations in near-surface non-salt rocks of the overlying complex.

Метою роботи є встановлення геохімічних критеріїв зв'язку осадових відкладів евапоритових басейнів нафтогазоносних регіонів та покладів вуглеводнів, що сприятиме підвищенню ефективності пошукових робіт на нафту і газ в Україні. Проведений комплекс досліджень спрямовано на прогноз покладів вуглеводнів за результатами вивчення рідких включень з вуглеводневою фазою у галіті різновікових галогенних відкладів та особливостей розподілу вуглеводневих газів у четвертинних осадових відкладах.

Методи досліджень. Дослідження проведено термобарогеохімічними, мінералого-петрографічними і газогеохімічним методами.

Отримані результати. Дифузійно-фільтраційні процеси міграції вуглеводнів безперервні і характеризуються наявністю вуглеводневих включень у солях (геохімічних ореолів розсіювання вуглеводнів у галіті) і підвищеною газонасиченістю несоляних порід покривного комплексу.

Прогноз покладів вуглеводнів за результатами дослідження рідких включень з вуглеводневою фазою у галіті

Результати регіональних досліджень розрізів осадових товщ евапоритових басейнів, які вміщують соленосні та бітумінозні відклади, свідчать про існування між ними не тільки просторового (чорні і горючі сланці як правило перекриваються евапоритами), але і генетичного

зв'язку [1, 2]. Ореолами розсіювання вуглеводнів (ВВ) у соленосних відкладах є рідкі включення, які містять рідку чи тверду ВВ фазу. Проникнення ВВ флюїдів відбувається по системі тріщин, які виникають внаслідок тектонічної активності та неодночасного протікання діагенетичних процесів [3]. Заліковування цих тріщин супроводжується перекристалізацією кам'яної солі із одночасним захопленням краплинок флюїду кристалами галіту (рис. 1).

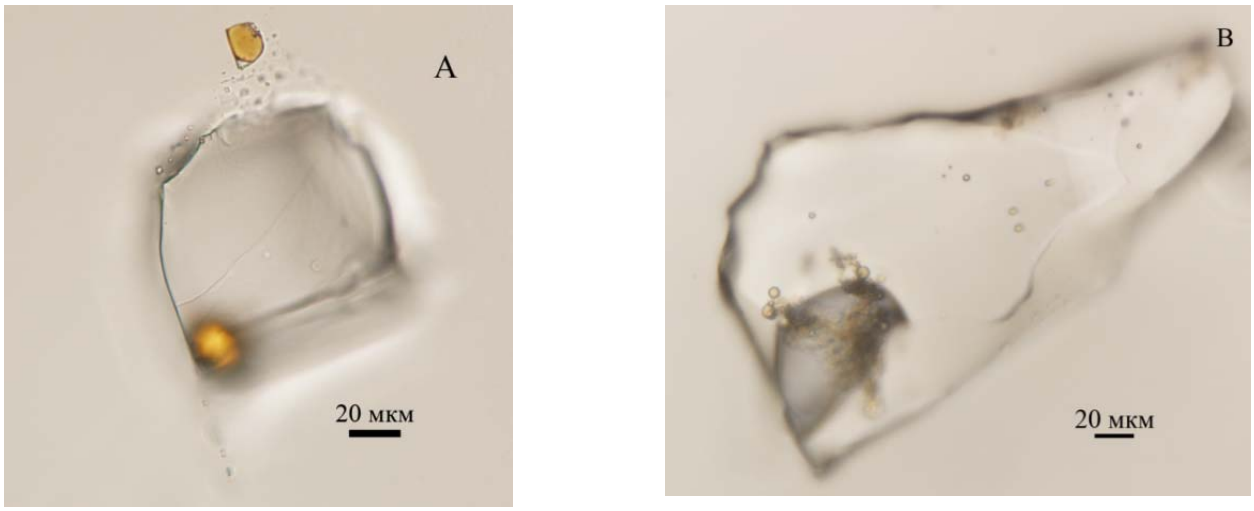


Рис. 1. Рідкі включення із краплинами вуглеводнів бурого (А) і блідо-жовтого кольору (В) у прозорому перекристалізованому галіті (св. Гринівка, неоген, Передкарпатський басейн)

Певні особливості виявлених ВВ утворень у включеннях у галіті обумовлені фізико-хімічними умовами постседиментаційних процесів у соленосних відкладах різних евапоритових басейнів. За термобарогеохімічними дослідженнями цих включень можна визначити характер та масштаби проникнення ВВ компонентів у покривні солі [4, 5]. Ореоли розсіювання покладів ВВ у кам'яній солі проявляються також такою характерною ознакою як підвищений (>50 %) вміст метану у розчинах вторинних рідких включень у галіті [6–8 і ін.].

На даний час немає даних про наявність рідких включень, що містять тверду чи рідку ВВ фазу, у розрізах солей де у підстильних відкладах нафтогазові поклади не встановлені і не передбачаються – (пермські соленосні відклади Прибалтики (Польща) та Дніпровсько-Донецької западини (ДДз) в районі Артемівська, неогенові польського Передкарпаття у районі Кракова і ін.). Однак, у соляних розрізах, де нафтогазові поклади наявні чи передбачаються, окрім алохтонних ВВ у включеннях у галіті також встановлюються автохтонні ВВ (утворюються на місці за рахунок розсіяної органічної речовини, сконцентрованої переважно у теригенних прошарках солей) [5], які візуально аналогічні алохтонним. Для обгрунтування прогнозу покладів нафти і газу у підсольових відкладах необхідне визначення генетичного типу ВВ безпосередньо у рідких включеннях або вивчення розсіяної органічної речовини соленосних відкладів, що можливе при використанні комплексу мінералого-геохімічних та спектроскопічних досліджень [8–10].

В евапоритових формаціях України включення з твердою (воскоподібні речовини та бітумні плівки) та рідкою ВВ фазою виявлені у девонських солях ДДз – [11, 12] та міоценових – Передкарпатського і Закарпатського прогинів [4, 8, 13–15]. За даними комплекних досліджень (термобарогеохімічних та геохімічних) в українській частині Передкарпатського прогину встановлений міграційний характер та генетична єдність бітумів соленосних відкладів і нафтових покладів [4, 8, 14, 15].

Аномальні поля концентрацій вуглеводневих сполук у приповехневих несоляних відкладах як прямі ознаки нафтогазонасиченості надр

Досліджено особливості розподілу вуглеводневих газів у приповерхневих відкладах Липчанської площі Солотвинської западини Закарпатського прогину [16]. Об'єктом вивчення була газова складова четвертинних відкладів на глибині 1 м, а саме: гази, сорбовані породою, гази вільного простору порід і природний потік газу з надр землі в атмосферу. Усього відібрано і проаналізовано 175 проб. Методом газової хроматографії визначено якісний і кількісний вміст вуглеводневих компонентів (від метану до пентану включно).

Липчанська площа включає дві ділянки: Нанківську, де соленосні породи знаходяться у пластовому заляганні і Данилівську – з розвиненим соляним діапіризмом. Дослідженнями встановлено, що у складі вуглеводневого газу приповерхневих відкладів обох ділянок присутні: метан, його гомологи (етан, пропан, *н*-бутан, *і*зо- і *н*-пропани), ненасичені вуглеводні (етилен і пропілен) і в більшості випадків відсутній ізо-бутан за виключенням природного потоку газу, де цей компонент присутній у складі газу половини зразків.

На основі статистичного оброблення результатів досліджень у програмі „Surfer" були побудовані карти розподілу показників геохімічного поля із виділенням зон аномальних концентрацій вуглеводневих компонентів. Карти метану і його гомологів у газах, сорбованих породою, мають високу площинну кореляцію. Аномальні поля концентрацій метану відокремлені від фонових на рівні однієї сигми ізолінією 30, поля його гомологів є більш диференційованими і виділяються на рівні трьох сигм ізолінією 7 (рис. 2). Вони утворюють зони переважно лінійної конфігурації субкарпатського простягання, на відміну від ореолів концентрацій газів вільного простору порід і дебіту вуглеводнів, яким притаманні мозаїчні форми.

Поля аномальних концентрацій вуглеводневих компонентів локалізовано на південній моноклінали та на північно-східному крилі Липчанської структури. Південна аномальна зона, можливо, пов'язана з товщею в тересвинській світі на глибинах від 25 до 150 м, літологічно складеною аргілітами темно-сірими, карбонатними з дрібним детритом та з частими тонкими (0,10–0,15 см) прошарками і пачками світло-сірих слюдистих, кварцових пісковиків і алевролітів з прошарками туфового матеріалу. Ці відклади мають добрі ємнісні та фільтраційні властивості, у них можуть акумулюватися вуглеводні, що мігрують з глибини.

Північно-східна аномальна зона, очевидно, пов'язана з міграцією вуглеводнів по субмеридіальному розлому з резервуару, який розташований у склепінній частині складки. За результатами комплексу робіт найбільш вірогідний пошуковий інтерес представлятиме склепінна частина складки по донеогенових і неогенових відкладах.

За результатами геохімічних досліджень приповерхневих відкладів Данилівської площі поля аномальних концентрацій метану і його гомологів у газах, сорбованих породою, зосереджені в склепінній частині Боронявської структури і в зоні зчленування її з поздовжнім регіональним розломом і Данилівською структурою (рис. 2).

Враховуючи той факт, що ці структури локалізовані в межах контуру розвитку палеогенових відкладів донеогенової основи, їх перспективи в нафтогазовому відношенні слід оцінювати доволі високо, про що свідчать промислові припливи газу, отримані з цих відкладів на Солотвинському родовищі [17].

У межах Данилівського блоку підвищені значення вуглеводневих сполук зафіксовано на перикліналях однойменної структури у вигляді невеликих острівців, що, очевидно, пов'язано із соляним діапіризмом, який проявився на денній поверхні у вигляді штоку.

Надсольова пачка аргілітів верхньотереблянської світи має круті кути падіння, породи роздроблені, з дзеркалами ковзання, що створює сприятливі умови для міграції. Присутність значної кількості піриту в нижньотереблянській, верхньотереблянській, солотвинській і

тересвинській світах може свідчити про епігенетичні зміни, зумовлені відновним середовищем, які створює мігруючий вуглеводневий потік. Джерело вуглеводнів найбільш імовірно існує в підсольових відкладах, і по розущільнених зонах проходить міграція в надсольові горизонти. Максимальні значення геохімічних параметрів зафіксовано в зонах розломів та поблизу них, що вказує на визначальну роль чинника фільтрації у формуванні концентраційних полів вуглеводневих сполук.

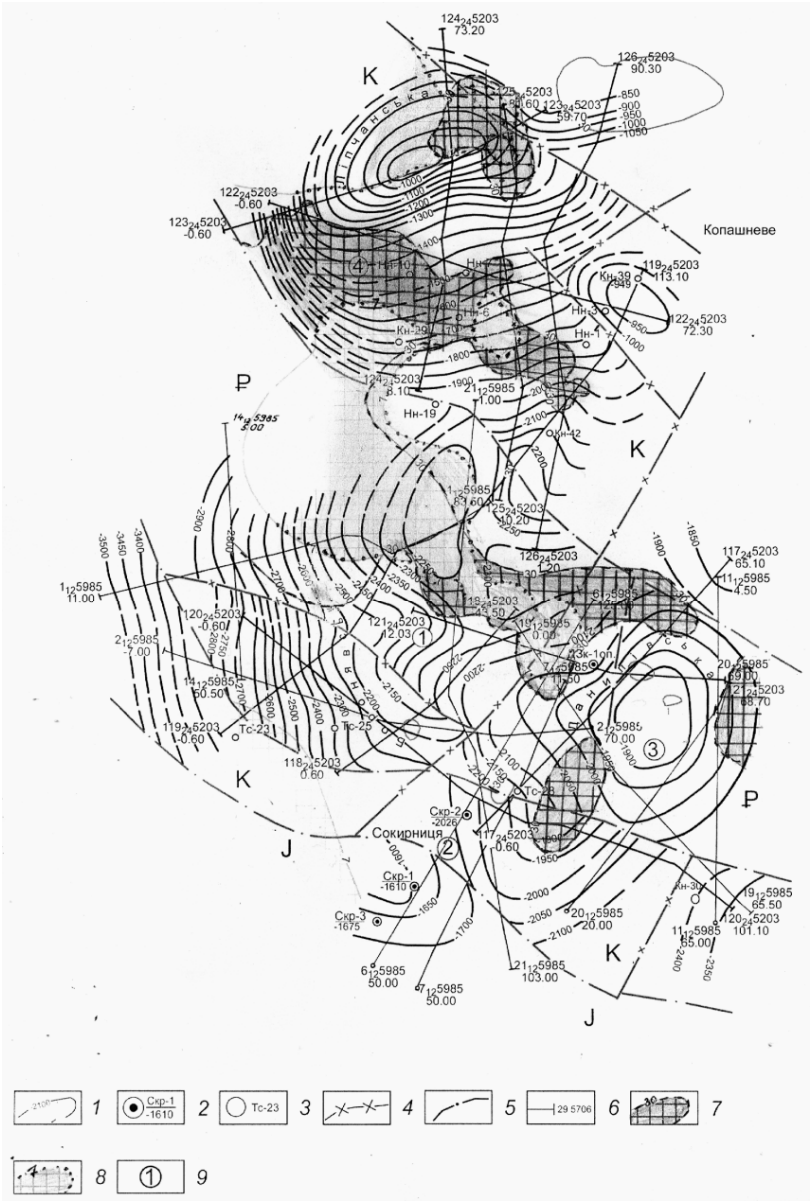


Рис. 2. Карта зіставлення геохімічних даних з сейсмічним горизонтом «А» на Нанківській і Данилівській ділянках

Умовні позначення: *1* – ізогіпси сейсмічного горизонту «А» (покрівля гетерогенного фундаменту донеогенової основи); *2* – свердловини глибокого буріння; *3* – структурно-пошукові свердловини; *4* – розломи; *5* – насуви; *6* – сейсмічні профілі. Ізолінії вмісту в газах, сорбованих породою, $м^3/кг \cdot$

10^{-10}: *7* – метану, *8* – гомологів метану; *9* – структурні блоки: 1 – Боронявський, 2 – Сокирницький, 3 – Данилівський, 4 – Липчанський

Висновки. Включення з вуглеводнями можуть слугувати однією із ланок геохімічного критерію прогнозу нафтогазоносних покладів у підстильних відкладах. Геохімічні особливості рідких включень з вуглеводнями у галіті вказують на термобарогеохімічні умови формування та міграції вуглеводнів. Критеріями прогнозу нафтогазових покладів є: наявність краплинок вуглеводнів та кірочок твердого бітуму у рідких включеннях у галіті та висока газонасиченість і підвищений вміст розчиненого у розсолах включень метану. Для достовірного прогнозу покладів нафти і газу у підсольових відкладах важливо проведення комплексу мінералого-геохімічних та спектроскопічних досліджень.

Встановлення у приповерхневому геохімічному полі прямих ознак нафтогазоносності надр у вигляді аномальних полів концентрацій вуглеводневих компонентів дозволяє оконтурити пріоритетні ділянки їх потенційної акумуляції. Застосування газогеохімічного методу досліджень в комплексних пошукових роботах на нафту і газ сприятиме підвищенню їхньої ефективності та відкриттю нових родовищ вуглеводнів.

Література

1. Петриченко О.Й., Ковалевич В.М., Перит Т.М. Вплив хімічного складу і мінералізації морських вод на інтенсивність нагромадження бітумінозних та фосфатоносних осадків в епіконтинентальних басейнах фанерозою. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2001. № 2. С. 75–89.

2. Галамай А.Р., Ковалевич В.М., Сидор Д.В., Meng Fanwei. Кореляційний зв'язок між хімічним складом морської води у фанерозої та відкладами збагаченими органічною речовиною // Сучасні проблеми літології осадових басейнів України та суміжних територій: Тези доп. Міжнар. наук. конф. Київ, 24–26 вересня 2018 р. С. 20.

3. Limits to the sealing capacity of rock salt: a case study of the infra-Cambrian Ara Salt from the South Oman salt basin / J. Schoenherr, J. L. Urai, P. A. Kukla, R. Littke, Z. Schléder, J. M. Larroque, M. J. Newall, A. A. Nadia, A. S. Hisham, Z. Rawahi. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin.* 2007. Vol. 91. P. 1541–1557.

4. Галамай А.Р. Фізико-хімічні умови осадження та постседиментаційної перекристалізації баденських солей українського Передкарпаття. *Геологія і геохімія горючих копалин.* 2010. № 2. С. 64–77.

5. Сидор Д. Термобарогеохімічні умови формування галогенних відкладів (нижньопермський Солікамський басейн). *Мін. збірник.* 2013. № 63, вип. 2. С. 14–32.

6. Галамай А.Р. Фізико-хімічні умови формування баденських евапоритових відкладів Карпатського регіону: Автореф. дис... канд. геол. наук: 04.00.02 – геохімія / ІГГГК НАН України. Львів, 2001. 17 с.

7. Галамай А.Р., Бараненко О.Б. Прояви вуглеводнів у баденських солях Передкарпаття і Закарпаття. *Мін. збірник*. № 54, вип. 1. 2004. С. 132–136.

8. Литвинюк С.Ф. Геохімічні ореоли у солях над покладами вуглеводнів (за результатами досліджень включень у галіті). *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2007. № 4. С. 95–111.

9. Organic Matter of the Salt Sequence in the Southern Part of the Yakshinskoe Potassium–Magnesium Salt Deposit / S.N. Shanina, A.R. Galamay, O.O. Ignatovich, N.S. Burdelnaya, O.V. Valyaeva. *Geochemistry International.* 2018, Vol. 56, N. 7, P. 719–734.

10. Chen Y., Xintao W., Bodnar R.J. UV Raman spectroscopy of hydrocarbon-bearing inclusions in rock salt from the Dongying sag, easten China. *Org. Geochem*. 2016. Vol. 101. P. 63–71.

11. Петриченко О.Й. Атлас микровключений в минералах галогенных пород. Киев: Наук. думка, 1977. 182 с.

12. Кітик В.І., Петриченко О.Й. Використання включень у мінералах для з'ясування умов формування нафтогазових родовищ. *Вісник АН УРСР.* 1978. № 1. С. 55–60.

13. Shaidetska V.S. The geochemistry of Neogene evaporites of Transcarpathian trough in Ukraine. *Slovak Geol. Mag*. 1997. Vol. 3 (3). P. 193–200.

14. Inkluzje fluidalne w halicie oraz bituminy w solach ewaporatów mioceńskich ukraińskiego Przedkarpacia jako wskaźnik występowania nagromadzeń węglowodorów w niżej leżących utworach / D.Więcław, S. Lytvyniuk, V. Kovalevych, T.M. Peryt. *Przegl. Geol.* 2008. Vol. 56. N 9. S. 837–841.

15. Geochemical aureoles around oil and gas accumulations in the Zechstein (Upper Permian) of Poland: analysis of fluid inclusions in halite and bitumens in rock salt / V. Kovalevych T.M. Peryt, S. Shanina., D. Więcław, S. Lytvyniuk. *Journal of Petroleum Geology*. 2008. Vol. 31. N 3. P. 245–262.

16. Максимук С.В. Вуглеводневі гази приповерхневих відкладів Ліпчанської площі Закарпатського прогину). *Геологія і геохімія горючих копалин.* 2013. № 3–4 (164–165). С. 62–73.

17. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. К. : УкрДГРІ, 2001. 144 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98/982

НАУКОВІ ОСНОВИ ВИБОРУ ПРІОРІТЕТНИХ НАПРЯМКІВ НАРОЩЕННЯ РЕСУРСНОЇ БАЗИ ВУГЛЕВОДНІВ БОРИСЛАВСЬКО-ПОКУТСЬКОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Хомин В., *д. геол. н., професор, xbp1381@gmail.com,*
Манюк М., *к. геол. н., доцент, manukomv@i.ua,*
Манюк О., *к. геол. н., доцент, oksana_manuik@i.ua,*
Медвідь М., *асистент, medvid.maryana@i.ua,*
Приймак А., *tog@nung.edu.ua,*
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
м. Івано-Фраківськ,Україна

Проаналізовано динаміку успішності геологорозвідувальних робіт у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та оцінено фонд виявлених та підготовлених нафтогазоперспективних об'єктів у період різкого зниження ефективності пошуково-розвідувальних робіт.

Установлено причини сповільнення темпів оновлення резерву підготовлених об'єктів у межах прогину, доведено доцільність подальшого витрачання коштів на його створення. Вважається, що головна причина низької ефективності геологорозвідувальних робіт полягає у застосуванні існуючих класичних методик під час прогнозування нафтогазоносності структур, недосконалість яких зумовлює необхідність розроблення нового підходу до прогнозування нафтогазоносності надр на новій теоретично-методологічній основі.

SCIENTIFIC PRINCIPLES OF CHOSING PRIORITY DIRECTIONS OF HYDROCARBON RESOURCE BASE GROWTH IN THE BORYSLAV-POKYTTIA AREA OF THE CARPATHIAN FOREDEEP

Khomyn V., *Dr. Sci. (Geol.), xbp1381@gmail.com,*
Maniuk M., *Cand. Sci. (Geol.), Assoc. Prof., manukomv@i.ua,*
Maniuk O., *Cand. Sci. (Geol.), Assoc. Prof., oksana_manuik@i.ua,*
Medvid M., *assistant, medvid.maryana@i.ua,*
Pryimak A., *tog@nung.edu.ua,*
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

Successful dynamic of carrying out geological exploration works within Boryslav-Pokyttia area and the Carpathian foredeep has been analysed and the fund of revealed and prepared oil and gas promising objects during the period of strong reduction of exploration and prospecting works was evaluated.

The reasons of slowing down the rates of renewing the reserve of prepared objects within the foredeep have been established, the expediency of further spending costs on its creation has been proved. It is considered that the wain cause of low efficiency of geological exploration and prospecting works is in applying existing classical methodologies during predicting oil- and gas-bearing structures, imperfection of which makes its necessary to develop new approaches to foreseeing oil and gas underground content on the new theoretical and methodological basis.

Оцінка перспектив нафтогазоносності родовищ України є однією із найважливіших проблем держави, яка безпосередньо визначає рівень її енергетичної, а отже, економічної та політичної залежності від зовнішніх джерел енергії. Безумовно, сьогодні, як ніколи актуальним є питання підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ.

Катастрофічне зниження обсягів пошуково-розвідувального буріння з початку 90-х років минулого століття призвели до суттєвого падіння приросту запасів нафти, конденсату та газу, який на сьогодні став нижчим за обсяги видобутку із надр. Так, в Україні за останні 15 років не відкрито не лише жодного великого родовища, але і навіть середніх за запасами (понад 10 млн т). Виявлені ж за останні роки родовища, мають незначні запаси та внаслідок великих глибин і низьких дебітів не можуть істотно вплинути на загальні обсяги видобутку.

Основні причини зниження видобутку нафти зумовлені передусім: недостатністю капітальних вкладень і матеріально-технічних ресурсів, значною виснаженістю на 85–95 % найбільших родовищ, суттєвим скороченням обсягів глибокого пошуково-розвідувального буріння, згортанням дослідно-промислових робіт із підвищення нафтовіддачі пластів, погіршенням структури запасів, низькою надійністю сировинної бази. Основні промислові запаси нафти на 71,3 % складає найнижча промислова категорія C_1 [1], надійність прогнозів щодо якої може сягати 30–50 %. За останні 15 років у промислове освоєння нові родовища передаються виключно із запасами категорії C_1.

У той час як за оцінками фахівців [2] ресурсна база і сьогодні продовжує залишатись значною, потенційні нерозвідані ресурси нафти на суші України складають понад 780 млн т. Безумовно, це – надійна основа для нарощування розвіданих запасів нафти, яка, враховуючи наявні ресурси, дає змогу вирішувати питання швидкої стабілізації рівнів видобутку нафти в Україні і можливого його зростання.

У результаті виконаного нами аналізу динаміки успішності проведених геологорозвідувальних робіт у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину встановлено, що найбільші успіхи пошуків скупчень вуглеводнів у Бориславсько-Покутській зоні Передкрпатського прогину відповідають початковому періоду освоєння нафтових родовищ, який відповідає періоду з 1960 до 1970 р., у цей період було виявлено та введено в розробку Старосамбірське нафтове, Стинавське нафтове, Іваниківське нафтогазокенденсатне, Орів-Уличнянське нафтове, Долинське нафтове, Північно-Долинське нафтогазоконденсатне, Танявське нафтогазоконденсатне, Струтинське нафтогазове, Спаське нафтове, Гвіздецьке нафтове, Пасічнянське нафтове, Пнівське нафтове, Битків-Бабченське нафтогазокондесатне родовища. Впродовж цього періоду коефіцієнт успішності геолологорозвідувальних робіт був високим і сягав 0,7–0,8. Відтак, починаючи з 1975 року спостерігалось поступове зниження коефіцієнта успішності, який, як бачимо з рис. 2, сягав 0,5–0,6 при одночасному збільшенні кількості площ, які вводились в розробку. А починаючи уже з 1985 року коефіцієнт успішності знизився уже до 0,35 і до сьогоднішніх днів є надзвичайно низький і коливається в межах 0,2–0,25.

Аналізуючи ефективність геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину, бачимо, що результативність пошукового буріння знижується, у той час, як по всій логіці вона повинна була б зростати у міру накопичення фактичного матеріалу і геологічних знань про родовища досліджуваної території.

Ми вважаємо, що така ситуація має своє пояснення, яке полягає у тому, що на початковому етапі пошуково-розвідувальних робіт ефективними були існуючі уявлення про формування нафтових і газових родовищ і накопичений досвід пошуків та розвідки родовищ вуглеводнів у різних геологічних умовах. Відповідно початковий період, який характеризувався високими коефіцієнтами успішності геологорозвідувальних робіт, досягався за рахунок можливості вибору найбільш крупних, яскраво виражених у аномаліях геофізичних полів перспективних структур із відносно невеликої кількості подібних структур. Далі, у міру відкриття родовищ, фонд найперспективніших структур скорочувався, і в пошукове буріння залучались структури значно менших розмірів при цьому зростала кількість пробурених та випробуваних «сухих» свердловин і, відповідно, знижувалась ефективність пошукового буріння, коефіцієнт успішності, пошукових робіт у Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину.

Справедливо відзначити, що така ситуація характерна не лише для Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та нафтогазоносних басейнів України, але й практично для всіх старих нафтогазоносних басейнів світу. У середньому по світу коефіцієнт успішності пошуку складає приблизно 0,3, як і у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

У той час за даними державного балансу запасів вуглеводнів на Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район припадає 28,7 % початкових сумарних ресурсів вуглеводнів та перспективи реалізації нерозвіданих ресурсів 14,6 % Карпатського регіону. Нерозвіданими ще залишається 115,314 млн т вуглеводнів, з них нафти – 68,777 млн т, вільного газу – 11,855 млрд м^3. Притому, що для реалізації нерозвіданої частини Бориславсько-Покутська зона Передкарпатського прогину фондом виявлених об'єктів забезпечена.

Стає цілком очевидним, що сучасне ведення пошуково-розвідувальних робіт, яке базується на класичній методології пошуків покладів вуглеводнів, навіть з використанням високотехнологічних методів пошуку для старих добре розвіданих басейнів України уже не є ефективним, оскільки методи які на сьогодні використовуються для прогнозування нафтогазоносності структур уже не забезпечують безпомилкового вибору продуктивних структур із загальної кількості виявлених геофізичними методами об'єктів, що зумовлює здебільшого помилкове буріння заздалегідь «сухих» свердловин на завідома безперспективних структурах і є на сьогодні причиною низької ефективності геологорозвідувальних робіт у Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину, у той час як кількість виявлених об'єктів є достатньою для їх підготовки й продовження геологорозвідувальних робіт у межах прогину.

Ми вважаємо, що одним із основних напрямків вирішення проблеми є розроблення нового підходу до прогнозування нафтогазоносності надр Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на новій теоретично-методологічній основі оцінки продуктивності локальних структур. За допомогою цього підходу з високим ступенем достовірності, ще до початку ведення пошукового буріння, можна буде здійснити ранжування виявлених структур на продуктивні та непродуктивні, що, в свою чергу, дасть можливість уникнувши значних фінансових затрат на малоперспективних структурах, значно збільшити ефективність геологорозвідувальних робіт шляхом їх найбільшої концентрації на найперспективніших ділянках.

Високий ступінь вивченості території, накопичений значний об'єм інформації про геологічну будову і нафтогазоносність структур вказує на принципову можливість вирішення поставленої задачі ймовірнісно-статистичними методами.

Відповідно нами була проаналізована база даних за всіма структурами Бориславсько-Покутської зони, які перебували в бурінні. Аналізу підлягали як продуктивні структури так і ті структури, які в результаті стали непродуктивними. При прогнозуванні, з метою розробки ймовірнісно-статистичних моделей, використано критерії нафтогазоносності, які були умовно розділені на регіональні, зональні та локальні. За цими критеріями за допомогою методів математичної статистики встановлено інтервали розподілу, середні значення та критерій Стьюдента, який характеризує відмінність у вибірках продуктивних та непродуктивних структур.

За регіональними критеріями встановлено, що для продуктивних структур віддаль до глибинних розломів значно менша, ніж «порожніх», для них же менший коефіцієнт неотектонічної активності, за іншими ж критеріями класи структур не відрізняються. За регіональними критеріями для нафтоносних структур характерне глибше залягання, при цьому за товщиною відкладів класи структур не відрізняються. Відповідно за локальними критеріями встановлено, що середнє значення площ для нафтоносних структур перевищують удвічі середні значення площ «порожніх» структур, для нафтоносних структур характерні більші значення довгої осі структури, при тому, що співвідношення осей структур для двох класів не відрізняються. У цілому ж амплітуди, площі та коефіцієнт інтенсивності для нафтоносних структур значно більший, ніж для «порожніх» структур.

У подальшому із застосуванням покрокового дискримінантного та регресійного аналізів нами створені рівняння для визначення ймовірності нафтогазоносності за регіональними, зональними та локальними показниками.

Слід відзначити, що усі отримані нами рівняння є статистично значимі та характеризуються високим коефіцієнтом кореляції. Також нами було створено рівняння комплексної ймовірності нафтоносності. Відповідно на основі отриманої моделі нами визначено комплексні показники ймовірності нафтогазоносності структур Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та створена схема розподілу ймовірностей. Також за створеними моделями було вирахувано комплексні ймовірності для підготовлених до пошукового буріння структур відповідної зони прогину та здійснено їх ранжування за ступенем перспективності.

Література

1. Лукин А.Е. Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности. *Геолог України.* 2004. № 3. С. 18–45.

2. Сучасний стан ресурсної бази вуглеводнів у нафтогазоносних регіонах України / М.А. Вуль, В.М. Гаврилко, Б.М. Полухтович та ін. *Газ і нафта.* 2006. № 11. С. 32–36.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 550.822+622.276

РЕЗЕРВИ ВИДОБУТКУ ГАЗУ НА РОДОВИЩАХ ЛЬВІВЩИНИ

***Локтєв А.В.*[1]**, *к. геол. н., andriy_loktyev@ukr.net,*
***Локтєв А.А.*[2]**, *shon327@hotmail.com,*
***Іваніна Т.П.*[3]**, *pek@loda.gov.ua,*
***Мороз М.О.*[3]**, *pek@loda.gov.ua,*
1 – м. Стрий, Україна
2 – ТзОВ «Компанія «Геопошук ЛТД», Івано-Франківська обл., смт. Рожнятів, Україна,
3 – Департамент паливно-енергетичного комплексу та енергозбереження, Львівська обласна державна адміністрація, м. Львів, Україна

На сьогодні перед державою стоїть гостре завдання збільшення власного видобутку вуглеводнів. Беручи до уваги те, що можливість введення в пошукове буріння нових площ зменшується, необхідно розглянути можливість збільшення видобутку вуглеводнів на діючих родовищах Львівської області. Нами запропоновано новий підхід до виявлення перспективних об'єктів у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину за даними псамітовості, що дозволить збільшити ресурсну базу та приростити запаси газу.

RESERVES FOR GAS PRODUCTION INCREASE IN LVIV REGION

***LoktievA.*[1]**, *Cand. Sci. (Geol.), andriy_loktyev@ukr.net,*
***Loktiev A.*[2]**, *shon327@hotmail.com,*
***Ivanina T.*[3]**, *pek@loda.gov.ua,*
***Moroz M.*[3]**, *pek@loda.gov.ua,*
1 – Stryi, Ukraine,
2 –LLC «Company "Geoposhuk LTD», Ivano-Frankivsk region, Rozhnyativ, Ukraine,
3 – Department of coal and energy industry, Lviv Region State administration, Lviv, Ukraine

To date, the state faces aim to increase domestic hydrocarbon production. Considering that opportunity to come up with exploration within new prospective areas decreases it is necessary to evaluate opportunity to increase production within present fields of Lviv region. We propose a new approach to discover prospective areas in the Outer zone of Precarpathian foredeep according to the psamit amount, which should allow to increase resources and reserves of natural gas.

У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину на території Львівщини родовища газу розробляються біля 90 років і багато з них виснажилися, чи знаходяться на падаючій стадії розробки [1]. Основна доля видобутку припадає на родовища відкриті у 60–70 рр. XX ст. Основним пошуковим критерієм при їх пошуках була наявність антиклінальної структури, кондиційних колекторів та герметичних покришок, з яких зі свердловини можливо було отримати дебіт газу понад 5 тис. м^3/добу. Основним газоносним комплексом були відклади нижнього сармату на територіях Крукеницької западини з товщинами нижнього сармату понад 4000 м та Судово-Вишнянського блоку з товщинами н.сармату до 1800 м. Розвідувальними роботами встановлено, що кондиційні колектори різнозернистих пісковиків приурочені переважно до південно-східних перикліналей піднять і їх поширення по розрізу мігрує з верхніх горизонтів вниз у південно-східному напрямку у смузі, що примикає до поверхні Стебницького насуву. На решту території западини через відсутність свердловин зони поширення кондиційних колекторів пісковиків поки не встановлені. До цього часу відсутні наукові пояснення локального поширення колекторів на підняттях у принасувній частині западини та прогнози про південно-східну межу поширення відкладів нижнього сармату.

Існуючий підхід до пошуків газових родовищ в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину себе вичерпав, де за результатами численних сейсмічних досліджень нових піднять у нижньому сарматі не виявлено. Дослідники (Ю. Крупський, В.Федишин і ін.) [2] вказували на перспективність наявності покладів газу у низькопористих і низькопроникних породах нижнього сармату, об'єм яких у Крукеницькій западині на території Львівщини у рази перевищує об'єми відкладів відкритих

родовищ. Газ істотно рухоміший за нафту, що дає можливість переміщатися йому по пластах з порами меншого діаметру.

Розкриті розвідувальними і експлуатаційними свердловинами у Крукеницькій западині монотонні тонкошаруваті алевроліто-глинисті пачки верхньої і нижньодашавської підсвіт вивчалися переважно тільки свердловинними геофізичними методами з епізодичними відбором керну. Методи МКЗ і БМК з невеликим радіусом дослідження дозволяли визначити тільки ефективні товщини піщаних прошарків. Обмежена товщина проникних прошарків, глибокі зони проникнення в прошарки майже прісного високоомного фільтрату і значні товщини низькоомних глин були вагомими завадами для однозначної інтерпретації насичення проникних прошарків, тому вони не вважалися продуктивними і не рекомендувалися до випробування на продуктивність.

Під псамітовістю розрізу (товщі, світи, горизонту) ми розуміємо зміну вмісту всієї дисперсно-розсіяної псамітової фракції у піщано-глинистих породах, у нашому випадку – у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, що визначається шляхом вивчення гранулометричного складу шламу, який завжди відбирається через кожні 3–5 метрів, а також і через 1 м поглиблення свердловин. За допомогою шламу, що відбирається, можна вивчати зміну вмісту псамітової фракції по суцільному розрізу свердловин. Для уточнення результатів, одержаних по шламу, бажано по можливості корелювати їх із даними інтерпретації матеріалів ГДС та вивчення керна, якщо він був відібраний в інтервалах, що викликають дискусію.

Середнє значення псамітовості піщано-глинистої товщі, що розглядається в розрізі будь-якої пробуреної свердловини складається із значень псамітовості, які визначені поінтервально за даними досліджень проб шламу.

Можливість формування газових покладів у таких розрізах пояснюється наступним. Розглянемо теоретичну модель будови окремої піщано-глинистої пачки у розрізі піщано-глинистої товщі (рис. 1,а): у пачці глин (до 50 м товщиною) міститься 5 шарів і прошарків, в яких псамітовість згори вниз відповідно складає 8, 9, 8, 9 і 10 %. Середнє значення псамітовості цієї пачки глин досягає 8,9 %. У даній піщано-глинистій пачці псамітовість дуже слабо диференційована і вона майже монолітна. Тому в ній неможливо виділити чергування прошарків-колекторів і прошарків-покришок. Очікувати наявність газових об’єктів у такій пачці – малоймовірно.

В іншому випадку у піщано-глинистій пачці товщиною також (рис. 1,б): 50 м ми маємо зміну псамітовості в окремих прошарках зверху-вниз 2,5, 2, 2,5, 6, 3, 1, 6 і 3 %. Прошарки з псамітовістю від 2 до 3 % практично непроникні, і тому вони є покришками для двох прошарків з псамітовістю у 6 %. Прошарки, які мають більшу псамітовість, володіють більшою проникністю по відношенню до прошарків, які їх вміщують, і в даному випадку можуть виконувати роль колекторів та утримувати в собі поклади газу, незважаючи на те, що в цій пачці середнє значення псамітовості значно менше (3,2 %), ніж у попередньому випадку, де вона складає 8,9 %.

Таким чином, аналізуючи вищевказане, можна зробити висновки, що при проведенні дорозвідки газових покладів у піщано-глинистій товщі на старих промислових площах, а також у процесі пошуково-розвідувальних робіт на газ на нових площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, доцільно розрізняти поняття піщанистості і псамітовості піщано-глинистої товщі неогенових відкладів. За результатами зіставлення карт піщанистості і псамітовості встановлено, що псамітовість розрізу відкладів неогену набагато вища піщанистості в цілому і в тонкошаруватих піщано-глинистих пачках зокрема (рис. 2).

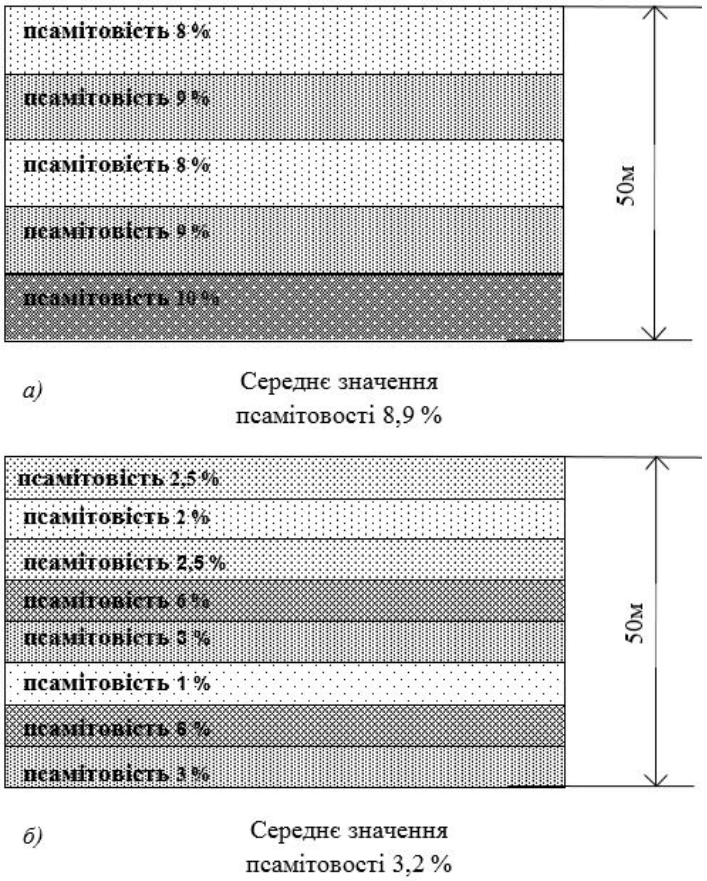


Рис. 1. Теоретична модель зміни псамітовості в пачках глин, що показує можливість знаходження колекторів у глинах при менших середніх значеннях псамітовості в пачці *(б)* по відношенню до пачки *(а)*

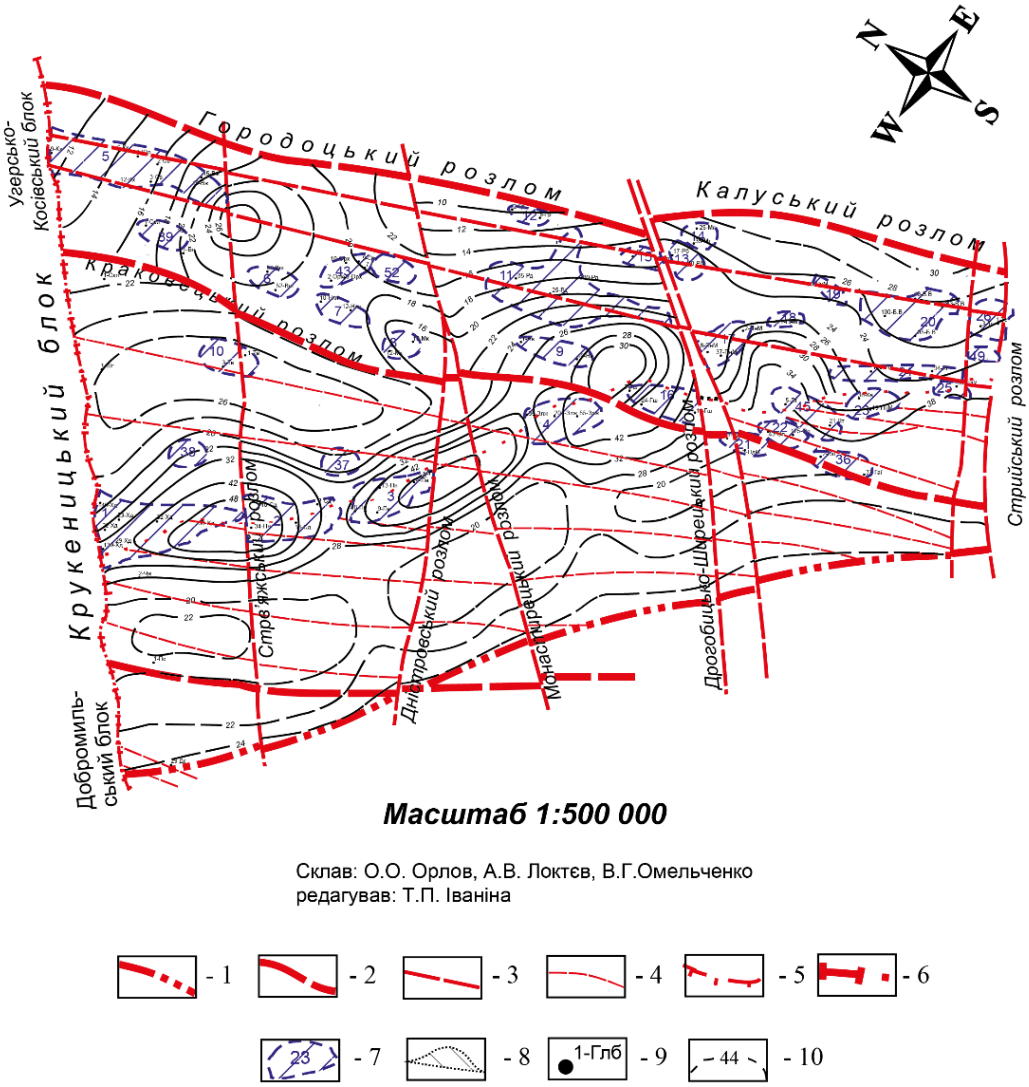
Під піщанистістю гірських порід нами розуміється вміст піщаних пластів у піщано-глинистих відкладах неогену, що визначається шляхом виділення окремих піщанистих прошарків за даними ГДС з уточненнями їх по керну. «Піщанистість» характеризує розподіл піщаних фракцій у розрізі деякою мірою умовно, оскільки не враховує ступеня піщанистості саме глин в дуже тонких прошарках і лінзах, які не фіксуються промислово–геофізичними дослідженнями.

Слід сказати, що до цього часу шари і прошарки глин з підвищеною піщанистістю та їх колекторські властивості визначалися на підприємствах переважно за даними ГДС, оскільки відсотковий винос керну у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину є дуже малий.

Дослідження розподілу псамітової фракції по розрізу окремих горизонтів показало, що в тонкошаруватих піщано-глинистих пачках шари і прошарки завжди стають потенційними колекторами для флюїдів при умові, що вони зосереджені між шарами глинистих порід, псамітовість яких менша, ніж псамітовість прошарків, що знаходяться між ними.

Таким чином, для точнішого визначення перспективних на газ і нафту шарів і прошарків в межах піщано-глинистих товщ, слід вивчати зміни вмісту псамітової фракції в окремих її горизонтах. Цього можна досягти вивченням проб шламу при бурінні. У випадку, коли має місце недостатній винос шламу з окремих інтервалів при бурінні свердловини в глинах, які розмиваються промивною рідиною і внаслідок чого уламки не виносяться на поверхню або виносяться в малій кількості, для визначення зміни псамітовості порід по розрізу свердловин необхідно застосувати

методику дослідження зміни відсотка псамітової фракції у глинистому розчині промивної рідини, що надходить із свердловини в жолобовій системі.



1- Передкарпатський глибинний розлом; 2 - поздовжні регіональні розломи; 3 - поперечні розломи; 4 - оперяючі та меридіональні розриви; 5 - лінія насуву відкладів Внутрішньої зони; 6 - лінія державного кордону; 7- газові родовища з підвищеними значеннями псамітовості; 8 - ділянки відсутності неогенових відкладів; 9 - свердловини; 10 - ізогіпси псамітовості

Газові родовища та перспективні площі Зовнішньої зони Передкарпатського прогину:

1 - Хідновицьке, 2 - Садковицьке, 3 - Пинянське, 4 - Залужанське, 5-Свидницьке, Коханівське, Вижомлянське, 6 - Вишнянське, 7 - Никловицьке, 8 - Макунівське, 9 - Новосілківське, 10 - Твіржівська,11 - Рудківське, 12 - Городоцьке, 13 - Малогорожанське, 14 - Рубанівське, 15 - Верещицьке, 16 - Грушівське, 17 - Північномединицьке, 18 - Грудівське, 19-Північно-Більче Волицьке, 20 - Більче-Волицьке, 21 - Південноопарське,22 - Опарське, 23 - Кавське, 24 - Угерське, 25 - Південноугерське. 26 - Орховицьке, 27 - Гаївське, 28 - Литнянське.

Рис. 2. Карта псамітовості північно-західної частини піщано-глинистої товщі неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

Такі ділянки у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину можуть вміщувати в собі пастки для вуглеводнів навіть без наявності чітко виражених структур [3]. Відомо, що пастки для вуглеводнів можуть бути пов'язані не тільки з антиклінальними структурами, але і з шарами та прошарками, що виклинюються або заміщуються на непроникні глини при моноклінальному заляганні шарів порід з лінзами.

Для підтвердження адекватності, нашої моделі рис. 1, у розрізі піщано-глинистих порід свердловини № 3 – Орховицька, встановлений газоносний прошарок у горизонті НД-9. Таким чином, можна слідкувати за зміною псамітовості піщано-глинистої товщі по вертикальному розрізу в свердловині, що буриться. Це дає можливість прямим способом виділяти можливі колектори, які являють собою резервуари, оскільки вони знаходяться серед непроникних глин. Також у результаті випробування перспективних об'єктів була підтверджена промислова газоносність горизонтів НД-9, НД-8 і ВД-14 на Хідновицькому, Макунівському ВД-13, Більче-Волицькому НД-3,4 та інших газових родовищах.

Пастки для вуглеводнів можуть бути пов'язані не тільки з антиклінальними структурами, а і з шарами і прошарками, що виклинюються, або заміщуються непроникними глинами, з лінзами, а також з ділянками, де породи значно розущільнені в силу певних причин (наприклад, макро та мікротріщинуватості).

Отже на другому етапі пошукового процесу, а особливо при дорозвідці, необхідно опрацьовувати карти псамітовості окремих виділених горизонтів з підвищеним вмістом псамітової фракції у різних свердловинах і складати літолого-фаціальні профілі.

Виконаний аналіз поширення псамітів, дозволив у пропущених розрізах порід нижнього сармату свердловин виділити газоносні інтервали, при випробуванні яких одержано стабільні припливи газу і забезпечено приріст його промислових запасів. Для запобігання випробування малопродуктивних чи «сухих» інтервалів псамітів необхідне лабораторне вивчення взірців керну чи шламу. Технологія відбору шламу і проведення аналізів вже відпрацьована. Розроблена методика виявлення продуктивності псамітових розрізів нижнього сармату повинна бути запроваджена при бурінні нових розвідувальних і експлуатаційних свердловин в Крукеницькій западині і на об'єктах з подібною будовою резервуарів [4]. На діючих родовищах Крукеницької западини, на території Львівської області у виснажених свердловинах перед переводом їх на вище залягаючі об'єкти розробки доцільно розкривати пропущені продуктивні об'єкти за результатами вмісту та розподілу псамітів, це дозволить виявити нові поклади газу з високими початковими пластовими тисками. Як показали результати бурових робіт, в останні роки відклади піщано-глинистої товщі неогену володіють ще немалими ресурсами щодо відкриття нових покладів вуглеводнів.

Література

1. Локтєв А.В. Особливості дорозвідки газових покладів у тонкошаруватих піщано-глинистих відкладах неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину: автор. дис. канд. геол. наук. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2004. 23 с.

2. Федишин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення: Монографія. Київ: УкрДГРІ, 2005. 148 с.

3. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазонсність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. Київ: Міністерство екології та природних ресурсів. Державне геологічне підприємство «Західукргеологія», 2001. 144 с.

4. Орлов О.О. Патент на корисну модель G01v3/00: Спосіб визначення перспективних на нафту і газ колекторів у піщано-глинистих товщах за даними псамітовості. Київ: Укрпатент, 2005, бюл. № 8. 4 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.981 (477.7)

ПЛАСТОВА БУДОВА ВЕРХНЬОЮРСЬКИХ ВІДКЛАДІВ БІЛЬЧЕ-ВОЛИЦЬКОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ЗБІЛЬШЕННЯ РЕСУРСНОЇ БАЗИ ВУГЛЕВОДНІВ

Фірман М.А.*[1]*, Дорохов М.В.*[2]*, *с. наук. с., domav@i.ua,*
Бодлак В.П.*[2]*, *наук. співр., bassoneb@i.ua,*
Багнюк М. М.*[2]*, *к. геол. н., bagnyuk.unga@i.ua,*
Дмишко О.О.*[2]*, *с. наук. с., lisandra@i.ua,*
Козак Л.М.*[2]*, *bagnyuk.unga@i.ua,*
1 – АТ «Укргазвидобування», м. Київ, Україна,
2 – Львівське відділення УкрНДІгаз, м. Львів, Україна

Висвітлено результати аналізу геологічної будови верхньоюрської карбонатної товщі північно-західної частини Більче-Волицької зони. Обґрунтовано пластову будову зарифової фації верхньоюрського рифогенного комплексу, що відкриває нові перспективи збільшення ресурсної бази вуглеводнів.

FORMATION STRUCTURE OF THE UPPER JURASSIC DEPOSITS OF THE BILCHE-VOLYTSA ZONE OF PRECARPATHIAN DEEP AND THE PROSPECTS FOR INCREASING THE RESOURCE BASE OF HYDROCARBONS

Firman M.*[1]*, Dorokhov M.*[2]*, *Senior fellow, domav@i.ua,*
Bodlak V.*[2]*, *Research fellow, bassoneb@i.ua,*
Bahnyuk M.*[2]*, *Cand. Sci. (Geol.), bagnyuk.unga@i.ua,*
Dmyshko O.*[2]*, *Senior fellow, lisandra@i.ua,*
Kozak L.*[2]*, *bagnyuk.unga@i.ua,*
1 – JSC «Ukrgasvydobuvannya», Kyiv, Ukraine,
2 – Lviv Branch of the Ukrainian Research Institute of Gas, Lviv, Ukraine

The results of the analysis of the geological structure of the Upper Jurassic carbonate strata of the northwestern part of the Bilche-Volytsa zone are highlighted. The formation structure of the back-reef facies of the Upper Jurassic reefogenic complex is justified, which opens up new prospects for increasing the hydrocarbon resource base.

В межах північно-західної частини Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину в юрських відкладах виявлені поклади нафти та газу на Коханівському, Орховицькому, Рудківському, Летнянському родовищах, а вуглеводневі прояви спостерігались у свердловинах: 10-, 15-Судово-Вишнянська, 1-, 22-Вишнянська, 25-, 27-Никловицька, 1-Вижомлянська, 3-Грушівська, 2-Тинівська, 4-Верещицька.

Основні запаси газу та нафти на перелічених вище родовищах пов’язані з верхньоюрськими вапняками і пісковиками карпатію, які залягають під баранівськими верствами нижнього бадену і донедавна вважалися масивною однорідною карбонатною товщею, яка не містить витриманих пластів колекторів та покришок. А при створенні структурних карт використовувались побудови по розмитій поверхні верхньоюрських відкладів, яка переважно конформна до поверхні тираської світи.

Сучасні погляди на поширення верхньоюрського рифогенного комплексу відображені у працях [1–3]. Згідно з ними на території, що розглядається, розвинуті рифова та зарифова фації. Поклади вуглеводнів які пов’язані з відкладами першої фації розглядаються як масивні, в той час як другої – пластові, на що вказують припливи вуглеводнів з інтервалів випробування, отримані нижче встановлених ГВК. Так у відкладах зарифової фації нижнівської (горизонт Н-6) та моранцівської (горизонт М-2) світ виявлено пластові склепінні поклади газу на Рудківському

родовищі (загалом тут виділяється 8 пачок у відкладах нижнівської, 2 – моранцівської та 3 – рудківської світ) [4].

Проникні породи у пачках мають різний генезис і представлені вивітрілою товщею юрського ерозійного виступу (20–40 м від покрівлі); крейдоподібними вапняками в пачках Н-1, Н-2, Н-3; тріщинуватими вапняками в пачках нижнівської світи; пластами з значною часткою теригенного матеріалу в пачках М-2, Н-6, Н-4.

Ці верстви також чітко простежуються в розрізах свердловин Орховицької, Добрянської, Вижомлянської, Коханівської площ буріння, що свідчить про існування однакових умов осадконагромадження на цих ділянках (рис. 1). Як видно з малюнку – повнота верхньоюрського розрізу неоднорідна. Всі 13 пачок наявні лише в центральній частині Рудківського родовища (св.Рд-5а, Рд-25). На площах Орховичі та Добряни розріз починається з пачки Н-6, а в свердловині Вж-1 відклади нижнівської світи взагалі відсутні. У свердловинах Кх-1 повнота розрізу зростає до пачки Н-5. Отже можна припустити, що характер седиментації періодично змінювався, оскільки наявні прошарки доломітів, глинистих вапняків з різним вмістом глинистої складової та аргілітів і навіть пісковиків.

Латеральна нерівномірність товщини верхньоюрських відкладів підтверджується даними сейсморозвідки, зокрема на часовому розрізі $V_{12}6675$ (рис. 2), який проходить субпаралельно до лінії кореляції. Тут теж спостерігається здіймання відбиваючих сейсмічних горизонтів (1,3 –2 с) у верхньоюрських відкладах з найвищою точкою в районі св. Рос-1 (що просторово належить Вижомлянській площі); після св. 14-Кх ці горизонти поступово занурюються. Також з даного малюнку добре видно різку кутову незгідність відбиваючих границь у тираській світі (гіпсо-ангідритовий горизонт) та верхньому відділі юрської системи (мальм).

Таким чином:

– для зарифової фації мальму північного заходу Більче-Волицької зони характерною є пластова будова;

– накопичення відкладів мало циклічний характер. Кожний цикл закінчувався відкладанням слабопроникних заглинизованих карбонатів, які можна розглядати як потенційні породи-покришки для вуглеводневих покладів;

– крім вивітрілої товщі юрського ерозійного виступу (20–40 м від покрівлі) породами-колекторами можуть бути крейдоподібні вапняки в пачках Н-1, Н-2, Н-3, тріщинуваті вапняки в пачках нижнівської світи, пласти з теригенною складовою в пачках М-2, Н-6, Н-4;

– поверхня тираської світи переважно неконформна з виділеними пластами у відкладах верхнього мезозою і тому не може бути надійною структурною основою для обґрунтування потенційно перспективних об’єктів;

– перегляд геологічної інформації з точки зору пластової будови верхньоюрської товщі дозволить більш вдало прогнозувати перспективні ділянки для формування покладів вуглеводнів та суттєво наростити їх ресурсну базу.

Література

1. Крупський Ю.З., Вакарчук С.Г., Бодлак В.П., Андрейчук М.М., Мелимука В.М. Перспективи нафтогазоносності верхньоюрського комплексу порід Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Геодинаміка 1(12). – 2012. – Львів. – С. 103–106;

2. Бодлак В. Покришки для покладів вуглеводнів у рифових фаціях верхньої юри Косівсько-Угерської підзони Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Геологія і геохімія горючих копалин 1–2 (170–171). – 2017. – Львів. – С. 22-23;

3. Дулуб В.Г., Жабіна Н.М, Смірнов С.Є. Удосконалення стратиграфічної схеми юри Передкарпаття. Нові дані з геології та нафтогазоносності України. – Львів. – Укр ДГРІ. – 1999. – С.156-163.

4. Фірман М., Багнюк М., Дмишко О., Дорохов М., Бодлак В. Виявлення пропущених газових об'єктів у мезозойських відкладах Рудківського родовища // Тези доповідей. Геофорум 2019. Одеса. – 2019. – С. 222–224.

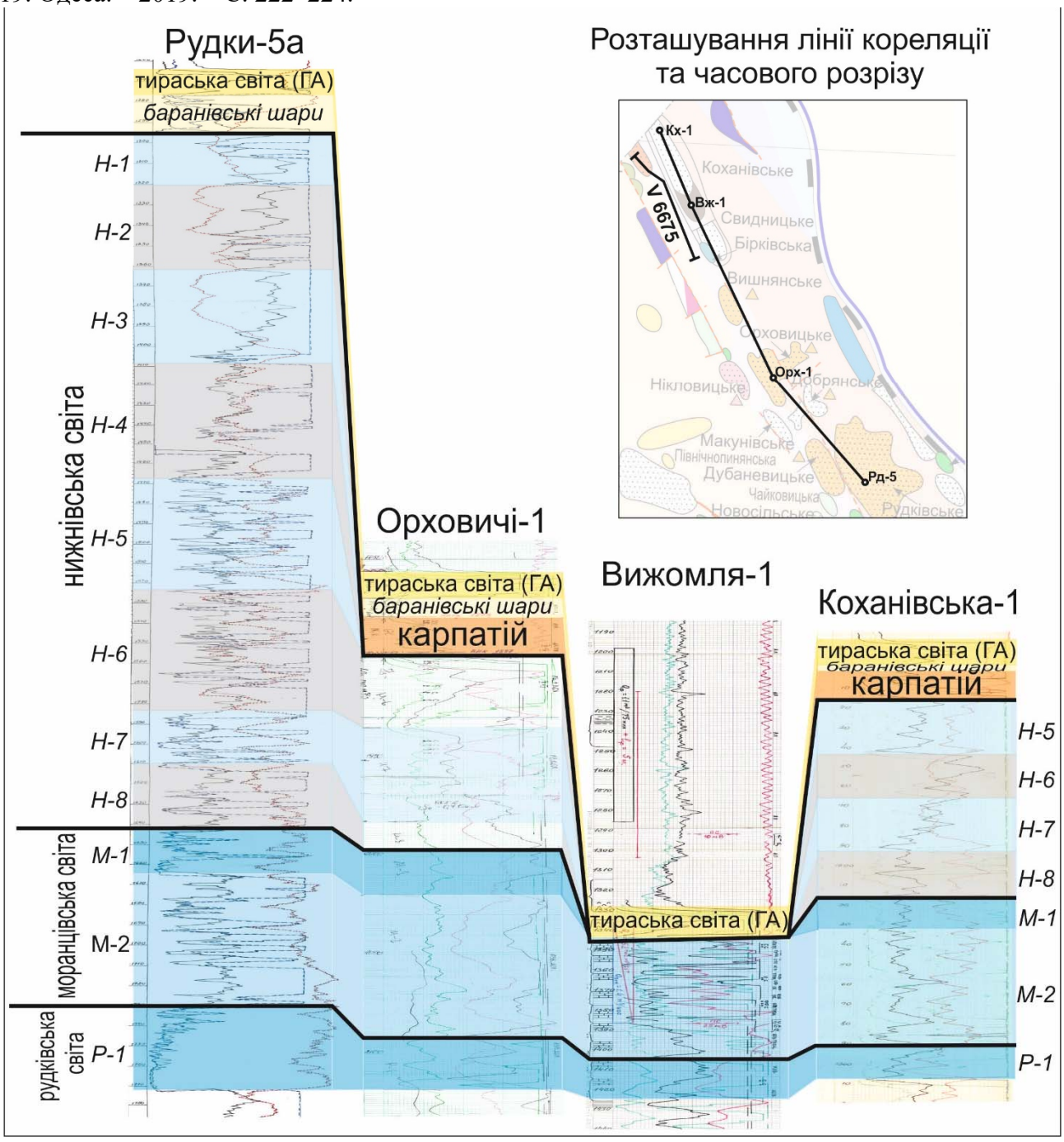


Рис.1. Схема кореляції каротажних діаграм свердловин 5а-Рудки–1-Орховичі–1-Вижомля–1-Коханівська

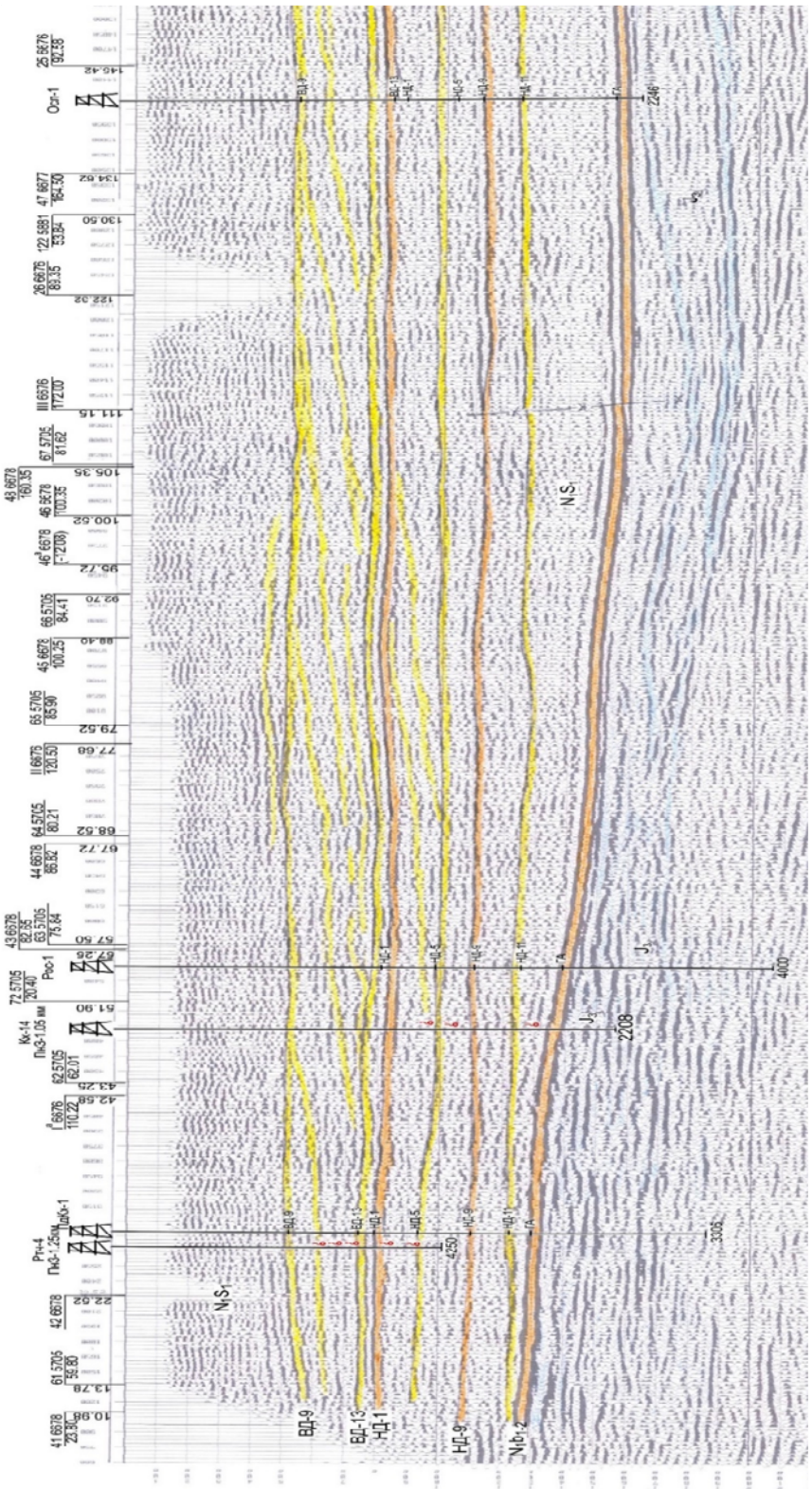


Рис. 2. Фрагмент часового розрізу по профілю $V_{12}6675$ (за даними ЗУГРЕ)

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 622.276.64; 622.245.54

ВІДНОВЛЕННЯ ЗАПАСІВ ГАЗУ ШЕБЕЛИНСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА – ЗАПОРУКА ДОВГОСТРОКОВОЇ РОЗРОБКИ

Фик І.М., *д. тех. н., професор, fykiliya107@gmal.com,*
Фик І.М., *, fykiliya107@gmal.com,*
НТУ «Харківський політехнічний інститут», м. Харків, Україна

В роботі розглядаються та аналізуються основні результати розробки Шебелинського газоконденсатного родовища (ГКР) з точки зору його обводнення та можливого відновлення запасів газу в покладах, що розробляються, за рахунок перетоків газу з глибоких горизонтів. Обґрунтовано що при зниженні річного видобутку газу до 1800–1900 млн м^3 він буде повністю компенсований перетоками. Відновлення запасів газу Шебелинського ГКР забезпечить довгострокову його розробку із щорічним видобутком не менше 1900 млн м^3 (50–90 років).

RESTORATION OF SHEBELINKA GAS CONDENSATE FIELD RESERVES – GUARANTEE OF LONG-TERM DEVELOPMENT

Fyk I., *Dr. Sci. (Eng.), Prof., ykiliya107@gmal.com,*
Fyk I., *ykiliya107@gmal.com,*
National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute», Kharkiv, Ukraine

The main results of the development of Shebelinka gas-condensate deposit from the point of view of its water flooding and possible restoration of gas reserves in the developed deposits due to gas crossflow from deep horizons are considered and analyzed in the paper. It is substantiated that if annual gas production is reduced to 1800–1900 mln m^3 it will be fully compensated by crossflow of gas. The renewal of Shebelinka gas-condensate deposit reserves will ensure its long-term development with an annual production of at least 1900 mln m^3 (50–90 years).

Вступ. Останнім часом в опублікованих дослідженнях все частіше наводяться обґрунтування можливості відновлення запасів на старих виснажених газоконденсатних родовищах за рахунок перетоків газу з глибоких горизонтів [1–7].

В роботі Рудька Г.І., Бондаря О.І., Ловинюкова В.І та ін. [6] наведені матеріали сучасних концепцій формування вуглеводневих покладів в основі яких положено основний чинник – дегазація Землі.

В роботі [7] академік Лукін О.Ю. висловив думку, що глибокозалягаючі газоконденсатні родовища перебувають в процесі постійного формування, причому в такому темпі, який співставляється з темпами інтенсивного видобутку газу.

Виходячи із вищенаведеного можна припустити, що ймовірними територіями дегазації Землі можуть бути нафтогазоконденсатні родовища, а їх виснаження зумовлює збільшення градієнтів тисків між покладами, що розробляються та глибокими горизонтами.

Враховуючи актуальність проблеми відновлення запасів газоконденсатних родовищ України, авторами проведено дослідження відновлення запасів газу на Шебелинському газоконденсатному родовищі та можливість довгострокової його експлуатації.

Загальні відомості про об'єкт досліджень. Шебелинське газоконденсатне родовище (ШГКР) відкрито у 1950 р. та введено у промислову розробку в 1959 р.

Родовище приурочене до крупної брахіантиклінальної складки висотою 1160 м, є масивно-пластовим покладом з численними тектонічними порушеннями, єдиним початковим газо-водяним контактом на абсолютній позначці -2270 м, площею газоносності 246 км^2, початковим і поточним пластовими тисками 23,8 МПа і 2,08 МПа [2].

Характерною геолого-промисловою особливістю ГКР є широкий діапазон змін колекторських властивостей газонасичених порід по площі і розрізу (проникність коливається від

0,1 до 100 мД). Середній коефіцієнт пористості колекторів складає 0,13, середній коефіцієнт газонасиченості – 0,5 [2].

Значна увага при розробці ШГКР приділялась стану обводнення. З метою введення поправки на обводнення при підрахунку запасів Шебелинського ГКР за методом падіння пластового тиску було об'ємним методом підраховано обсяги пластових вод, що вторглися в газонасичені поклади [2].

На рис. 1 показано розміщення обводнених зон Шебелинського родовища по горизонтам М2–А4, а в табл. 1 наведені параметри цих зон, в тому числі площі та об'єми обводнення в періоди 1989 і 2016 рр. із яких слідує, що обводнення, в основному, сконцентровано в центральній частині родовища по гор. А-4, та в південно-східній частині по гор. М-3 [2].

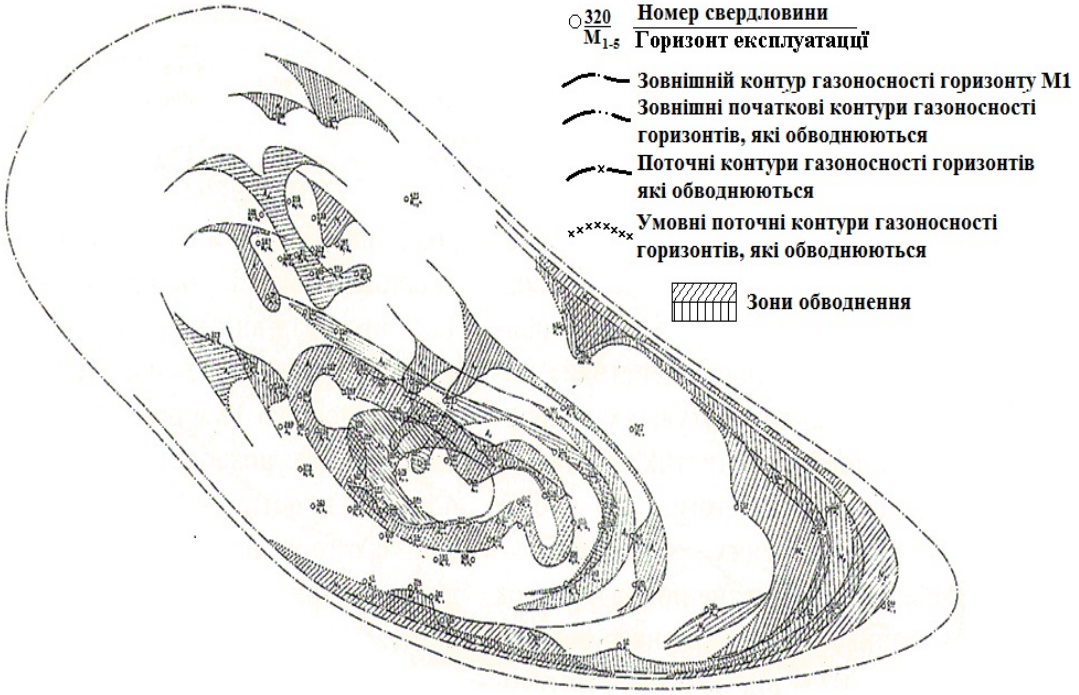


Рис. 1. Карта-схема обводнення продуктивних горизонтів Шебелинського ГКР

Сумарний об'єм обводнення горизонтів в 1989 році складав 40,6 млн м^3 води; станом на 2009 рік оцінюється в об'ємі 80 млн м^3, при цьому середній пластовий тиск знизився з 12,0 до 2,5 МПа. Станом на 2016 рік при зниженні пластового тиску до 2,08 МПа об'єм обводнення в цілому виріс до 90 млн м^3 води, тобто на 10 млн м^3 [3].

Результати обводнення продуктивних горизонтів Шебелинського ГКР узагальнено в наступній табл. 1.

Таблиця 1

Співставлення обсягів обводнення та середні пластові тиски в Шебелинському ГКР по роках

Рік (t)	$Q_{обв}$ млн м^3	$P_{пл}$ середнє МПа
1964*	0	23,8
1989	40,6	12,0
2009	80,0	2,5
2016	90,0	2,08

Примітка: * – 1964 рік прийнято як початок зрушення водонапірної системи в газові поклади.

Нижче наведено статистичні залежності об'ємів обводнення від часу ($Q_{обв}(t)$), а також залежність об'ємів обводнення від пластового тиску $Q_{обв}(P_{пл})$ [3].

Отримані рівняння мають вигляд:

$$Q_{обв}(t)=1.758 \cdot t - 3454 \quad \text{Коеф. кореляції } 0{,}998 \qquad (1)$$

$$Q_{обв}(P_{пл})= -33.8 \cdot \ln(P_{пл}) + 114{,}4 \quad \text{Коеф. кореляції } 0{,}967 \qquad (2)$$

Із отриманих рівнянь 1 і 2 слідує, що залежності об'ємів обводнення від часу і від тиску ведуть себе неадекватно і вступають у протиріччя, оскільки на пізній стадії розробки Шебелинського родовища залежність $Q_{обв}$ від $P_{пл}$ показує практичну стабілізацію пластового тиску з відносно незначним, але різким ростом об'ємів обводнення при падінні пластового тиску з 2,5 МПа до 2,08 МПа за період з 2009 до 2016 року.

Газонасичений об'єм пор Шебелинського ГКР складає 0,576·109 м^3 в той час як об'єм обводнення станом на 2016 рік складає 90·106 м^3. Тобто об'єм обводнення на 3 порядки менший ніж об'єм газонасичених пор і не може серйозно впливати на режим розробки родовища і підтримання пластового тиску.

Розрахунки показали, що об'єм водонапірної системи Шебелинського родовища, яка забезпечила вторгнення пластової води (за рахунок її розширення) у родовище складає приблизно 9,2 млрд м^3, при об'ємі води що вторглась у поклади 90 млн м^3.

Оскільки подальшого падіння пластового тиску в родовищі практично не спостерігається, то вказаний об'єм води у водонапірній системі Шебелинського ГКР (9,2 млрд м^3)не буде впливати обводнення покладів та і підтримання пластового тиску.

В ході дослідження були враховані всі фактори, що можуть впливати на підтримання пластового тиску – це: обводнення, просідання поверхні, пружність гірських порід, пластової води та газу. Аналіз показав, що наведені фактори не можуть в значній мірі підтримувати пластовий тиск. [3]. Виходячи із вищенаведеного можна припустити, що на Шебелинському ГКР існує інший фактор впливу на підтримування пластового тиску; і таким фактором можуть бути перетоки газу з глибоких горизонтів, тобто відновлення запасів газу [2, 3].

Щодо Шебелинського ГКР, то найбільш вдало пояснює як формування так і можливість перетоків газу з глибоких горизонтів в поклади, що розробляються геологічний профіль Верповського М.М. та Гладченко Ю.О. (рис. 2). Автори показали, що міграція вуглеводнів можлива по тектонічним порушенням як на стадії формування покладу, так і на стадії розробки [4]. Аналогічні дослідження були проведені Чепілем П.Н. в роботі «Друге життя родовищ нафти та газу – міф чи реальність» [5].

Буріння 11 глибоких свердловин (до 5 тис. м) на Шебелинському ГКР показало наявність газоносних ущільнених колекторів, були навіть окремі викиди газу, що свідчить про загазованість відкладів карбону по всій глибині. Однак, промислових покладів, як і надійних покрівель (флюїдоупорів) виявлено не було.

Враховуючи широку сітку диз'юнктивних дислокацій на Шебелинському родовищі ,їх підтвердження глибоким бурінням , можна вважати, що тектонічні порушення можуть бути шляхами і сучасної міграції вуглеводнів до покладів світи мідистих пісковиків та араукаритової світи; тим більше, що пластовий тиск в них знизився до 2,08 МПа, а тиск на великих глибинах досягає 30–50 МПа, що і зумовило можливість перетоків газу.

Баланс розподілу тиску газу з глибиною за рахунок розробки було порушено, створилась гігантська міжпластова депресія, що і забезпечило посередництвом тектонічних порушень, та дифузії перетоків газу в поклади, що розробляються. Тобто спостерігається відновлення запасів газу Шебелинського родовища.

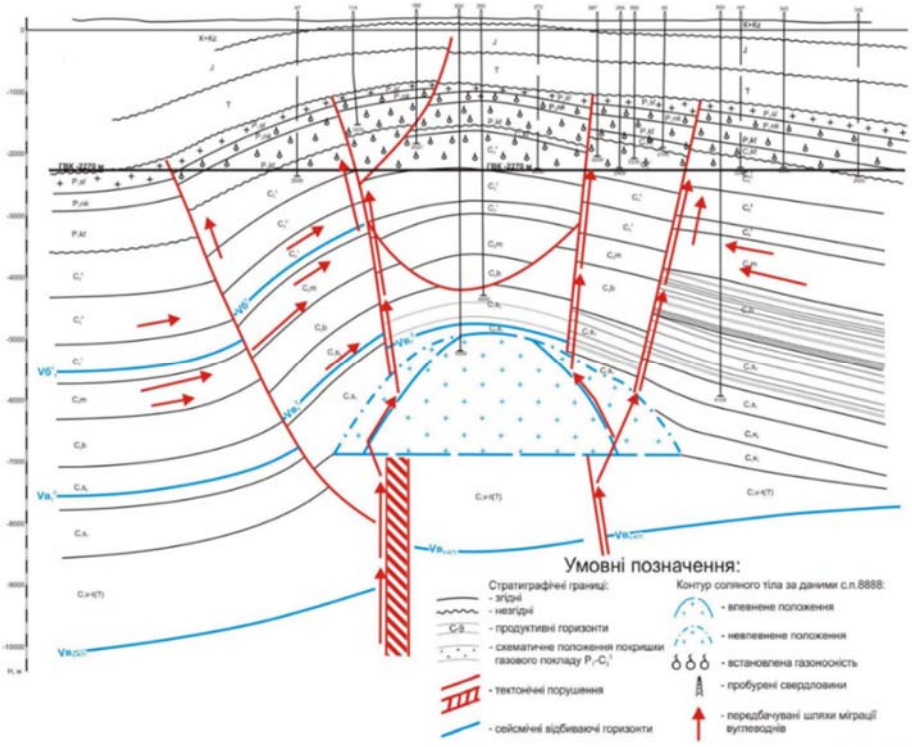


Рис. 2. Можливі шляхи перетоків газу на Шебелинському газоконденсатному родовищі згідно матеріалів Придніпровської ГРЕ (Верповський М.М., Гладченко Ю.О., 1990 р.)

Результати дослідження перспектив розробки Шебелинського ГКР з урахуванням відновлення запасів

В ході дослідження був проведений аналіз розробки родовища, в результаті якого можна припустити, що річний об'єм перетоку газу в поклад, що розробляється із глибоких покладів складає 1,8–1,9 млрд м^3.

На рис. 3 показано періоди розробки Шебелинського ГКР з 1980 по 2016 рік [2–4]. Слід зауважити, що в період 1999 по 2003 рік, річні обсяги видобутку газу були знижені до 1800–1900 млн м^3, при цьому пластовий тиск стабілізувався на рівні 3,3 МПа.

Але пізніше в період з 2004 по 2016 рр., що спостерігається на кривих рис. 3, річний видобуток газу знову збільшився до 2,4 млрд м^3, при цьому продовжилось падіння пластового тиску тому що об’єм перетоків складав лише 1,8–1,9 млрд м^3 і не встигав за відбором газу за рахунок введення нових ДКС.

Це дає підстави зробити припущення, що на Шебелинському ГКР спостерігається підтримання пластового пластового тиску за рахунок щорічного відновлення запасів газу в об’ємі 1,8–1,9 млрд м^3 за рахунок перетоків газу з глибоких горизонтів.

Враховуючи вищенаведене, авторами було розглянуто чотири варіанти подальшої розробки Шебелинського ГКР: розробка без введення в експлуатацію дотискуючої компресорної станції (ДКС) та з введенням ДКС без врахування перетоків (діючі проектні варіанти). А також з врахуванням перетоків газу (відновлення запасів) для безкомпресорної та компресорної розробки (прогнозні авторські варіанти).

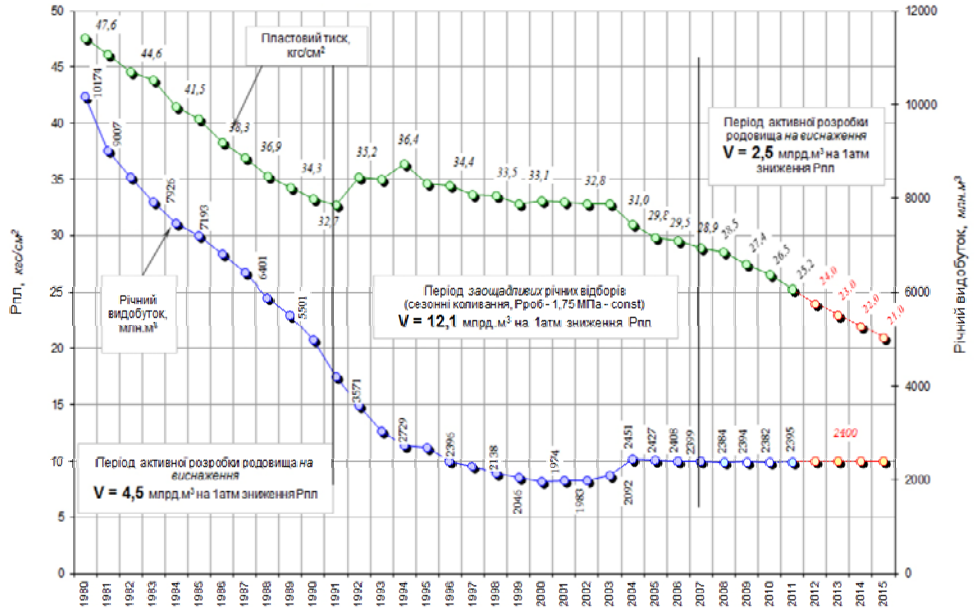


Рис. 3. Темпи вилучення залишкових запасів Шебелинського ГКР по роках

Розрахунки видобутку газу, а також пластові тиски по рокам показано графічно за різними варіантами розробки на рис. 4 [3].

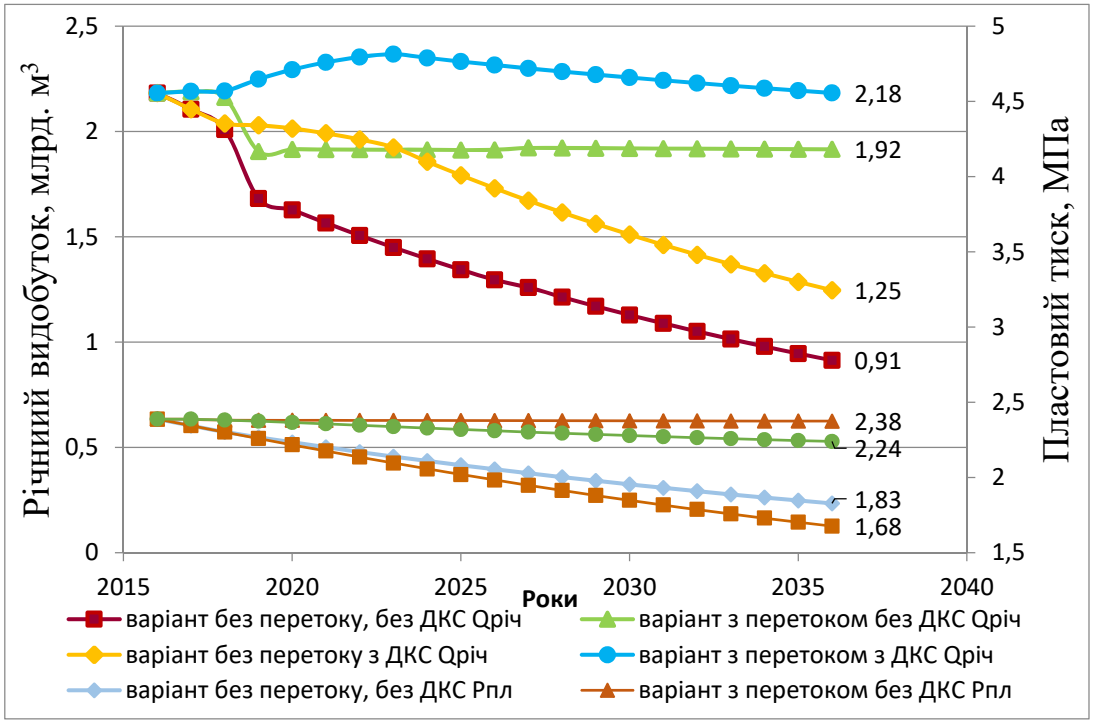


Рис. 4. Прогноз показників розробки Шебелинського ГКР за різними варіантами розробки

Як бачимо, за виконаним прогнозом варіанти 1 і 2 з врахуванням відновлення запасів природного газу вигідно відрізняються від діючих проектних варіантів без врахування перетоку, що забезпечує стабілізацію пластового тиску і, відповідно збільшення видобутку газу.

Таким чином прогноз показників розробки наведений в даній статті є уточненням до останніх прийнятих документів розробки , і рекомендується для врахування в наступних розрахунках щодо прогнозу довгострокового видобутку газу із Шебелинського ГКР. За результатам підрахунків при безкомпресорній розробці з урахуванням перетоків газу починаючи з 2020 року буде спостерігатись перехід в режим постійного річного видобутку в об'ємах 1,9 млрд м^3; при введенні нової ДКС і пониженні робочих тисків свердловин, річний видобуток в період 2020–2040 років буде зберігатись на рівні 2,4–2,1 млрд м^3.

Загальний додатковий видобуток газу за цей період при введенні ДКС з урахуванням перетоків, в порівнянні з безкомпресорною експлуатацією, складе понад 6,5 млрд м^3.

Висновки:

1) Таким чином, перспективи довгострокової розробки Шебелинського ГКР в значній мірі залежать від відновлення запасів газу за рахунок перетоків газу з глибинних горизонтів карбону по тектонічним порушенням, що сприяє підтримуванню пластового тиску в покладі та забезпечує збільшення обсягів річного видобутку при будь-якому варіанті розробки. При цьому річний видобуток газу не може бути меншим 1.8 млрд м^3 на протязі багатьох десятиліть. Додатковий видобуток газу за рахунок введення нової дотискуючої станції за період 2020–2040 років складе понад 6,5 млрд м^3 в умовах відновлення запасів.

2) Встановлене виконаними дослідженнями явище відновлення запасів газу на Шебелинському ГКР є перспективним і для інших родовищ України і потребує подальших спеціальних досліджень, для визначення довгостроковості розробки родовищ на пізній стадії експлуатації.

Література

1) Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / С.Н. Закиров, Р.Н. Кондрат, Э.А. Волосник и др. // Материалы Международного научного семинара. В 2-х томах. Т.2. Москва, 2009. С. 157–161.

2) Фесенко Ю.Л. Стан і перспективи розробки Шебелинського газоконденсатного родовища. *Нафтова і газова промисловість*. 2009. № 5–6. С. 24–28.

3) Фик І.М. Шебелинське газоконденсатне родовище відновлення запасів чи обводнення? *Нафтогазова галузь України*. 2018. № 6. С. 3–10.

4) Кривуля С.В. Особливості геологічної будови, нарощування запасів та розробка великих родовищ у відкладах Р1–С3 в ДДЗ на прикладі Шебелинського газоконденсатного родовища. *Вісник ХНУ*. 2012. №1033. С. 15–82.

5) Вдовиченко А.І. Проблеми нарощування запасів і видобутку нафти і газу в Україні за рахунок їх відновлення/ А.І. Вдовиченко, А.М. Коваль, П.М. Чепіль // Нафта і газ. Наука–Освіта–Виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку: матеріали Всеукраїнського наук.-техніч. конф. (м. Дрогобич, 10–11 березня 2016 р). Дрогобич: ТзОВ «Трек–ЛТД». 2016. 174 с.

6) Енергетичні ресурси геологічного середовища України (стан та перспективи): у 2-х т. Т.2 / Г.І. Рудько, О.І. Бондар, В.І. Ловинюков [та ін.]; За ред. Г.І. Рудька. Чернівці: Букрек, 2014. 520 с.

7) Лукін О.Ю. Забезпечення України власним природним газом: проблемні аспекти. За матеріалами наукової доповіді на засіданні Президії НАН України, 2 липня 2014 року. *Вісник НАН України*. 2014. №9. С. 16–22.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.048

ДЕЯКІ АСПЕКТИ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ НЕЗАЛЕЖНОСТІ УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Семчук Я.М., *д. тех. н., проф., bzhd@nung.edu.ua,*
Василів Н.Ю., *natali160785@ukr.net,*
Івано-Франківський Національний Технічний Університет Нафти і Газу,
м. Івано-Франківськ, Україна

Розглянуто і проаналізовано енергетичний потенціал України у газовому сегменті. Окреслено технологічні і екологічні аспекти нафтогазової діяльності. Запропоновано методологію створення постійно діючих різномасштабних еколого-технологічних моделей, спрямованих на оптимізацію еколого-технологічних складових на всіх стадіях реалізації проектів розвідки та розробки вуглеводневої сировини.

SOME ASPECTS OF UKRAINE'S ENERGY INDEPENDENCE IN THE GAS SECTOR

Semchuk Ya., *Dr.Sci.(Eng.), Prof., bzhd@nung.edu.ua,*
Vasyliv N., *natali160785@ukr.net,*
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

Reviewed and analyzed energy potential of Ukraine in the gas segment. The technological and environmental aspects of oil and gas activities are determined. The proposed methodology for the creation of multiscale permanent ecological and technological models, aimed at optimizing the ecological and technological components at all stages of implementation of projects of exploration and exploitation of hydrocarbons.

Загальна постановка проблеми та її актуальність. Характерними особливостями української газотранспортної системи є переважання газопроводів великого діаметру, які, в основному, виконують функції транзитних, розгалуженість системи – переважно широтне розміщення газопроводів і сполучення їх газопроводами-перемичками, що створює широкі можливості як для подальшої газифікації країни, так і маневрування при необхідності транзитними потоками газу [3].

Українська газотранспортна система має безпосередній зв'язок з системами газопроводів сусідніх європейських країн і через них фактично інтегрована у загальноєвропейську газову мережу.

З метою надійного газозабезпечення внутрішніх і зовнішніх споживачів постійна увага приділяється питанням підвищеної надійності та ефективності роботи систем транспортування газу.

Важливим елементом програм підвищення надійності та ефективності роботи діючих газопроводів є розробка і реалізація проектів по реконструкції і впровадженню енергозберігаючих технологій.

Ознаки стабілізації та підйому економіки країни дають впевненість у майбутньому і дозволяють уже ставити в нашій країні безпрецедентну за масштабами, багатогранністю та складністю задачу – переведення енергетики на якісно нову модель розвитку. Замість моделі кількісного розвитку, якій ми слідували впродовж багатьох десятків років, ми повинні перейти на принципи сталого розвитку енергетики, на який переходять сьогодні розвинуті країни світу. Альтернативи цьому шляху зараз немає. Необхідно уже перші кроки виходу з кризи підпорядковувати вирішенню проблеми переходу на принципи сталого розвитку. Це дозволить пройти намічений шлях найкоротшим і найефективнішим способом.

Метою роботи є дослідження факторів, які вливають на енергетичну незалежність нашої держави в цілому, у т. ч. у газовій сфері.

Виклад основного матеріалу дослідження. Рівень розвитку енергетики має визначальний вплив на стан економіки кожної держави, на вирішення питань соціальної сфери та рівень життя

людей. Тому, небезпідставно енергетичну незалежність завжди пов'язують з національною безпекою держави. Потреби в енергії визначаються трьома факторами: ростом населення, економічним розвитком і технологічним прогресом. Енергетична стратегія України вкрай потрібна, оскільки необхідні науково обґрунтовані шляхи докорінної трансформації енергетичного сектора української економіки, по суті створення нової енергетики країни, яка відповідає новому сучасному постіндустріальному суспільству, яке перейшло на шлях сталого розвитку, і, вирішуючи цю грандіозну задачу створення нової енергетики, ми не можемо робити помилки і промахи, які можуть привести до неефективних рішень, а тим більше катастроф [1–2, 4].

У енергетичній стратегії знайде своє рішення ціла низка невирішених проблем в українській енергетиці. Це перш за все: досягнення стабільного, надійного енергозабезпечення; суттєве підвищення енергоефективності галузі; модернізація та реконструкція її інфраструктури; структурна перебудова всього паливно-енергетичного комплексу; забезпечення використання джерел енергії та технологій, що зменшують вплив на довкілля; подальше реформування галузі у відповідності з умовами ринкової економіки; диверсифікація джерел паливно-енергетичних ресурсів; підвищення енергетичної безпеки держави. Також однією з важливих проблем є модернізація енергетичної галузі. Жодна країна не будує свою енергетичну стратегію на імпортному паливі, ігноруючи власні енергоносії. Наступною умовою стабільного розвитку енергетики в сьогоднішніх умовах є розвиток ефективного міжнародного співробітництва.

Останнім часом все більшу частку в паливно-енергетичному балансі завойовує природний газ. Він є ідеальним енергоносієм, забезпечуючи своєрідний міст від сьогоднішньої енергетики до нової ери більш сприятливих для довкілля енергетичних систем. Він може допомогти вирішити стратегічні енергетичні проблеми XXI ст. – забезпечити потреби в енергії, необхідні для соціального та економічного розвитку та зменшити шкідливий вплив на оточуюче середовище. Екологічні переваги природного газу і багаті запаси – це сильні стимули для продовження розширення регіональних газових мереж.

Важливими завданнями, які повинні бути вирішені найближчим часом у газовому секторі є: вдосконалення системи надрокористування, розробка нових родовищ, невеликих та середніх родовищ, у т. ч. з більш низькими характеристиками експлуатації родовищ на пізній стадії розробки, важкодоступних та глибоких запасів газу, організаційної структури та реформування газової галузі з метою підвищення економічних результатів її діяльності, раціоналізації використання ресурсів при збереженні виробничого комплексу єдиної системи газопостачання, достатнього рівня концентрації виробництва та капіталу, підтримка формування та розвитку незалежних виробників газу.

Для забезпечення енергетичної безпеки України у газовому секторі з метою досягнення енергетичної незалежності також є важливими такі аспекти:

1. Безпечна для життя людей та навколишнього природного середовища експлуатація об'єктів нафтогазового комплексу. Нині особливо гостро постали екологічні проблеми енергетики, її раціонального розвитку. Дуже важливою проблемою є охорона природного середовища та охорони праці внаслідок розвідки та освоєння родовищ енергетичних корисних копалин, їх експлуатації, транспортування та експлуатації.
2. Забезпечення ефективної роботи та динамічного розвитку нафтогазової промисловості.
3. Створення досконалої системи управління паливно-енергетичним комплексом, вдосконалення її взаємодії з владою, засобами масової інформації та громадськістю тощо.

Висновки. Україна повинна реалізовувати свій шанс стати великою конкурентоспроможною європейською державою з європейським рівнем економіки. Енергетична безпека країни, окрім технічних, технологічних, фінансово-економічних та законодавчих аспектів діяльності самого

паливно-енергетичного комплексу, має також чітко визначені соціальні орієнтири – забезпечити кожному господарюючому суб'єкту, кожному громадянину рівні можливості доступу до паливно-енергетичних ресурсів, створити такі правові та економічні механізми, які б дозволили кожному споживачеві використовувати паливо та енергію у достатній кількості надійно та ефективно.

Важливим елементом програм підвищення надійності і ефективності роботи діючих газопроводів є розробка та реалізація проектів по реконструкції і впровадженню енергозберігаючих технологій. Серед них такі, як підвищення енергоефективності компресорних станцій, використання когенераційних технологій, створення автоматизованої системи моніторингу за технічним станом газотранспортної системи.

Розширення газотранспортної системи України з її величезним технічним потенціалом, розвиненою інфраструктурою, кваліфікованим персоналом не вимагає значних капіталовкладень і є економічно вигідним для всієї газової мережі в порівнянні з будівництвом нових газопроводів. Газотранспортна система України, яка постійно оновлюється та розвивається, і далі буде грати важливу роль в транспортних поставках газу, підвищенні енергетичної безпеки України.

Література

1. Енергетичні ресурси геологічного середовища геологічного середовища України (стан та перспективи): у 2 т. / за ред. Г.І. Рудька. Чернівці: Букрек, 2014. Т.2. 520 с.

2. Енергетичні ресурси та потоки / Під ред. А.К. Шидловського. Київ: Українські енциклопедичні знання, 2003. 472 с.

3. Міністерство палива та енергетики України – «Енергетична стратегія України на період до 2030 року (проект)».

4. Наукове супроводження геологічних об'єктів з метою оптимізації використання ресурсів надр. Моніторинг надрокористування / за ред. Рудька Г.І. К. 2015. 592 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 550.8.056

РЕКОМЕНДАЦІЇ НА ПОВТОРНЕ ВИПРОБУВАННЯ ПРОБУРЕНИХ СВЕРДЛОВИН В ПІВДЕННО-СХІДНІЙ ЧАСТИНІ ПОКУТСЬКО-БУКОВИНСЬКИХ КАРПАТ

***Шеремета П.М.*[1]**, *psheremeta@i.ua,*
***Левкович Ю.М.*[2]**, ***Пилип'юк М.М.*[2]**, ***Хавензон І.В.*[1]**,
***Слоницька С.Г.*[3]**, ***Ладиженський Ю.М.*[1]**,
1 – Українська нафтогазова академія, м. Київ, Україна,
2 – Західно-українська геофізична розвідувальна експедиція, м. Львів, Україна,
3 – Український державний геологорозвідувальний інститут, м. Київ, Україна

На основі даних сейсморозвідувальних робіт, промислової геофізики та глибокого буріння на окремих об'єктах Покутсько-Буковинських Карпат рекомендується повторне випробування продуктивних пластів в раніше пробурених свердловинах та переінтерпретація даних промислової геофізики в північно-західному напрямку.

RECOMMENDATIONS ON REPEATED TESTS OF THE DRILLED WELLS IN A SOUTHEAST PART POKUTSKO - BUKOVINA CARPATHIANS

***Shremeta P.*[1]**, *psheremeta@i.ua,*
***Levkovych Yu.*[2]**, ***Pylypyuk M.*[2]**, ***Havenzon I.*[1]**,
***Slonytska S.*[3]**, ***Ladyzhenskyy Yu.*[1]**,
1 – Ukrainian Oil and Gas academy, Kyiv, Ukraine,
2 – Western Ukrainian Geophysical Prospecting Expedition, Lviv, Ukraine,
3 – Ukrainian State Geological Research Institute, Kyiv, Ukraine

On the basis of these seismoprospecting works, industrial geophysics and deep drilling on separate objects Pokutsko - Bukovina Carpathians tests of productive layers in earlier drilled wells also reinterpretation of data of industrial geophysics in the northwest direction is recommended repeated.

Вступ. В Західному нафтогазоносному регіоні видобуто та розвідано близько 34 % початкових ресурсів нафти та газу, що на 7 % нижче, ніж в цілому по Україні. Це свідчить про значні потенційні можливості нарощування розвіданих запасів та видобутку в регіоні нафти і газу. Найбільш перспективним в нафтогазоносному відношенні є Покутсько-Буковинські Карпати, де з допомогою сейсморозвідки, достатньо повно та вірогідно вивчена глибинна будова та виявлено цілий ряд структур, як у форланді Карпат, так і в алохтонній їх частині.

Південно-східна частина Карпатської нафтогазоносної провінції характеризується високими пластовими, поровими, геостатичними тисками та температурами, які ускладнюють буріння свердловин на нафту та газ і експлуатацію нафтових та газових родовищ.

Термобаричні умови геологічного розрізу в регіоні відзначаються складним законом розподілу пластових тисків та температур як по глибині, так і по латералі. Новосілецький Р.М. та Філяс Ю.Г. склали карту пластових тисків та температур, що приведенв до абсолютної глибини мінус 2000 м.

Результати дослідження. Результати буріння і випробування свердловин в межах Лопушнянського нафтогазового родовища вказують на те, що випробування по деяких свердловинах помилково не проводилися або проведені неякісно. Наприклад, випробування продуктивного пласта свердловини Лопушна-30 є додатковим підтвердженням. Там отримано приплив нафти тільки на 5 день «відкачки». Дані інтерпретації промислової геофізики свердловини Лопушна-10 вказують на те, що і алохтоні флішеві на глибині 4038–4048 м є продуктивними.

Аномально високі гідростатичні, пластові та порові тиски спостерігаються при бурінні свердловин на нафту та газ в межах Покутсько-Буковинських Карпат. Цілий ряд свердловин через

високі тиски та викликані ними технічні ускладнення було ліквідовано, не розкриті проектні глибини геологічних об'єктів, а саме: Бергомет-1, Розтоки-1, Шепіт-1, Космач-Покутські–2, 7, 10, 11, Лопушна-12 та ін.

Багато свердловин помилково не випробовувались, хоча за даними промислової геофізики в них були виявлені продуктивні в нафто-газоносному відношенні горизонти, наприклад Петровець-3, Рожин-1 і т.д. Після обробки сейсмічних матеріалів в межах Петровецької структури за методикою сейсмолітмологічного аналізу (автор Пилипишин Б.В.) на часових профілях амплітудно-частотної характеристики середовища (АЧХС) в автохтонних мезозойських відкладах чітко виділяється флюїдонасичений пласт (рис. 1).

Підтвердженням того, що свердловина Петровець-3 ввійшла в нафтовий пласт є вихід нафти на денну поверхню, що відображено на рис. 2.

Крім цього, безпідставно не випробувана свердловина Рожин-1, хоч за даними промислової геофізики, як українськими так і польськими геофізиками в автохтоні виділяється продуктивний пласт.

В межах Лопушнянського родовища призупинено буріння свердловини Лопушна-12, а за сейсмолітмологічними даними виділяються флюїдонасичені пласти (рис. 3).

Виходячи з цього та проаналізувавши дані промислової геофізики, рекомендуємо провести повторне випробування таких свердловин:

Петровець-3	– в алохтонному комплексі на глибині 2300–3400 м
	– в автохтоні – палеогенові (платформові), сеноманські (крейда) та юрський горизонт за аналогією з Лопушнянським родовищем 4700–5484 м
Сергії-1	– в алохтонному комплексі на глибині 2794–3429 м
Рожен-1	– в автохтонному комплексі в глибинах 5720–6000 м
Фальків-1	– в алохтонному комплексі на глибинах 2150–3284
Лопушна-13	– в алохтонному комплексі на глибинах 1320–1450 м, 1580–1650 м, 2030–2080 м і 2240–2260 м
	– в автохтонному комплексі на глибинах 5030–5260 м

На Космач-Покутській ділянці пробурено свердловини № 2, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 14. При бурінні зафіксовані аномальні пластові тиски понад 500 атмосфер. Глибини свердловин становлять 3504–4714–5171–5986 м. Свердловини з алохтону не вийшли. Для повторного випробування і переінтерпретації даних промислової геофізики рекомендуються свердловини:

Космач-Покутська-2	– глибини 3050–3584 м
Космач-Покутська-7	– глибини 4836–5171 м
Космач-Покутська-11	– глибини 3500–4020 м і 4190–4879 м
Космач-Покутська-14	– глибини 3540–4290 м і 4650–4711 м

Крім цього, на томографічному розрізі за параметром «густина-намагніченість» по профілю РП-VI (рис. 4) спостерігається підняття автохтонних відкладів Карпат у північно-західному напрямку від свердловини Шевченково-1, глибина залягання яких подібна, як і в зоні Лопушнянського родовища. Це вказує на зростання нафтогазоперспективності автохтону Карпат у північно-західному напрямку. Таким чином, вкрай необхідно зробити переінтерпретацію даних промислової геофізики в північно-західному напрямку від Покутсько-Буковинських Карпат, включаючи свердловину Шевченково-1, з метою виділення автохтонних мезозойських відкладів під Карпатами, на доступних для проведення геологорозвідувальних робіт глибинах.

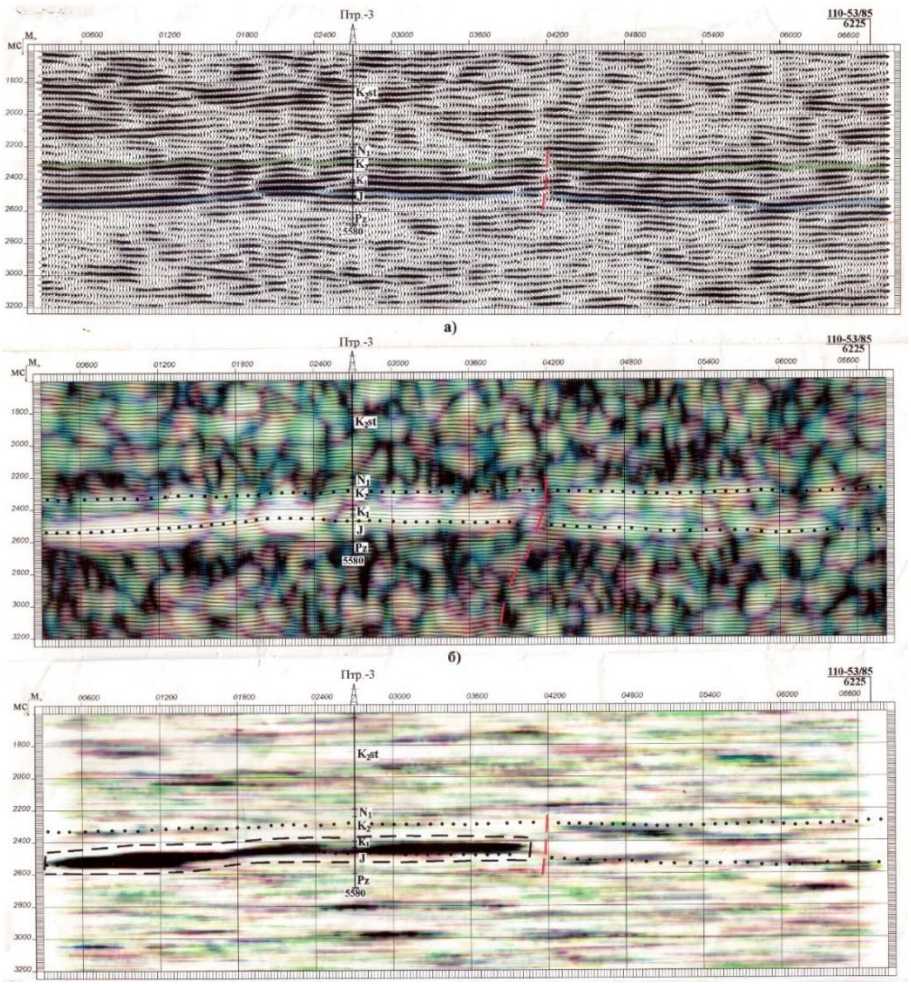


Рис. 1. Сумарний (а), сейсмологічний (б) та АЧХС (в) розрізи профілю 102-53,77 (Петровецька площа), обробка та інтерпретація Хавензон І.В.



Рис. 2. Вихід нафти на поверхню (свердловина Петровець-3)

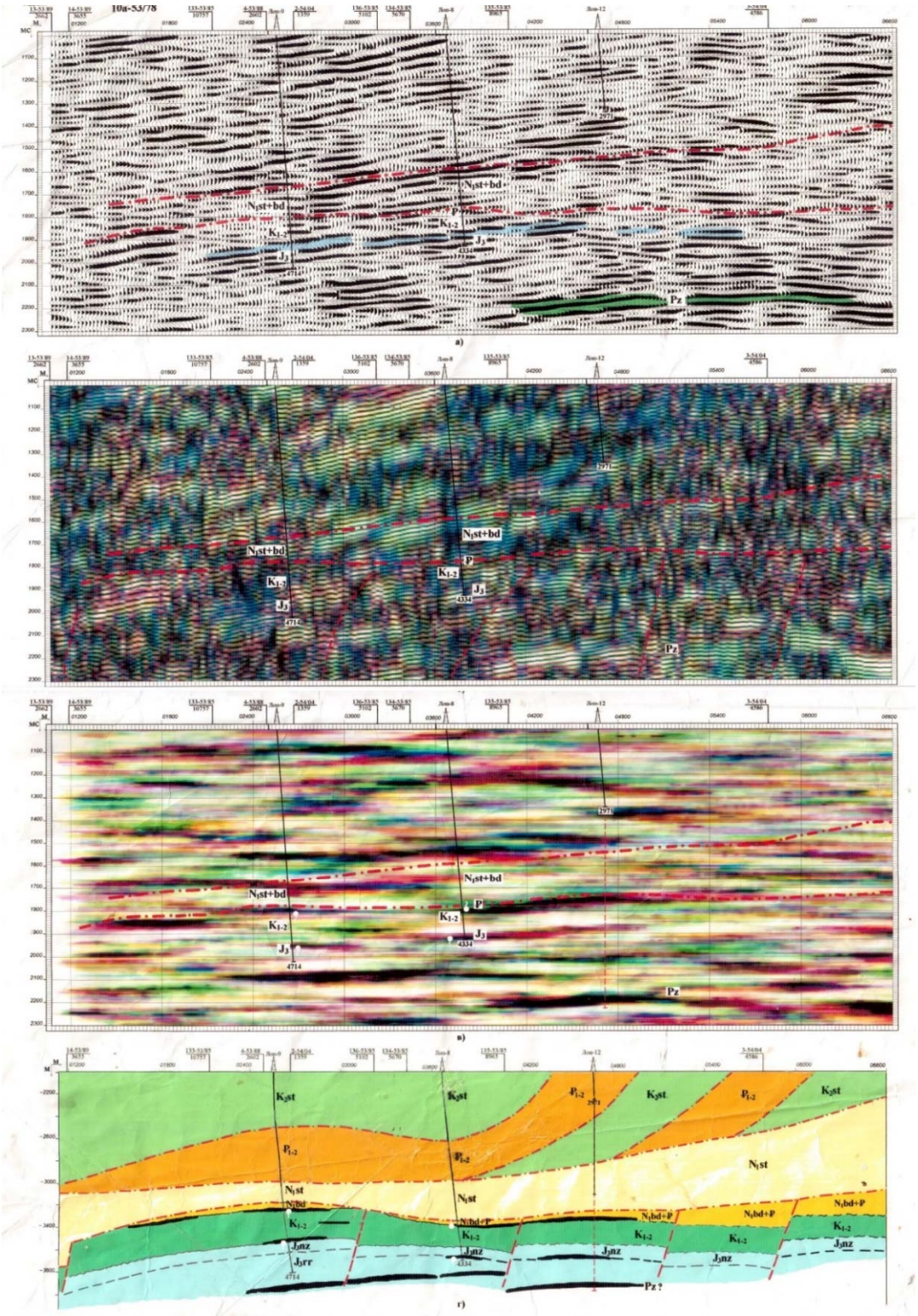


Рис. 1. Фрагменти сумарного (а), сейсмологічного (б), АЧХС (в) та сейсмологічного (г) розрізів профілю 10а-53/78 (площа Лопушна), обробка та інтерпретація Хавензон І.В.

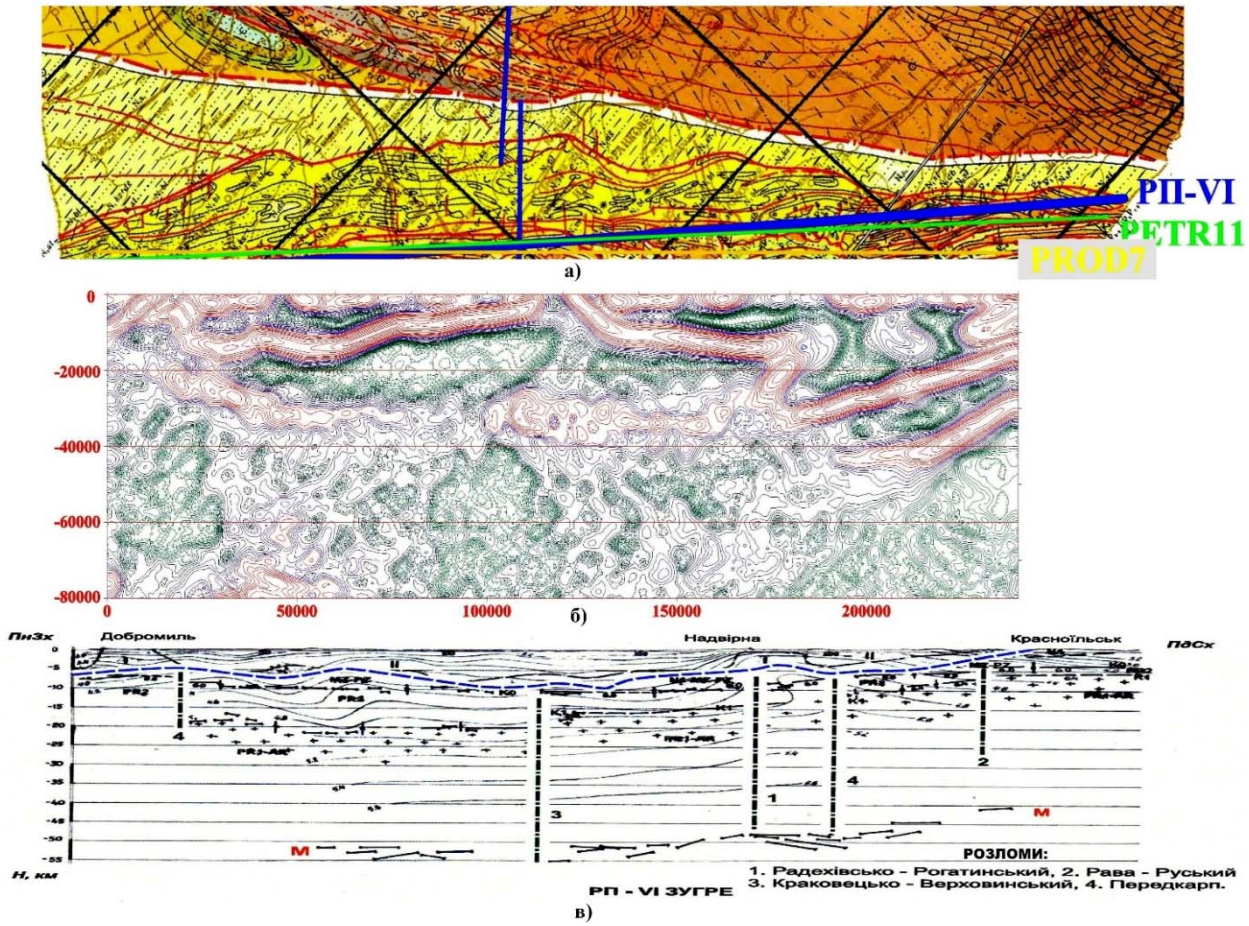


Рис. 4. Регіональний профіль РП-VI (інтерпретація Х.Б. Заяць):
а) фрагмент геологічної карти (вказано простягання профілю); б) томографічний розріз за параметром «густина-намагніченість» (С.Г.Слоницька); в) розріз за даними КМЗХ

Новизна дослідження. При дослідженні використана методика сейсмолітмологічного аналізу та по профілю РП-VI побудований томографічний розріз з параметром «щільність-намагніченість» з метою простеження автохтонних мезозойських відкладів в північно-західному напрямку до границі з Польщею.

Висновки. Виконаний нами аналіз матеріалів сейсморозвідувальних досліджень, літературних джерел та даних геофізичних досліджень в свердловинах, гравірозвідки, магніторозвідки, електророзвідки з поєднанням даних буріння параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин вказує на те, що південно-східна частина Карпатської нафтогазової провінції є найбільш перспективною в нафтогазовому відношенні. В межах її відкрито 12 нафтових і газових родовищ, виявлено за даними сейсморозвідки понад 60 структур як у форланді, так і в алохтонній частині Карпат, а відкриття Лопушнянського нафтогазового родовища під Карпатським орогеном є епохальним явищем.

При цьому слід відмітити, що буріння свердловин проводиться в складних геологічних умовах, особливо ускладнення викликають аномально високі (понад 500 Атм) пластові та порові тиски. За нашим судженням промислові геофізичні дослідження в деяких свердловинах виконані неякісно (свд. Лопушнянська-13). Те ж саме відноситься до технології випробування продуктивних пластів. Крім цього, необхідно зауважити, що в деяких свердловинах випробування продуктивних пластів взагалі не проводилось (Сергії-1, Рожин-1, Петровець-3 та ін.). На такі самі недоліки

вказують спеціалісти зарубіжних фірм «Ексон» (США) та «Фран-лаб» (Франція). За нашими дослідженнями автохтонні мезозойські відклади під Карпатами простежуються на доступних для розвідки глибинах аж до Польської границі.

Таким чином, продовження досліджень в даному регіоні є актуальною задачею і вони мають загальнодержавне значення, бо Карпатський регіон характеризується найбільш високою нафтогазоносною перспективністю.

УДК 550.8.053

ОПТИМІЗАЦІЯ УПРАВЛІННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЄЮ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ НА ОСНОВІ ГРАВІТАЦІЙНОГО МОНІТОРИНГУ НА ПРИКЛАДІ ДАШАВСЬКОГО ПСГ/СТВОРЕННЯ ДИНАМІЧНОЇ ГЕОГУСТИННОЇ 4D МОДЕЛІ

***Петровський О.П.*[1]**, *д. фіз.-мат. н., професор, bipeks@gmail.com,*
***Трачук А.Ю.*[2]**, *geo1trachuk@gmail.com,*
***Петровська Т.О.*[1]**, *к. фіз.-мат. н., tetyana.fedchenko@gmail.com,*
***Шимко Р.Я.*[3]**, *rshymko.utd@naftogaz.com,*
***Вечерік Р.Л.*[3]**, *rvecherik.utd@naftogaz.com,*
1 – НТК «ДЕПРОІЛ ЛТД.», Івано-Франківськ, Україна,
2 – ТзОВ «Інститут геотехнологій «ІНГЕОТЕХ ЛТД», Івано-Франківськ, Україна,
3 – ДП «УКРТРАНСГАЗ» НАК «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ», Київ, Україна

Проведені в межах Дашавського ПСГ комплексні моніторингові геофізичні дослідження, що включали чотири серії гравіметричних спостережень, узагальнення і переінтерпретацію існуючих геолого-геофізичних матеріалів, дозволили всебічно вивчити геологічний розріз пластової системи Дашавського ПСГ. Результатом кількісної інтерпретації матеріалів гравітаційного моніторингу, геофізичних досліджень у свердловинах та сейсморозвідки стала створена інтегральна просторова геолого-геофізико-промислова динамічна модель Дашавського ПСГ, узгоджена з усім комплексом наявної геофізичної, геологічної та промислової інформації. Створена неоднорідна 4D геолого-геофізична модель ПСГ на різних етапах експлуатації (заповнення та виснаження) дозволила спрогнозувати в межах нижньодашавських пластів-колекторів найбільш ймовірні ділянки поширення газонасичених порід. Встановлений зв'язок між змінами геогустинних характеристик газонасичених резервуарів з локальними змінами параметрів пластової системи дозволив оцінити розподіл пластового тиску та активного і буферного газу в межах резервуарів ПСГ. Результати проведених досліджень на Дашавському ПСГ та їх аналіз дали однозначні відповіді про кількісні промислові параметри на різних етапах експлуатації газосховища та дозволили оцінити особливості розповсюдження активного газу, визначити застійні зони та шляхи руху газу в межах пластової системи. Виходячи з цього, роботи проведені на території Дашавського ПСГ сформували основу для подальшого використання гравіметричного методу для моніторингу за станом та експлуатацією підземних сховищ газу в Україні. В результаті виконання робіт здійснені суттєві теоретичні напрацювання та отриманий практичний досвід виконання високоточних гравіметричних моніторингових досліджень.

OPTIMIZATION OF UNDERGROUND GAS STORAGES EXPLOITATION CONTROL WITH GRAVITY MONITORING ON EXAMPLE OF DASHAVIAN UGS / DYNAMIC DENSITY 4D MODEL CREATION

***Petrovskyy O.*[1]**, *Dr. Sci. (Phys.-Math.) Prof., bipeks@gmail.com,;*
***Trachuk A.*[2]**, *geo1trachuk@gmail.com,*
***Petrovska T.*[1]**, *Cand. Sci. (Phys.-Math.), tetyana.fedchenko@gmail.com,*
***Shymko R.*[3]**, *rshymko.utd@naftogaz.com,*
***Vecherik R.*[3]**, *rvecherik.utd@naftogaz.com,*
1 – STC «DEPROIL», Ivano-Frankivsk, Ukraine,
2 – LLC «Institute of geotechnologies «INGEOTECH Ltd», Ivano-Frankivsk, Ukraine,;
3 – PJSC «UKRTRANSGAZ», Kyiv, Ukraine

Complex monitoring geophysical research provided on Dashavian UGS included four time-lapse series of gravimetric acquisitions, generalization and reinterpretation of existing geological and geophysical data. Research allowed closely explore subsurface geology of reservoir system of Dashavian UGS. Created integral, spatial, geological, geophysical and industrial dynamic model of Dashavian UGS was a result of quantitative interpretation of gravity monitoring data, well logging and seismic. This model was coordinated with all complex of existing geological, geophysical and industrial data. Created heterogeneous 4-D geological and geophysical model at different stages of exploitation (depletion - completion) allows to predict the most possible areas of gas saturated rocks distribution within lower Dashavian reservoirs and establish relations between rock density changes of gas-saturated reservoirs with local changes in reservoir system as well as rock pressure and gas volume.

Results of performed research on Dashavian UGS and their analysis gave definite answers about quantitative industrial parameters on different stages of UGS exploitation and allowed evaluate active gas distribution characterization as well as determined of stagnant zones and gas migration ways within reservoir. Therefore, research executed on Dashavian UGS made a basis for further implementation of gravimetric method for monitoring of condition and exploitation of underground gas storages in Ukraine. Considerable theoretical research and gained practical experience of high precision gravity monitoring execution were obtain in results of performed research.

Одним із шляхів підвищення ефективності роботи газотранспортної системи України є якісне та повне використання підземних сховищ природнього газу. Представлені дослідження орієнтовані на вивчення можливостей використання гравітаційного методу на основі циклічних високоточних гравіметричних вимірів і створення 4D інтегральної геолого-геофізико-промислової моделі Дашавського підземного сховища газу для виконання ефективного контролю за станом та експлуатацією ПСГ. В доповіді представлені результати виконаних робіт, що дали однозначні відповіді про кількісні промислові параметри на різних етапах експлуатації ПСГ та дозволили оцінити особливості розповсюдження активного газу, визначити застійні зони та шляхи руху газу в межах пластової системи.

Метою досліджень є підвищення ефективності роботи підземних сховищ природнього газу за допомогою гравітаційного моніторингу та створення постійно діючої просторової інтегральної геолого-геофізико-промислової моделі для контролю за станом і експлуатацією підземних сховищ природнього газу загалом та Дашавського ПСГ зокрема. Прогнозування пластового тиску в міжсвердловинному просторі та визначення напрямків руху активного газу від експлуатаційних свердловин до периферійних резервуарів в період нагнітання та з периферійних резервуарів до експлуатаційних свердловин в період відбору газу.

Дашавське підземне сховище газу створене у виснажених покладах Дашавського газового родовища в межах 8-го та 9-го продуктивних горизонтів нижньодашавських відкладів сарматського ярусу неогену і є третім за кількістю активного газу сховищем в Україні. Шість покладів, які використовуються як резервуари для зберігання газу утворюють єдину гідродинамічну систему [1]. Згідно проекту розробки Дашавського ПСГ загальний об’єм газу складає 5 339 млн м^3, з яких активний об’єм газу 2 150 млн м^3, буферний – 3 189 млн м^3. Максимальний пластовий тиск в робочій зоні становить 5,75 МПа, мінімальний – 1,93 МПа. Кількість експлуатаційних свердловин – 100.

Враховуючи неоднорідний характер розподілу ємнісних властивостей порід колекторів, в яких розміщується газ актуальною є проблема оперативного контролю за процесами, які відбуваються у газосховищі. В першу чергу це стосується дослідження особливостей будови активної зони, шляхів її заповнення та наявності застійних ділянок На даний час застосовуються промислові методи контролю, які базуються на дослідженнях за пластовим тиском та вирішенні задачі фільтрації газу у пористому середовищі, а також методи дистанційного геофізичного контролю. Серед геофізичних методів основним інструментом геофізичного моніторингу за станом геологічного середовища є 4D сейсмічні спостереження, результати яких знайшли відображення у значній кількості публікацій (D. Lumley, 2010, Herwanger, J., Koutsabelouis, N., 2011, Deflandre J.P., J. Laurent, D. Michon and E. Blondin, 1995).

Проведення сейсмічного моніторингу є не завжди ефективним, як з геолого-геофізичних так і з економічних причин. Серед інших геофізичних методів, які використовуються для моніторингу можна назвати гравіметричний метод, який пов'язаний із контролем за зміною густини порід та електричний, який в останні роки знайшов широке використання при проведенні геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Так на теперішній час є приклади успішного застосування гравітаційного моніторингу для дослідження вулканічної активності, контролю за напрямками розповсюдження підземних вод, їх зберігання та видобутку зі штучних водоносних горизонтів, а також при розробці родовищ вуглеводнів. Нижче приведений опис можливості

використання гравіметричного методу для моніторингу за станом та експлуатацією газосховищ на різних етапах їх експлуатації.

Циклічний річний процес експлуатації ПСГ включає в себе чотири періоди: відбір газу, закачування газу та два нейтральні періоди між ними. Кожен з періодів характеризується особливими умовами, в яких перебуває пластова система газосховища. На рисунку 1 представлена принципова схема змін, які відбуваються в газосховищі, при газовому режимі експлуатації між станом заповнення та станом виснаження ПСГ та їх відображення в гравітаційному полі. Динамічні зміни в газонасичених пластах ПСГ призводять до зміни об'ємної густини порід цих пластів. Найбільший вплив має зміна густини газу внаслідок його розширення або стиснення.

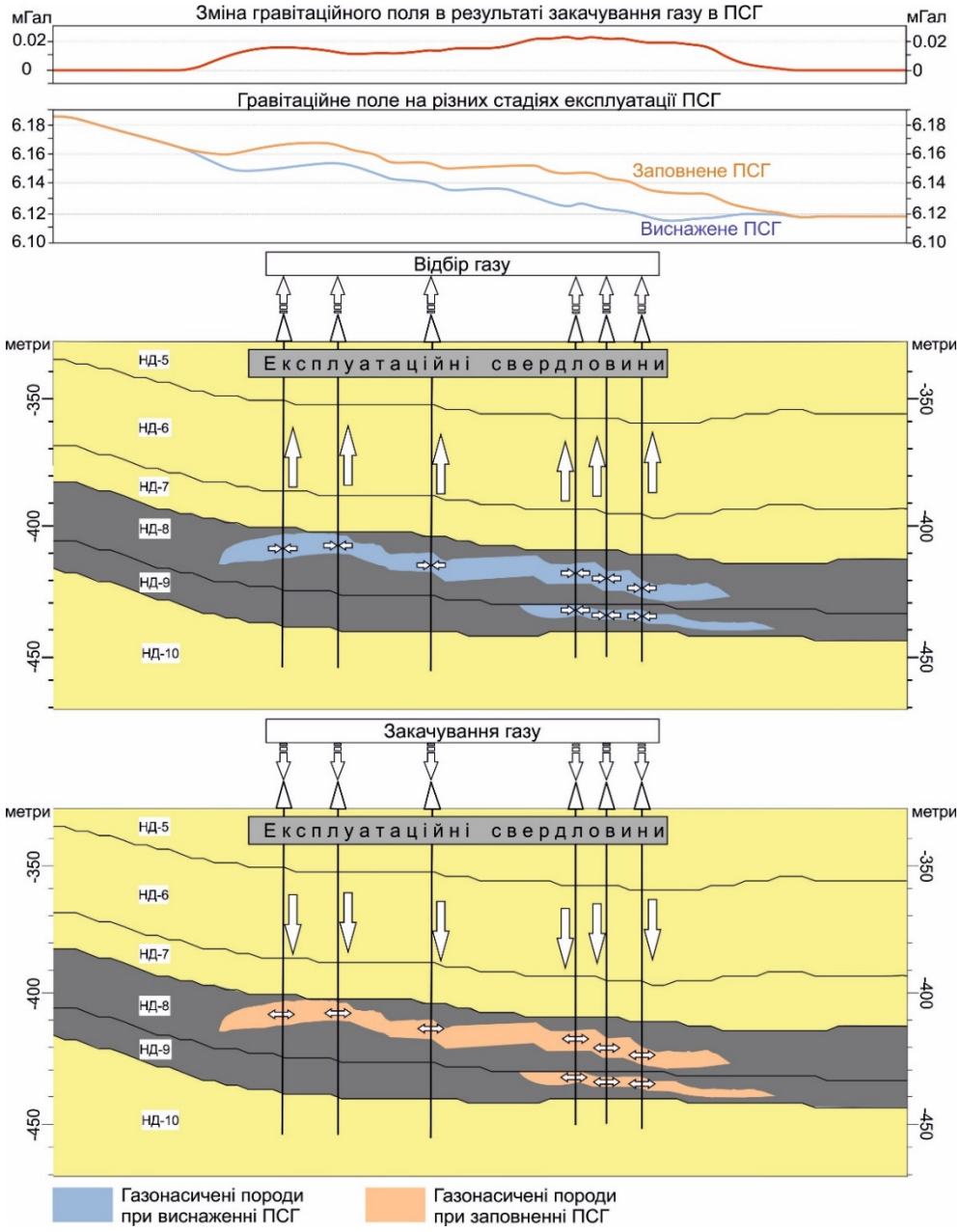


Рис. 1. Принципова схема змін що виникають в процесі експлуатації ПСГ та їх відображення у гравітаційному полі

В період 2012-2013 років в межах Дашавського ПСГ силами ТзОВ Інститут Геотехнологій «ІНГЕОТЕХ ЛТД» були виконані чотири серії гравіметричних моніторингових спостережень, дві в період виснаження і дві в період заповнення ПСГ. За результатами обробки даних гравіметричного моніторингу побудована інтегральна карта зміни гравітаційного поля між періодом виснаження та заповнення ПСГ. З використанням інтегральних змін гравітаційного поля та технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізико-промислових даних здійснено прогнозування неоднорідного мікро розподілу геогустинних властивостей газонасичених пластів, що приймають участь у підземному зберіганні газу, шляхом розв'язку просторової оберненої лінійної задачі гравірозвідки з максимальною компенсацією відхилення між вхідним і розрахованим гравітаційними полями. Результатом кількісної інтерпретації стала створена інтегральна просторова геолого-геофізико-промислова модель Дашавського ПСГ, узгоджена з усім комплексом наявної геофізичної і геологічної інформації: структурні побудови за даними детальних 3D, регіональних 2D сейсмічних робіт, результатів ГДС по всьому фонду свердловин, аномальне гравітаційне поле, отримане за даними гравіметричних моніторингових спостережень, дані буріння глибоких свердловин, дані вивчення фізичних і колекторських властивостей порід, виміри пластового тиску, динаміка зміни балансової кількості газу. Створена неоднорідна 3D геолого-геофізична модель дозволила в межах нижньодашавських пластів-колекторів спрогнозувати найбільш ймовірні ділянки поширення газонасичених порід та встановити зв'язок між змінами геогустинних характеристик газонасичених резервуарів (рис. 2) з локальними змінами параметрів пластової системи в тому числі пластового тиску та кількості газу.

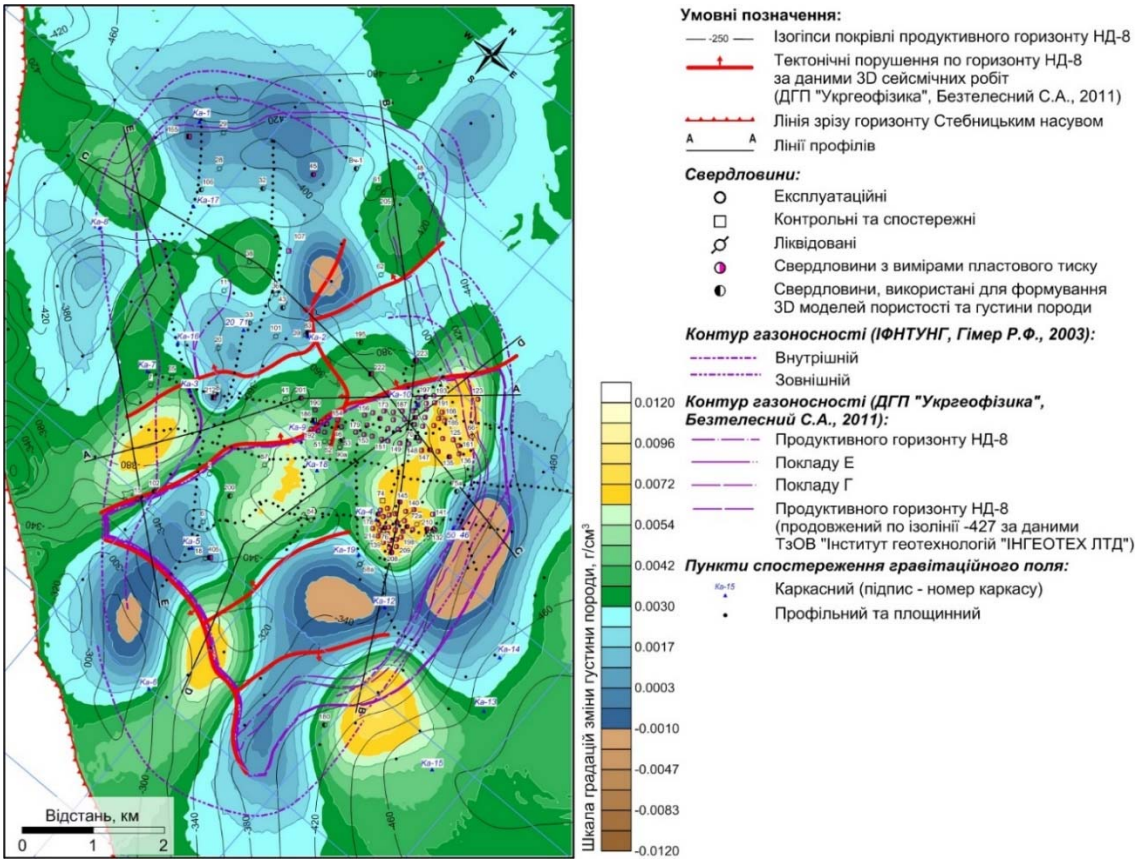


Рис. 2. Карта середніх значень зміни густини породи в межах відкладів продуктивного горизонту НД-8

Характер зв'язку між зміною пластового тиску та густиною породи визначений на основі даних вимірів пластового тиску в 95 свердловинах, які проводились в період виконання гравіметричного моніторингу (рис. 3).

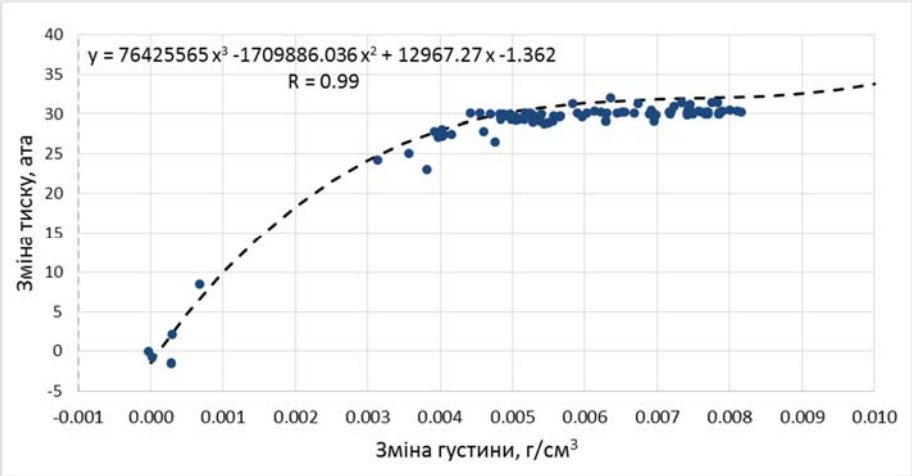


Рис. 3. Залежність між змінами пластового тиску та густини породи в просторовій 3D моделі в околі контрольних та спостережних свердловин

Використовуючи встановлену залежність, 3D просторова модель зміни густини породи була перерахована в 3D просторову модель зміни пластового тиску, на основі якої з використанням 3D моделі пористості сформованої за даними ГДС, розрахована 3D модель об'ємної щільності зміни кількості газу (рис. 4). Це дало можливість закартувати положення динамічних локальних резервуарів Дашавського ПСГ, які приймають участь у накопиченні та вивільненні активного газу. Визначено напрямки руху активного газу від експлуатаційних свердловин до периферійних динамічних локальних резервуарів в період нагнітання та з периферійних динамічних локальних резервуарів до експлуатаційних свердловин в період відбору газу. Розрахований об'єм активного газу в межах зон експлуатаційних свердловин і виділених динамічних локальних резервуарів та визначена їх значущість (частка в загальному об'ємі активного газу) з точки зору експлуатації Дашавського ПСГ. Похибка моделей пластового тиску відносно вимірів у свердловинах склала 0,4 ата (2,1 %), на період виснаження ПСГ та 0,9 ата (1,9 %) на період заповнення. Похибка в об'ємі закачаного/відібраного активного газу відносно балансових показників не перевищила 1 %.

Згідно отриманих результатів встановлено що в межах активної зони експлуатаційних свердловин в процесі циклічного закачування газу зберігається 1 162 млн. м^3 активного газу, що складає 65,6 % від всього об'єму активного газу Дашавського ПСГ. Решта активного газу зберігається в локальних динамічних резервуарах (табл. 1).

Результати проведених гравіметричних моніторингових досліджень на Дашавському ПСГ дозволили створити динамічну геогустинну 4D модель, визначити особливості розповсюдження активного газу, застійних зон, а також шляхи руху газу, в процесі експлуатації ПСГ, сформулювати теоретичну та методичну основи для моніторингу за станом і експлуатацією підземних сховищ газу в Україні на основі повторних гравіметричних спостережень.

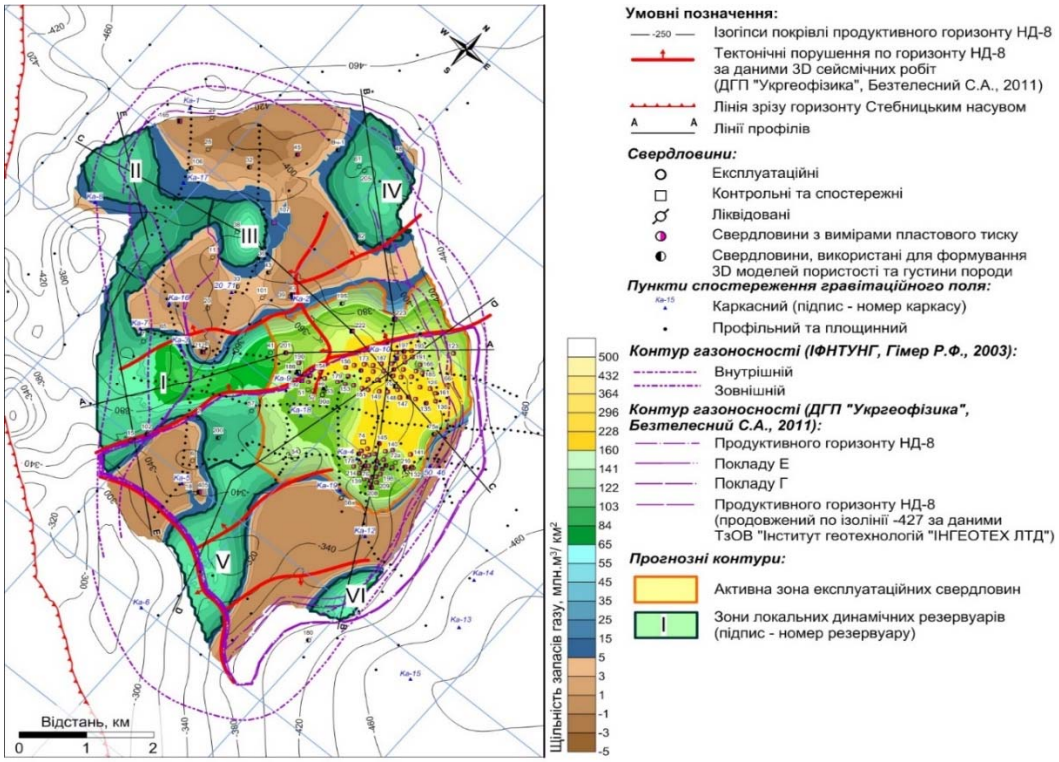


Рис. 4. Щільність зміни кількості газу в процесі експлуатації ПСГ в межах продуктивного горизонту НД-8 з прогнозними контурами локальних динамічних резервуарів

Таблиця 1

Структура розподілу активного газу в Дашавському ПСГ

Параметр	Активна зона	Локальний динамічний резервуар							Разом
		I	II	III	IV	V	VI	VII	
Продуктивний горизонт НД-8									
Площа, км^2	8.3	4.7	2.0	0.7	1.7	2.1	0.4		19.9
Об'єм активного газу, млн. м^3	998.7	227.4	45.1	21.7	46.5	79.3	20.2		1438.9
Частка від загального об'єму активного газу, %	66.6	15.2	3.0	1.4	3.1	5.3	1.3		95.9
Продуктивний горизонт НД-9									
Площа, км^2	3.3	2.3	0.6			3.7		0.6	10.6
Об'єм активного газу, млн. м^3	163.5	29.1	9.4			42.5		6.8	251.4
Частка від загального об'єму активного газу, %	60.1	10.7	3.5			15.6		2.5	92.4
Дашавське ПСГ									
Площа, км^2	11.6	7.0	2.7	0.7	1.7	5.8	0.4	0.6	30.5
Об'єм активного газу, млн. м^3	1162.2	256.5	54.5	21.7	46.5	121.9	20.2	6.8	1690.4
Частка від загального об'єму активного газу, %	65.6	14.5	3.1	1.2	2.6	6.9	1.1	0.4	95.4

Література

1. Лизанець А., Войцицький І. Звіт про науково-дослідну роботу «Технологічний проект циклічної експлуатації Дашавського ПСГ». Харків: НАК «Нафтогаз», 1999.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 548.4:553.98

МІНЕРАЛОФЛЮЇДОЛОГІЯ І ПРОГНОЗУВАННЯ ВУГЛЕВОДНЕНАСИЧЕНОСТІ НАДР

Наумко І.М.*, д. геол. н., с. наук. с., naumko@ukr.net,*
Інститут геології і геохімії горючих копадин НАН України, м. Львів, Україна

Досліджено можливості мінералофлюїдології у прогнозі природної вуглеводненасиченості надр. Виявлено значне поширення вуглеводневих сполук (гази (головно, метан та його гомологи), рідкі (нафта, нафтоподібні рідини) і тверді (антраксоліт, керит, озокерит) бітуми) у флюїдних включеннях у мінералах і закритих порах порід породних комплексів, перспективних на нафту і газ, метан вугільних покладів, «сланцевий» газ, газ т. зв. ущільнених колекторів тощо. Показано, що вони мігрували у складі глибинних вуглеводневмісних флюїдів з досить високими термобаричними параметрами і відновними властивостями, які, з одного боку, формували за відповідних геодинамічних умов і наявності порід-колекторів родовища (поклади) вуглеводнів, з іншого – захоплювалися у дефекти–включення у кристалах мінералів і закриті пори порід. Встановлений важливий показник наявності вуглеводневих речовин у перспективно геологічних розрізах може свідчити про природну вуглеводненасиченість надр і, отже, можливу наявність покладів вуглеводнів, та пропонується для ширшого використання у загальному комплексі пошуково-розвідувальних робіт на вуглеводневу сировину.

MINERALOFLUIDOLOGY AND FORECASTING OF HYDROCARBON SATURATION OF BOWELS

Naumko I., *Dr. Sci. (Geol.), Senior fellow, naumko@ukr.net,*
Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine

The possibilities of mineralofluidology in the forecasting of natural hydrocarbon saturation of bowels has been investigated. Significant distribution of hydrocarbon compounds (gases (mainly, methane and its homologues), liquids (petroleum, petroleum liquids) and solid (anthraxolite, kerite, ozokerite) bitumen) in fluid inclusions and closed pores of rocks of rock complexes promising for oil and gas, coal bed methane, shale gas, so-called gas sealed collectors etc. It is shown that they migrated in the composition of deep-seated hydrocarbon-containing fluids with rather high thermobaric parameters and restorative properties, which, on the one hand, field (deposits) of hydrocarbons formed under the appropriate geodynamic conditions and the presence of rocks-reservoirs, on the other – were involved in defects–inclusions in crystals of minerals and closed pores of rocks. Established an important indicator of the presence of hydrocarbon substances in perspective geological sections may indicate the natural hydrocarbon saturation of the subsoil and, therefore, the possible presence of hydrocarbon deposits, and is proposed for wider use in the general complex of prospecting works for hydrocarbon raw materials.

Вступ. Вчення про мінералоутворювальні флюїди (термобарогеохімія–мінералофлюїдологія–fluid inclusions) має особливий об'єкт дослідження – мікровключення флюїдів у мінералах та особливі завдання – розкрити фізико-хімічну природу, просторово-часову послідовність прояву і мінливість параметричних характеристик флюїдів на основі динамічного підходу до перебігу процесів мінералогенезу у різних геофлюїдодинамічних ситуаціях літосфери (Калюжный, 1982; Наумко, Калюжний, 2001). Ідентифікація вуглеводнів у включеннях у мінералах і закритих порах порід, як реліктах мінералонафтидоутворювальних середовищ (флюїдів), склад і параметри яких від часу захоплення до тепер не змінилися, значною мірою сприяє з'ясуванню питань походження як вихідних речовин для синтезу вуглеводнів у глибинних геосферах і земній корі, так і формування родовищ вуглеводнів (Наумко, 2006, 2011, 2017). Саме у флюїдних включеннях у мінералах відображаються процеси походження природних вуглеводнів, формування вуглеводневих флюїдів та їхньої міграції і локалізації у вигляді родовищ нафти і газу, метановугільних родовищ, проявів «сланцевого» газу, покладів газу т. зв. ущільнених колекторів тощо і це вважається (Доленко, 1990) сприятливим для вирішення проблеми пошуків родовищ вуглеводнів, позаяк за їхньою допомогою можна отримувати ефективні результати щодо наявності вуглеводневих речовин у перспективних геологічних розрізах, і, отже, прогнозування природної вуглеводненасиченості надр.

Мета роботи – дослідження можливостей мінералофлюїдології як фундаментальної науки про флюїдні включення у мінералах у прогнозуванні природної вуглеводненасиченості як передумови формування та оцінювання вуглеводневого потенціалу надр.

Методи. Комплекс кристалогенних і методико-теоретичних прийомів мінералофлюїдології дав змогу з'ясувати кристалофлюїдогенез включень і застосувати для ідентифікації вуглеводнів у їхньому складі кріометричний і мас-спектрометричний хімічний методи (вітчизняні мас-спектрометри статичного і динамічного типів: МХ-1303 і МСХ-3А (МСХ-5) з вивільненням летких сполук при механічному розкритті включень і закритих пор у зразках при високому вакуумі за кімнатної температури). Водночас визначали відносні газо- і водонасиченості.

Результати та їхнє обговорення. Виявлено значне поширення вуглеводневих сполук (гази (головно, метан і його гомологи), рідкі (нафта, нафтоподібні рідини) і тверді (антраксоліт, керит, озокерит) бітуми) у флюїдних включеннях у мінералах і закритих порах порід вуглеводневмісних комплексів. Отриманий величезний фактичний матеріал неможливо повно схарактеризувати в короткому повідомленні, тому спробуємо зробити це фрагментарно на прикладі перспективних на вуглеводні геологічних розрізів, а зацікавлених спеціалістів відсилаємо до наших первинних оригінальних матеріалів, опублікованих у наукових фахових виданнях.

Родовища нафти і газу

Комплексні прецизійні дослідження складу, джерел і походження вуглеводнів у флюїдних включеннях у мінералах і закритих порах порід дали змогу відтворити геохімічні і термобаричні характеристики флюїдного середовища кристалізації мінералів та їхніх параґенезів і встановити стадійність як мінералогенезу, так і міграційних процесів за участі вуглеводневих сполук у межах породних комплексів Карпатської, Причорноморсько-Кримської і Дніпровсько-Донецької нафтогазоносних провінцій (НГП), Волино-Подільської нафтогазоносної області, Складчастого Донбасу (Наумко, 2011, 2017). На прикладі родовищ вуглеводнів і перспективно нафтогазоносних структур показано роль вуглеводне-(метано-) водних флюїдів, релікти яких виявлено у дефектах мінералів порід-колекторів, прожилків і вмісних порід, у міграції і локалізації вуглеводнів в осадових верствах та формуванні у системах залікованих тріщин прожилково-вкрапленої мінералізації, з'ясовано спряженість цих процесів. Доказано, що насиченість відкладів прожилково-вкрапленою мінералізацією з капсульованими у кристалах мінералів флюїдними включеннями, збагаченими відновними сполуками, належить до одного з найважливіших критеріїв вуглеводненасиченості надр і перспективності геологічного розрізу на вуглеводні (Наумко, 2006; Наумко и др., 2014).

Порівнянням складу флюїдних включень у мінералах з прожилків і вкраплень в околі нафтогазових родовищ Карпатської НГП (Наумко, 2017) з даними, що характеризують співвідношення вуглеводневих компонентів природних газів і розчинних – пластових вод з власне родовищ, виявлено їхню значну подібність та, певною мірою, успадковість. Зокрема, для Лопушнянської структури, що вміщує поклади однойменного нафтового родовища, концентрації метану у включеннях у кальциті (68,2–97,5 об. %) і в природному газі (78,7–83,4 об. %), у водорозчинних газах пластових вод (62,6–94,3 об. %) та вільних газах (66,0–91,9 об. %) добре зіставляються, так само, як і наявність етану (до 3,5 об. %) та пропану (до 11,0 об. %) (Наумко і ін., 2007_1, 2007_2). Включення у кальциті і ангідриті прожилкової мінералізації св. 4-Лопушнянська гомогенізуються за температури 195–215 °С, в кальциті св. 1-Бітлянська – 215–218 °С (в рідку фазу) (Naumko et al., 1999). У флюїдних включеннях у кальциті з прожилків в осадових товщах Коханівського нафтового родовища також переважає метан (56,3–62,8 об. %) (Наумко и др., 2008). Природний газ родовища містить 86,14 об. % метану, а також його гомологи до C_5 (Атлас..., 1998). За даними про склад включень у мінералах прожилків і порід за розрізом параметричних свердловин у піднасуві Складчастих Карпат (на прикладі св. 1-Гринявська) виявлено еволюцію газонасиченості флюїдів (зростання її відносного значення порівняно з фоновим ($1 \cdot 10^{-3}$ Па) до 3,00 МПа у

включеннях у кальциті і 3,40 – у кварці) та зміну складу вуглеводнів з глибиною (зниження вмісту CH_4 від 100,0 до 95,4 об. % за рахунок появи C_2H_6 (до 0,8 об. %) і C_3H_8 (до 0,2 об. %) (Зінчук і ін., 2006), що свідчить про наявність єдиної мігрувальної флюїдної системи над покладом Гринявського газового родовища і визначає роль та місце регіональних насувів як можливих флюїдопровідних структур (Наумко і ін., 2007[2]). Факт збагаченості включень озокеритовмісних порід Старуньської структури легкими вуглеводневими сполуками (вміст CH_4 складає 13,9–53,0, C_nH_m (до C_6) – 9,0–22,3 об. %) дав змогу з'ясувати, що мігрувальні флюїди законсервувалися у кальциті та целестині, а з високомолекулярних складових, внаслідок полімеризації (поліконденсації) і наступної кристалізації при охолодженні за умов високої відносної газонасиченості глибинного флюїду, утворювався озокерит (Наумко і ін., 2018). На прикладі Бориславського вузла родовищ вуглеводнів, які постійно підживлюються надрами, що актуальне і для інших нафтогазоносних регіонів, показано необхідність застосування мінералофлюїдологічних підходів для вирішення означених проблем (Сворень, Наумко, 2012). Як новий генетичний тип кварцу – скелетні кристали з включеннями вуглеводнів (Возняк и др., 1978), фундаментального значення набувають "мармароські діаманти" Складчастих Карпат і включення у них (істотно метанові (рідкі, газові та критичної густини), нафто-метанові (рідкі, газові критичної густини), метаново-нафтові (рідкі або критичної густини) та істотно нафтові рідкі (Возняк, 2007), як фіксатори хімічного складу і PT-параметрів міграційних процесів вуглеводневих сполук, безпосереднього зв'язку поширення з нафтогазоносними землями і свідчення детальної *PT*-історії Складчастих Карпат (Vityk et al., 1996). Встановлений численними дослідниками гетерогенний стан мінералоутворювальної системи дав змогу визначити *PT*-параметри флюїду під час кристалізації «мармароських діамантів» : від 230–240 до 75–80 °С – за температурою і від 420 до 40–60 МПа – за тиском. За цими даними зроблено спробу прогнозної оцінки для Карпат (Марушкін, Дудок, 1991). Цікаво, що у Закарпатському прогині, де гази родовищ, крім гомологів метану, подекуди містять значну частку CO_2 і азоту, це підтверджується й складом флюїдних включень у кальциті прожилково-вкрапленої мінералізації і закритих пор вмісних порід за розрізами свердловин, пробурених у перспективних структурах (Наумко і ін., 2017). Так, в Солотвинській структурі, у св. 28-Солотвинська, містяться лише вуглеводневі гази, причому у кальциті виявлено (об. %) : метан (98,2), етан (1,2) і пропан (0,6), в породі – метан (100 об. %), а відносна газонасиченість (5,33 Па) у кальциті з прожилку тут понад на порядок вища порівняно з вмісною породою (0,27 Па). Це й підтверджено відкриттям Солотвинського газового родовища. Водночас у породах інших структур досягає 100 об. % вміст CO_2 (св. 1-Буштинська) як передумова відкриття родовищ вуглекислого газу типу Мартівського газового, в якому вміст CO_2 перевищує 98 % (Крупський, 2001; Крупський і ін., 2014).

Вуглеводні виявилися постійним компонентом флюїдних включень у мінералах і закритих пор порід породних комплексів Причорноморсько-Кримської НГП (Наумко, 2011) В межах північно-західного шельфу Чорного мор'я переважає метан за стабільно високого вмісту його гомологів (до C_4H_{10}), незначного – CO_2 і азоту, домішок – сірководню і високої відносної газонасиченості. Так вапняк із св. 16-Штормова (Штормове газоконденсатне родовище) містить 81,6 об. % CH_4 і 8,9 – C_nH_m (вільний газ родовища містить 85,7 об. % CH_4 та 11,51 – його гомологів C_2–C_5 (Атлас..., 1998)), із св. 1-Каркінітська – 94,5 і 3,1, із св. 2-Прадніпровська – 68,5 і 7,6 і 82,6 і 3,1, відповідно. Діабаз з докрейдового комплексу (св. 1-Десантна) містить 74,0 об. % метану, слюдистий сланець (св. 2-Каркінітська) – 41,9, що швидше за все пов'язане з екранувальною роллю порід фундаменту при глибинній міграції CH_4. В Степовому Криму у кальциті з прожилку в керні св. 2-Євпаторійська виявлено CH_4 (99,7 об. %) і C_2H_6 (0,3 об. %), у пісковику – лише CH_4. В гераклітах південно-західного Криму (район м. Севастополь) вміст (об. %) метану досягає 99,3, етану – 10,9–14,5, пропану – 4,4–10,7. У включеннях у кварці з прожилків у породах тріас-нижньоюрської таврійської серії Гірського Криму метан складає 97,0–97,1 об. % (Наумко та ін., 2004), у кварці з жеод у діабазах середньоюрської товщі (мис Іфігенія) – 23 об. % (також виявлено етан, пропан, бутан, гептан, гексан, маслянисті бітуми і смоли) (Гигашвили и др., 1978).

Жеоди у вапняках оксфорд-титону (Судак) насичені малосірчистою нафтою (Шумлянский, 2000). Включення у кальциті з прожилків в інших районах (п-ів Агармаш, мис Алчак, Карадаг, Эскі Орда) містять 88,1–99,6 об. % метану (Калюжный и др., 1984). У кальциті з прожилків у вапняках верхньої юри (Чатирдаг) його менше (57,4 об. %). В Петропавлівській каменоломні у кальциті з прожилку в андезиті вміст метану – 15,3 об. %, в андезиті – 98,8 об. %. Кальцит з викидів грязевих вулканів Керченського півострова насичено метаном високої густини (40,2–94,9 об. %) і рідкими вуглеводнями (Калюжный и др., 1984). У ранньому гіпсі знайдено включення аморфних рідких бітумів (високосмолистої нафти) (Кульчецкая, Щирица, 1984) Стверджено про наявність вуглеводнів у включеннях у кальциті сопкової брекчії грязевих вулканів і в (Чебаненко и др., 1987). Температура гомогенізації газово-рідких включень у кварці і кальциті коливається від 240–280 до 110–130 °С. Тиск досягав 50 МПа (Гигашвили и др., 1978), у грязевулканічному вогнищі перевищував 40 МПа (Калюжный и др., 1984). За вказаних *PT*-умов вуглеводні мігрували у гетерогенному вуглеводне-водному флюїді, позаяк значний вміст метану розширював область двофазової рівноваги (Султанов и др., 1973).

У кварці жил і прожилків з верхньодевонських та нижньокам'яновугільних відкладів Волино-Подільської нафтогазоносної області у межах Львівського палеозойського прогину виділено (Зінчук і ін., 2001) : включення нафтоподібних сполук, що люмінесціюють у білястих і жовтуватих тонах; включення рідких і газоподібних сумішей легких вуглеводнів, головно, метану типу газового конденсату з люмінесценцією у голубих тонах; двофазові включення бурого і червоно-цеглястого бітуму з такими самими кольорами люмінесценції; однофазові включення надкритичного метану високої густини з домішкою CO_2, що не люмінесціюють. За даними гомогенізації включень температура флюїдного середовища, що була не нижчою за 160–200 °С, за умов висхідного руху флюїдів понижувалася на 15–20 °С на 100 м (Калюжный и др., 1975). У північно-західній вугленосній частині Львівського прогину (площа Вербіж і далі на північний захід) здійснювалася міграція нафтоподібних сумішей, на південному сході (площі Жовква, Перемишляни) вуглеводні включень – це метанові флюїди високої густини, а власне нафтоподібні суміші не фіксуються (Наумко, 2006). Це свідчить про можливі знахідки нафти і газоконденсатних сумішей на північному заході в геологічних умовах, близьких до Локацького газового родовища, для південно-східної частини вірогіднішою є локалізація у покладах газів істотно метанового складу.

Метановугільні родовища

На засадах нової теорії синтезу і генезису природних вуглеводнів – «абіогенно-біогенний дуалізм» (Сворень, Наумко, 2006) і нової фізико-хімічної моделі глибинного мінерало- і нафтидогенезу у літосфері Землі (Наумко, 2006) обґрунтовано головно абіогенно-біогенне дуалістичне походження метану газовугільних родовищ (Наумко і ін., 2015, 2016), що вказує на практичну невичерпність його джерел і сприяє вирішенню фундаментальних питань генезису, міграції і локалізації вуглеводневмісних флюїдів. Встановлено принципову відмінність у складі флюїдних систем вуглепородних масивів Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну, з одного боку, представлених вуглеводневмісними флюїдами з високою газонасиченістю, з іншого – не вуглеводневого складу флюїдами з невисокими тисками, що формувалися за участі різних за складом, просторово і часово розділених флюїдів, сформованих як внаслідок флюїдно-латеральних перетоків, так і при надходженні висхідних флюїдних палеопотоків глибинної дегазації (Наумко і ін., 2017). Встановлено чіткий зв'язок знаходжень включень гетерогенних метано-водних флюїдів високої густини у кварці кварц-кальцитових жил з зонами поширення вугілля помірних ступенів метаморфізму (марочний склад від довгополуменевого до піснувато-спікливого–пісного) та площами виявленої або перспективної газоносності порід карбону у межах північної і південної зони дрібної складчастості Донбасу (Зінчук, 2003). Аналіз отриманих даних, за якими у кварці і кальциті у складі включень переважає метан з домішками діоксиду вуглецю і азоту, дає змогу припускати, що як Донецько-Кадіївський субмеридіональний, так і Глубокинський субширотний регіональні насуви, на відміну від поперечного Ровенецького розлому, яким мігрували діоксидвуглецево-водні флюїди, відігравали роль глибинних провідних каналів для

вуглеводневмісних флюїдів (Наумко і ін., 2007$_2$). Міграція метанових потоків у період формування жил відбувалася у тих самих структурах, які й нині є підвищено газоносними.

Прояви «сланцевого» газу

У газовій фазі флюїдних включень у мінералах і закритих пор граптолітових аргілітів палеозою Волино-Поділля, перспективних на «сланцевий» газ, домінує метан (до 100 об. %). Відсутність пари води може свідчити про «сухість» вуглеводневмісних систем, а низькі значення відносної газонасиченості – про перетворення органічної речовини за невисоких (головно, літостатичних) тисків. На порядок вища відносна газонасиченість включень у кальциті, яким заліковані субвертикальні тріщини в аргілітах, і поява пари води вказує на ймовірний приплив потужними тріщинними системами глибинних мігрувальних флюїдів. Вперше у включеннях і закритих порах порід виявлено релікти відновних, практично істотно водневодневих безводних («сухих») флюїдів (Naumko et al., 2017). Це вказує на наявність геофлюїдодинамічних умов, як для генерації вуглеводнів при перетворенні органічної речовини, сорбованих і окклюдованих мінеральною і органічною складовою порід на стадії катагенезу, так і припливу глибинних вуглеводневмісних флюїдів, і, отже, підтверджує газосланцевий потенціал надр. Оцінено вплив вуглеводневих сполук флюїдних включень у мінералах і закритих пор порід на сумарну потенційну газоносність сланцевовмісних верств.

Поклади газу так званих ущільнених колекторів

У північно-західній частині Кросненської зони Українських Карпат леткі сполуки флюїдних включень у кальциті прожилково-вкрапленої мінералізації в породах з низькими ємнісно-фільтраційними властивостями у відкладах олігоцену мають істотно вуглеводневий склад, причому у всіх зразках, як у природних відслоненнях, так і за розрізами перспективно нафтогазоносних Лютнянської і Бітлянської структур (Занкович, 2016) різко переважає метан та його перші гомологи (етан, пропан зі слідами бутану). Встановлене домінування метану (98,2–100 об. %) з його гомологами (C_2H_6 – до 1,8 об. %), C_3H_8 – до 0,6 об. %) вказує на вуглеводневу спрямованість мігрувальних флюїдів, зв'язок ймовірних родовищ вуглеводнів з газом т. зв. ущільнених колекторів і правомірність віднесення теренів до перспективних (Куровець і ін., 2011). У св. 1- і 10-Лютнянські також переважає CH_4 (99,3 і 98,2–98,9 об. %) наявні його перші гомологи (C_2H_6 – 0,5 і 0,8–1,3 об. %, C_3H_8 – 0,2 і 0,3–0,7 об. %, сліди C_4H_{10}) (Занкович и др., 2012; Наумко и др., 2012). Це доказано відкриттям Лютнянського газового родовища. Нові результати і висновки сукупно сприяють пошукам, прогнозу і виявленню перспективних на вуглеводні геологічних структур у межах усієї Кросненської зони Карпат.

У підсумку аналіз проведених досліджень дає підставу обгрунтувати застосування мінералофлюїдологічних даних для прогнозування вуглеводненасиченості надр у межах породних комплексів, перспективних на вуглеводні. З цією метою запропоновано (Наумко і ін., 2009) новий комплекс методів вивчення порід-колекторів вуглеводнів, що поєднує мінералофлюїдологічні, петрофізичні і літолого-петрографічні методи. Низкою міжнародних конференцій («Азово-Чорноморський полігон вивчення геодинаміки і флюїдодинаміки формування родовищ нафти і газу» (2009), «Геологія і геохімія горючих копалин» (2011) тощо) ухвалено «рекомендувати застосування нового комплексу мінералофлюїдологічних, петрофізичних і літолого-петрографічних методів для вивчення мінеральної і вуглецевистої речовин нафтогазоперспективних верств». Однак впровадження таких підходів лімітується можливостями буріння свердловин, необхідністю повного відбору керну для досліджень, потребою в прецизійних приладах. В цьому контексті акцентуємо на обґрунтуванні видобування флюїду з менілітових відкладів Карпат з метою збільшення прибутку з малодебітних свердловин і як спосіб зменшення екологічних проблем (Шоп'як, 2018), основаного цим автором, як на особистому досвіді, так і матеріалах Четвертої міжнародної науково-практичної конференції «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування», зокрема й нашому повідомленні «Вуглеводні флюїдних включень – показник перспектив геологічних розрізів Карпатської нафтогазоносної провінції» (Наумко, 2017).

Новизна. Досліджено можливості мінералофлюїдології в прогнозуванні вуглеводненасиченості надр як важливого показника природного вуглеводневого потенціалу перспективних теренів. Встановлено значне поширення вуглеводневих сполук (від газів (метан та його гомологи) до рідких (нафта, нафтоподібні рідини) і твердих (антраксоліт, керит, озокерит) бітумів) у флюїдних включеннях у мінералах і закритих порах порід породних комплексів, перспективних на нафту і газ, метан вугільних покладів, "сланцевий" газ, газ ущільнених колекторів тощо. Показано, що вони мігрували у складі вуглеводневмісних флюїдів з досить високими термобаричними параметрами і відновними властивостями,, що сприяло, з одного боку, формуванню за відповідних геодинамічних умов і наявності порід-колекторів родовищ (покладів) вуглеводнів, з іншого – розвиткові вторинної пористості внаслідок процесів вилуговування і перекристалізації та формування прожилково-вкрапленої мінералізації із захопленням реліктів цих флюїдів у дефекти–включення у кристалах мінералів і закриті пори порід. Встановлений важливий показник наявності вуглеводневих речовин у перспективно геологічних розрізах може свідчити про природну вуглеводненасиченість надр і, отже, можливу наявність покладів вуглеводнів, та пропонується для ширшого використання у загальному комплексі пошуково-розвідувальних робіт на вуглеводневу сировину.

Висновки. Ґрунтуючись на теоретичних засадах та експериментально отриманих даних з вмісту вуглеводневих сполук у флюїдних включеннях у мінералах і закритих порах порід, нами запропоновано нові підходи до прогнозування вуглеводненасиченості надр. Їхню основу складає твердження про відповідність складу і параметрів реліктових флюїдних включень складові і параметрам мігрувальних вуглеводневмісних палеофлюїдів.

Аналіз викладеного вище матеріалу дає підставу стверджувати, що проблеми перебігу природних процесів мінералонафтидогенезу у верхній мантії та земній корі, пов'язаних з дефлюїдизацією глибинних горизонтів літосфери і постседиментогенними перетвореннями в осадових товщах, що супроводжують утворення вуглеводнів, їхню міграцію і нагромадження з формуванням покладів (родовищ) у більшості випадків не можна однозначно вирішити без вивчення флюїдних включень у мінералах як твердих тілах. Саме ці дефекти кристалічної структури є важливим генетичним джерелом інформації і реальними свідками процесів, що проявилися при формуванні мінеральних парагенезів перспективних на вуглеводні породних комплексів і створенні геохімічних і термобаричних ореолів у пошуковому просторі.

Назріла гостра необхідність у застосуванні методів мінералофлюїдології у прогнозно-пошуковій практиці, адже ця нова достовірна генетична інформація щодо перебігу процесів мінералонафтидогенезу (за флюїдними включеннями у мінералах) значною мірою сприяє усвідомленню геологами-практиками потреби випереджувального мінералофлюїдологічного моделювання для оцінки вуглеводненасиченості надр і пошуків нових родовищ вуглеводнів. За висловом академіка Володимира Соболєва, слід «… достигнуть такого уровня работ, когда можно было бы конкретно сказать : это крупное месторождение, или этот пегматитовый шток, или эта жила открыты только благодаря методам термобарогеохимии, а без них они не были бы открыты» (Соболев, 1982). Загалом цей вислів стосується рудних родовищ, проте сподіваємося, що такий підхід на підставі отриманих нами даних набуде поширення і в прогнозуванні вуглеводненасиченості надр і, отже, сприятиме підвищенню оцінки перспективності теренів на вуглеводневу сировину.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.981 (476)

ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ І НАПРЯМИ ПОДАЛЬШИХ РОБІТ У МЕЖАХ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Винник М.М., *Mariia.Vynnyk@Ukrnafta.com,*
Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ «Укрнафта», м. Київ, Україна

В регіональному плані висвітлено особливості тектонічної будови північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини та Прип'ятської западини. Висвітлено основні проблеми пошуків пасток неантиклінального типу та можливі перспективи їх виявлення в межах території досліджень. Вказано основні напрямки, щодо вивчення геологічної будови та виявлення перспективних в нафтогазоносному відношенні об'єктів для постановки сейсмічних робіт.

PERSPECTIVES FOR OIL AND GAS POTENTIAL AND DIRECTIONS FOR FURTHER WORK WITHIN THE NORTHWESTERN PART OF THE DNIEPER-DONETS DEPRESSION

Vynnyk M.M., *Mariia.Vynnyk@Ukrnafta.com,*
Research and Desing Institute of PJSC «Ukrnafta», Kyiv, Ukraine

In the regional plan, the features of the tectonic structure of the northwestern part of the Dnieper-Donets depression and the Pripyat depression are highlighted. The main problems of searching for non-anticlinal type traps and possible prospects for their detection within the research area are considered. The main directions of studying the geological structure and identifying prospective oil and gas objects for staging seismic operations.

Відомо, що всі виявлені родовища розміщуються групами, зонами, асоціаціями, утворюючи різні категорії регіональних скупчень нафти і газу. Родовища вуглеводнів формуються у різноманітних геологічних умовах – на платформах і у геосинкліналях, на суші та у морських акваторіях, у приповерхневих товщах та на великих глибинах (більше 6 км), в осадових та кристалічних породах. Процеси генерації, міграції, акумуляції вуглеводнів можуть розвиватися протягом десятків мільйонів років. Це довгий період часу в історії розвитку нафтової системи. Існують глобальні зв'язки між тектонікою і нафтогазовою геологією, а також існують важливі закономірності в розміщенні зон нафтогазонакопичення та промислових покладів нафти і газу на земній кулі, на що впевнено вказує аналіз фактичного матеріалу з вивчення геології нафтових та газових родовищ.

Чітко виражені антиклінальні складки і пов'язані з ними склепінні пастки валоподібних структурних елементів на невеликих і середніх глибинах вже виявлені та отримали оцінку щодо їх промислової нафтогазоносності. Зважаючи на те, що фонд традиційних об'єктів, представлених добре вираженими антиклінальними структурами значно вичерпаний, більшого значення набувають пошуки нафти і газу в пастках неантиклінального типу (стратиграфічних, літологічних, комбінованих пастках, з карбонатними рифогенними масивами, похованими підняттями, з розущільненими кристалічними породами фундаменту), які спільно з покладами на великих глибинах є ще невикористаним резервом вуглеводневої сировини.

Пастки неантиклінального типу, що вміщують поклади нафти і газу, мають широкий розвиток на нашій планеті. Про це, зокрема, можна судити з досвіду країн з найбільш розвиненою нафтовидобувною промисловістю. Так наприклад, у США і Канаді розвідка антиклінальних структур почалася з XIX століття, тоді як спеціальні пошуки неантиклінальних пасток ведуться лише з середини XX століття. За цей час за офіційними даними з відкритих нафтових родовищ неантиклінальні пастки становлять 33 %. Якщо враховувати баланс часу, витраченого на пошуки

антиклінальних і неантиклінальних покладів нафти і газу, то стане очевидним, що неантиклінальні поклади є звичайним, широко поширеним в природі явищем.

Основну увагу щодо перспектив нафтогазоносності і надалі на даний час привертає східний нафтогазоносний регіон України – Дніпровсько-Донецька западина (рисунок 1), де ще містяться значні обсяги нерозвіданих ресурсів нафти і газу.

Дніпровсько-Донецький басейн – це западина, розташована в південно-західній частині Східно-Європейської платформи між Українським щитом (УЩ) і Воронезьким масивом на архейсько-ранньопротерозойському фундаменті, є частиною Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецької западини, що простягається від Білорусії до Каспію. Регіональна структура Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького рифта почала формуватися у пізньому девоні внаслідок відриву Українського кристалічного щита від тіла Східноєвропейського кратона під дією сил розтягування. Тобто це "щілинний" рифт загальної північно-західної орієнтації, довжина якого близько 1500 км, а ширина 70 – 170 км в районі Чернігова, а у південно-східній частині 150 – 160 км. У регіональному плані відбувається занурення горизонтів осадового чохла й збільшення потужності всіх товщ від бортових частин до центру грабена й у напрямку з північного заходу на південний схід.

Прип'ятська западина, що знаходиться на території Білорусії відділена від Дніпровсько-Донецької западини Брагинсько-Лоєвською сідловиною, яка відповідає Брагинсько-Чернігівському виступу кристалічного фундаменту. Внутрішня структура Прип'ятської западини в цілому нагадує структуру ДДЗ, для якої характерна надзвичайно складна скидова тектоніка. Прип'ятська западина виповнена товщею до 4500-5000 м порід, в яких близько 70 % товщини покриву займають відклади девону. Ці зони ускладнені значними порушеннями. В їх межах встановлено локальні структури, до яких саме і належать окремі родовища. Промислова нафтоносність пов'язана з двома регіональними нафтоносними комплексами: міжсольовим і підсольовим, які розділені лівенськими соленосними відкладами товщиною до кількох сотень метрів. У підсольовому комплексі виділяють нижню теригенну (з нафтоносним пашийським горизонтом) і верхню карбонатну частини. До останньої приурочені основні промислові поклади нафти (саргаєвський, семилуцький і воронезький горизонти). Поклади нафти пластові, масивні, стратиграфічно або тектонічно екрановані. Всього у межах Прип'ятської западини відкрито понад 70 родовищ, найбільшими з яких є Речицьке, Осташковицьке, Вишанське, Золотухінське (рисунок 2).

Для виявлення нових покладів нафти і газу, необхідний глибокий аналіз великих територій, що охоплюють кілька нафтогазоносних зон. Проведення аналогії з геологорозвідувальними роботами в схожих за геологічною будовою з Дніпровсько-Донецькою западиною нафтогазоносних басейнах свідчить, що на високому ступені вивченості регіонів серед відкритих родовищ починають переважати скупчення нафти і газу в нетрадиційних (літолого-стратиграфічних, літологічних, тектонічних, комбінованих) пастках, як у теригенних, так і у карбонатних відкладах, а також у породах кристалічного фундаменту. Прогноз пасток цього типу досить складний. Водночас попутно з пошуками скупчень нафти і газу в традиційних антиклінальних структурах Дніпровсько-Донецької западини виявлено низку родовищ нафти і газу в неструктурних пастках різного типу. Прикладом цього є літолого-стратиграфічна пастка верхньовізейського продуктивного горизонту великого газоконденсатного Волошківського родовища, яка сформувалась на моноклінальному схилі Срібненської депресії. Серію літологічних і літолого-стратиграфічних пасток з газоконденсатними покладами у них установлено під час пошукового буріння на облямуванні Срібненської і Жданівської депресій.

Північно-західна зона ДДЗ і територія, що її обрамляє, характеризуються широким розвитком виходу кристалічних порід фундаменту на докам'яновугільну поверхню

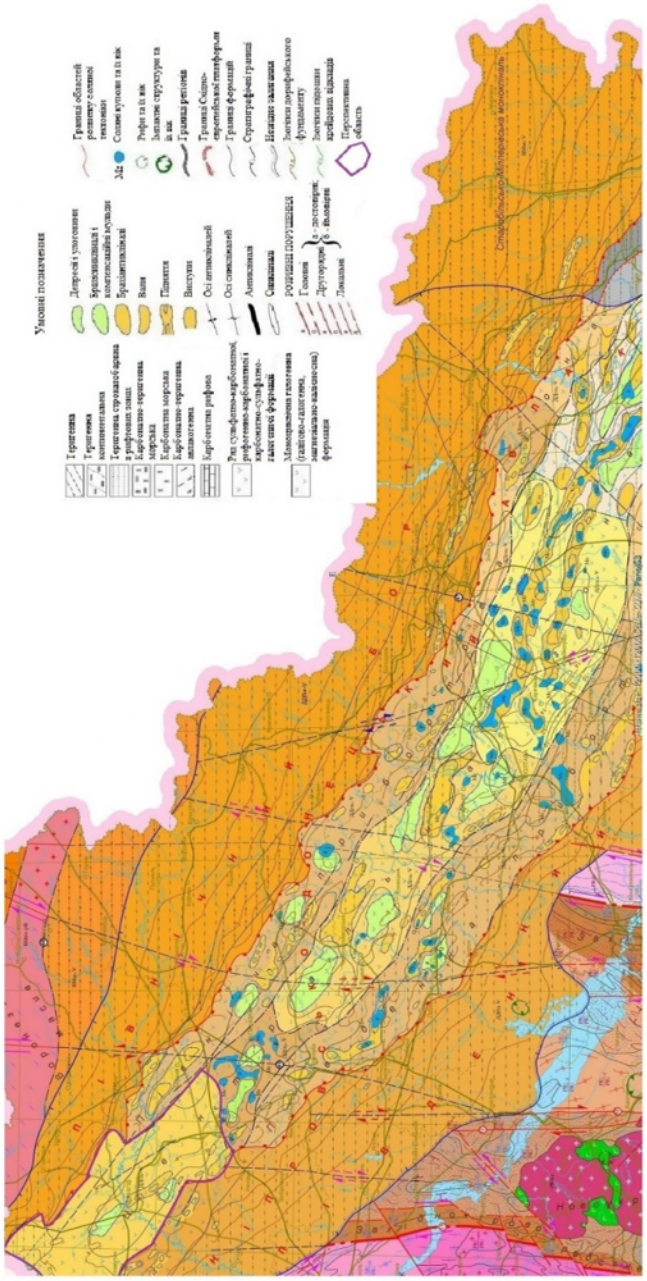


Рис. 1. Тектонічна схема Дніпровсько-Донецької западини

(Брусилівсько-Кошелівський виступ). У східній частині Плисківсько-Лисогірського виступу кристалічного фундаменту, який відкритий на глибині 4750 м, розташоване Софіївське родовище. На сході цей виступ через невеликий прогин з'єднується з Талалаївським виступом фундаменту, який залягає на глибині 5–5,5 км; на південному сході обмежується Срібнянською, а на північному сході Дмитріївською западиною, де фундамент опускається до глибини 6,5 км і більше. Плисківсько-Лисогірський виступ кристалічного фундаменту простягається довгою грядою вздовж западини майже в широтному напрямку, досягаючи розмірів більш ніж 50×20 км. На заході від виступу, відокремлюючись від нього поперечним великоамплітудним порушенням, розташований великий за розмірами 100×35 км Брусилівсько-Кошелівський виступ кристалічного фундаменту, який залягає на глибині 2,5 км і більше.

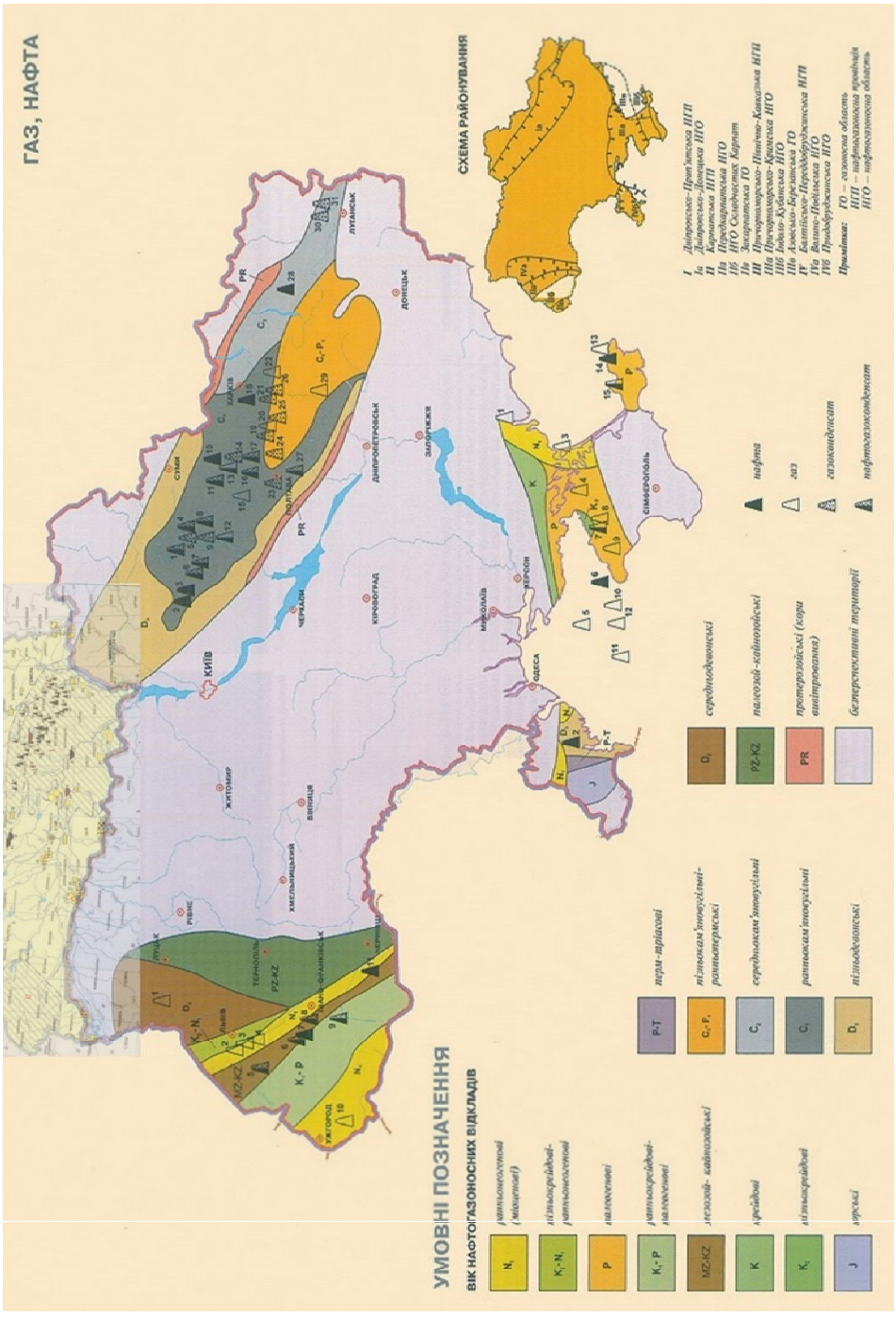


Рис. 2. Зіставлення розповсюдження родовищ горючих корисних копалин України та Білорусії

Будова осадового чохла в даному районі визначається не тільки складною розривною тектонікою, але і наявністю солі, що обумовило існування двох структурних поверхів – підсольового і надсольового. Границею структурних поверхів служать соленосні утворення верхнього девону євланівсько-ливенського часу, потужність яких різко змінюється на порівняно невеликих відрізках. Максимальні товщини їх приурочені до далеких схилів виступу і западин, які його оточують. В найбільш припіднятих ділянках вони відсутні. В межах Плисківсько-Лисогірського виступу кристалічного фундаменту, надсольовий осадовий комплекс майже повністю успадковує тектонічну будову кристалічного фундаменту. Тут прослідковується Софіївсько-Ярошівська зона піднять (Василівське, Софіївське, Бережівське, Ярошівське підняття).

Міжсольовий комплекс. Верхня частина нижньофаменського під'ярусу. Відклади нижньофаменського під'ярусу розкриті свердловинами в межах північно-західної і прибортових зон центральної і південно-східної частин ДДЗ. Глибина залягання відкладів у розкритих розрізах коливається в широких межах від 1700 м до 4750 м. Потенційно перспективні пачки складені дрібноциклічним флішоподібним чергуванням піщанистих і глинистих порід. Товщина алевро-піщаних пачок від 20-30 м до 50-60 м. Середні значення відкритої пористості змінюються від 4,0% до 12,0%, середні значення проникності 0,05-0,2 мД. В поодиноких випадках значення відкритої пористості сягають 16-24%, а проникності — 110-280 мД.

Надсольовий комплекс. Верхня частина фаменського ярусу представлена чергуванням глинисто-алевро-піщаних порід. Аргіліти темно-сірі, гідрослюдистого та каолініт-гідрослюдистого складу, з домішкою обвугленого рослинного детриту. Алевроліти темно-сірі, дрібно- та середньозернисті, кварцові, слюдисті, з карбонатно-глинистим цементом. Пісковики світло-сірі, різнозернисті, різного сортування, переважно кварцові, з каолініт-гідрослюдистим цементом. Товщина алевро-піщаних пачок 5-15 м, в окремих районах 40-60 м. Глибина залягання відкладів у розкритих розрізах змінюється від 2000 м до 6000 м. Середні значення відкритої пористості змінюються від 4,0 % до 7,5 %, середні значення проникності 0,1-0,3 мД. В поодиноких випадках значення відкритої пористості сягають 11-14%, а проникності – 40-50 мД. Найбільш перспективними є міжсольові і надсольові відклади. Відклади підсольового девону можуть розглядатися лише, як умовно перспективні, що значною мірою обумовлено некондиційними товщинами перспективних пачок.

Крім того, північно-західна частина ДДЗ включає перспективні площі для пошуків пасток у розущільнених ділянках фундаменту, прирозломну смугу розущільнених ділянок порід фундаменту крайового Барановицько-Астраханського розлому переважно у межах структурних виступів. Прикладом такого типу ділянок є Хухринсько-Чернеччинський, Наріжнянський структурні виступи фундаменту у межах яких бурінням встановлено розвиток інтенсивної тріщинуватості, що охоплює виявлені та пов'язані з нею продуктивні горизонти. У південно-східному напрямку властива наявність від рельєфу фундаменту крупних та великих депресій – областей зносу (Срібненська, Ніжинська), що домінують над виступами фундаменту, які представлені низкою валів. Вони складені девонськими ефузивно-туфогенними відкладами.

Узагальнення даних щодо геологічної будови виступів кристалічного фундаменту та нижньої частини девонських відкладів у межах грабена в північно-західній частині ДДЗ дозволили дійти висновку про існування сприятливих умов для формування на схилах низки виступів перспективних утворень. Їх перекриття верхньодевонською сіллю та прилягання до схилів виступів фундаменту дали підставу для прогнозування пасткових умов.

Більшість скупчень вуглеводнів промислового значення, які виявлені в породах фундаменту, виявлено свердловинами, що розкрили верхню частину фундаменту при пошуках нафти і газу в осадовому чохлі.

На сьогодні дискутується припущення про існування феномену постійного надходження вуглеводнів із кристалічного фундаменту, шо неможливо пояснити іншими причинами, ніж надходженння із глибин. Так, на різних родовищах, з яких вилучено всі балансові запаси, а видобуток вуглеводнів продовжується (Шебелинське газове родовище, Україна; Ромашкінське нафтове, Росія; нафтове родовище Атабаска, Канада).

Практика проведення пошуково-розвідувальних робіт у старих нафтогазоносних регіонах свідчить про те, що великі за розмірами родовища нафти і газу будуть пов'язані з різноманітними нетрадиційними пастками.

На підставі визначених перспектив нафтогазоносності девонський комплекс північно-західної частини ДДЗ (Чернігівська область), є значним перспективним об'єктом за обсягами

нерозвіданих ресурсів. Продуктивними можуть слугувати товщі девону (підсольові теригенні, підсольові карбонатні, міжсольові та надсольові), які подібні до аналогічних девонських відкладів Прип'ятської западини, у межах якої встановлено промислові нафтоносні зони (Речицько-Віщанська, Малодушинська, Першотравнева), де практично всі нафтові поклади родовищ приурочені до цих же девонських відкладів. Необхідно провести детальні сейсмічні роботи у межах Ріпкинського та Борзнянського районів Чернігівської області, де за регіональними картами попередньо виділено ряд структур (Ріпкинська, Клубівська, Західно-Чумаківська, Суличівська, Раїщинська, Гуньківська, Видельцівська, Вертіївська, Переяслівська). Постановку глибокого буріння на прогнозно-перспективних об'єктах можна здійснити тільки після проведення сейсморобіт.

Література

1. Кабышев Б. П., Шпак П. Ф., Билык О. Д. и др. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины (нефтегазоносность). К.: Наукова думка, 1989. С. 204.

2. Мачужак, М. І., Лизанець А. В. Перспективи відкриття значних за запасами родовищ газу на великих глибинах у Дніпровсько-Донецькій западині. *Нафтогазова галузь України*. 2013. № 3. С. 20–23.

3. Суярко В.Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів: Підручник / В.Г. Суярко. Харків: Фоліо, 2015.

4. Высочанский И.В. Геологические предпосылки поисков ловушек неантиклинального типа в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. Киев-Полтава, 1986. С.16–17.

5. Азімов О.Т. Пошуки резервуарів вуглеводнів у глибокозанурених горизонтах Срібнянської депресії Дніпровсько-Донецької западини аерокосмічними методами // Наук. вісн. Івано-Франк. нац. техн. ун-ту нафти і газу. 2005. № 3 (12). С. 5–14.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98

ВІДКРИТТЯ НУРІВСЬКОГО РОДОВИЩА В УМОВАХ ОТРИМАННЯ НЕГАТИВНИХ РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

Фірман М.А., Кашуба Г.О., *к. геол. н.,* ***Гоцинець О.С.,*** *geogaz2012@ukr.net,*
АТ «Укргазвидобування», м. Київ, Україна

Визначено перспективну ділянку надр в умовах отримання негативних результатів геологорозвідувальних робіт, які тривали понад 30 років і на якій за результатами детальних сейсморозвідувальних робіт та буріння пошуково-розвідувальних свердловин відкрито Нурівське родовище.

DISCOVERING OF NURIVSKE FIELD UNDER CONDITIONS OF NEGATIVE GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Firman M., Kashuba H., *Cand. Sci. (Geol.),* ***Hotsynets O.,*** *geogaz2012@ukr.net,*
JSC Ukrgasvydobuvannya, Kyiv, Ukraine

A prospect identified under conditions of negative geological exploration results that lasted for 30 years, where based on the results of a detailed seismic survey and drilling of exploration wells Nurivske field was discovered.

Нурівське родовище розташоване на території Балаклійського району Харківської області України, в межах Волохівсько-Медвежанської структурно-тектонічної зони Північної прибортової частини ДДЗ, Рябухінсько-Північно-Голубівського нафтогазоносного району. Поблизу розташовані уже відкриті родовища Шевченківське, Вишневське, Максальське, Волохівське та інші перспективні структури.

Глибинна будова ділянки надр вивчалася сейсмічними роботами різних років понад 30 років (сп. 45/71-72, 263/78-80, 263/91, 91/85-87, 91/90-93, 91/95-96, 91/99-00) та глибоким пошуковим бурінням. Пошукові роботи на Нурівській ділянці надр були розпочаті у 1984 р. бурінням свердловини №4. На глибині 5354 м свердловина зупинена заглибленням у нижньосерпуховських відкладах. За результатами геофізичних досліджень у розрізі свердловини два горизонти М-3 (інтервал 2830-2840 м) і Б-2 (інтервал 3345-3357 м) — інтерпретувались як газонасичені. Послідуючі пласти середньо- і нижньокам'яновугільних відкладів у нафтогазоносному відношенні мають від'ємну геофізичну характеристику або не охарактеризовані. У результаті випробування припливу флюїдів ні з горизонту Б-2, ні з М-3 не було отримано. Причиною відсутності продукції з горизонту М-3 на нашу думку була значна кальматація пласта, що підтвердиться в подальшому при відкритті Нурівського родовища з аналогічними геологічними умовами залягання в наступних пробурених свердловинах, які під час випробування отримали промислові припливи вуглеводнів.

В подальшому після буріння свердловини та проведенням нових сейсмічних досліджень геологічна будова площі неодноразово переглядалась. За даними перегляду чергова пошукова свердловина № 6 рекомендувалась на захід від свердловини №4.

При бурінні свердловини №6 на глибині 2950 м свердловина розкрила горизонт М-3. Однак одновікові відклади свердловиною 6 розкриті на 50 м глибше, ніж у свердловині 4. У процесі випробування з горизонту М-2 (інтервал 2840-2850 м, одержаний приплив мінералізованої води. Із горизонту М-3 (інтервал 2900-2920 м), що за даними ГДС інтерпретувався як газоводонасичений, при випробуванні ВПТ припливу флюїду не отримано, однак у пробовідбірнику знаходилася розгазована промивна рідина. Горизонт представлений пісковиком з пористістю за ГДС 11–16 %.

За результатами сейсморозвідувальних робіт 3D виконаних у 2016 р. по відбиваючих горизонтах $V\text{б}_2^{1\text{-}1}$, $V\text{б}_2^{3\text{-}\text{п}}$ ($C_2\text{в}$) та $V\text{б}_1^{\text{п}}$ ($C_2\text{m}$) Нурівське підняття відображається у вигляді єдиного виположеного структурного носу південно – західного простягання. На північ структурний ніс розкривається, на рівні відкладів башкирського ярусу структура обмежена тектонічними порушеннями, що зумовлює утворення структурно-тектонічного блоку і ймовірної пастки (у межах

єдиного Нурівського підняття за результатами 3D підготовлено паспорт на Північно-Нурівський об'єкт).

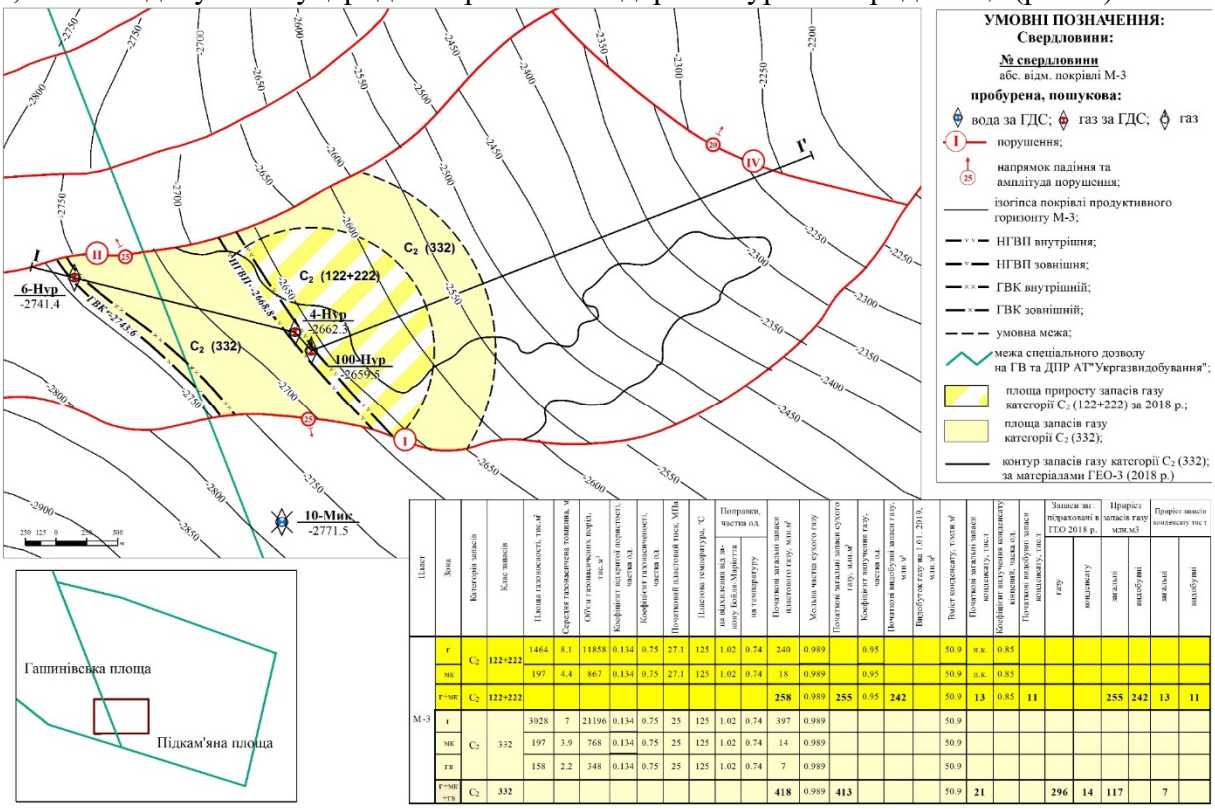
Згідно проекту пошуково-розвідувального буріння у 2018 році пробурена пошукова свердловина №100-Нурівська в межах Нурівського підняття (як дублер свердловини №4-Нурівська), яка при фактичній глибині 3550 м розкрила перспективні продуктивні горизонти М-3, Б-2, Б-3 середнього карбону.

Горизонт М-3 в інтервалі глибин 2826,6–2830,6 м представлено газонасиченим алевролітом (Кп=11,5 % Кг=68 %), в інтервалі 2830,6–2838,4 газоносним пісковиком (Кп=15% Кг=75%)

Горизонти Б-2 та Б-3 в інтервалах 3348-3355,2 м та 3414,6-3461,8 м відповідно представлено пісковиками глинистими ущільненими з газонасиченими прошарками (Кп=7-10 %).

За результатами випробування горизонту Б-3 в інтервалі 3416–3460 м, отримано незначний приплив газу.

В результаті випробування горизонту М-3 в інтервалі 2826–2838 м, що літологічно представлений алевролітом та пісковиком отримано промисловий приплив газу Qг=31,1 тис. м^3/добу на штуцері діаметром 4 мм відкрито Нурівське родовище (рис. 1).



Пласт	Зона	Категорії запасів	Клас запасів	Площа газоносності, тис.м^2	Середня газонасичена товщина, м	Об'єм газонасиченої порід, тис.м^3	Коефіцієнт відкритої пористості, частка од.	Коефіцієнт газонасиченості, частка од.	Початковий пластовий тиск, МПа	Пластова температура, °С	Поправки, частка од. по відношенню від. до одно Бейл Маркетта	Поправки, частка од. на температуру	Початкові загальні запаси газу, млн.м^3	Мольна частка сухого газу	Початкові загальні запаси сухого газу, млн.м^3	Коефіцієнт витиснення газу, частка од.	Початкові видобувні запаси газу, млн.м^3	Вироблуток газу від 01.01.2019, млн.м^3	Тиск конденсату, тисяч м^3	Початкові загальні запаси конденсату, тисяч	Коефіцієнт вилучення конденсату з пласта, частка од.	Початкові видобувні запаси конденсату, тисяч	Запаси заг. підраховані в ГГО 2018 р. газу	Запаси заг. підраховані в ГГО 2018 р. конденсату	Приріст запасів газу, млн.м3 загальні	Приріст запасів газу, млн.м3 видобувні	Приріст запасів конденсату тист загальні	Приріст запасів конденсату тист видобувні
М-3	г	С2	122+222	1464	8.1	11858	0.134	0.75	27.1	125	1.02	0.74	240	0.989		0.95			50.9	н.к.	0.85							
	мк			197	4.4	867	0.134	0.75	27.1	125	1.02	0.74	18	0.989		0.95			50.9	н.к.	0.85							
	г+мк	С2	122+222										258	0.989	255	0.95	242		50.9	13	0.85	11			255	242	13	11
	г	С2	332	3028	7	21196	0.134	0.75	25	125	1.02	0.74	397	0.989					50.9									
	мк			197	3.9	768	0.134	0.75	25	125	1.02	0.74	14	0.989					50.9									
	гв			158	2.2	348	0.134	0.75	25	125	1.02	0.74	7	0.989					50.9									
	г+мк+гв	С2	332										418	0.989	413				50.9	21			296	14	117		7	

Рис. 1. Структурна карта по покрівлі продуктивного горизонту М-3 Нурівського родовища

За результатами параметричного аналізу сейсмічного кубу 3D (сейсмічні перетворення магнітуди або миттєвої амплітуди (envelope) на рівні продуктивних горизонтів Б-2 та Б-3 виділяються зони покращення колекторських властивостей та ймовірної зміни насичення даних пластів. За даними ГДС до ущільнених пластів без води віднесено також пласт Б-1н в інтервалі 3245,2–3263,8 м з пористістю 9 %. Зважаючи на наведені факти, цілком закономірно очікувати наявність покладів газу у даних продуктивних пластах.

Вище наведене свідчить про необхідність розвідки потенційних покладів горизонтів М-3, Б-2, Б-3, встановлених свердловиною №100-Нурівська. Так, в 2018 році була розпочата бурінням розвідувальна свердловина 103-Нурівська на відстані 1300 м на схід від св. №6-Нурівська та у 615 м на північний захід від свердловини №4-Нурівська в межах літологічної пастки горизонту М-3 та «яскравих плям» на рівні горизонтів Б-2 та Б-3 за даними генетичної інверсії, де очікуються найкращі колекторські властивості даних горизонтів.

Станом на вересень 2019 року в будівництві знаходиться розвідувальна свердловина №103-Нурівська, в якій за результатами випробування горизонту Б-2 (в інтервалі глибин 3363–3378м) на штуцері діаметром 2 мм отримано незначний приплив газу дебітом 2,1 тис. м^3/добу.

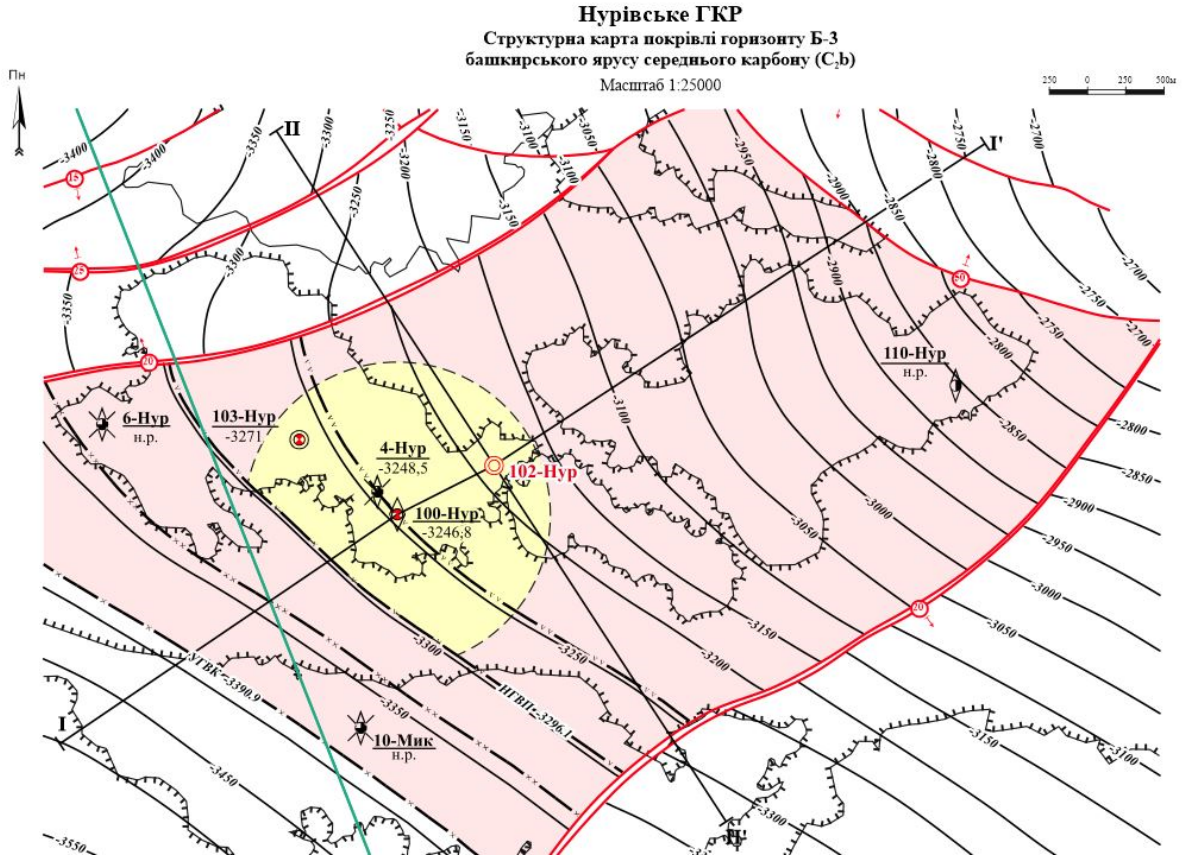


Рис.2. Структурна карта по покрівлі продуктивного горизонту Б-3 Нурівського родовища

Розкриті відклади продуктивних горизонтів башкирського ярусу Нурівського родовища, є аналогічними за геологічною будовою та характеристиками з башкирськими відкладами Максальського родовища, в яких після застосування гідравлічного розриву пласта (далі – ГРП) в 2018 році отримані промислові припливи газу з дебітами 60–70 тис. м^3/добу.

Нами було проведено підрахунок запасів та прогнозних ресурсів вуглеводнів об'ємним методом продуктивних горизонтів М-3 московського та Б-1н, Б-2, Б-3 башкирського та ярусів середнього карбону.

Згідно проведених розрахунків попередньо оцінені запаси та ресурси вуглеводнів продуктивних горизонтів московського та башкирського ярусів середнього карбону для Нурівського родовища (охоплює Північно-Нурівську структуру) представлені в табл. 1.

Таблиця 1

Запаси та ресурси вуглеводнів продуктивних горизонтів московського та башкирського ярусів середнього карбону для Нурівського родовища

Продуктивний горизонт	Запаси та ресурси газу млн м^3 (код класу)			
	122+222	332	333	122+222+332+333
М-3	261	423	1334	**2018**
Б-1н		370	2637	**3007**
Б-2		236	1724	**1960**
Б-3		1596	10112	**11708**
Сумарно	261	2625	15807	**18693**

Враховуючи отримані результати випробувань необхідно провести ГРП в башкирських відкладах свердловини №103-Нурівська та пробурити ще дві розвідувальні свердловини на зазначені вище відклади.

Література

1 Єнгаличева Г.П. Звіт. Сейсморозвідувальні роботи на Нурівській площі за технологією 3D / Г. Єнгаличева, Н. Коробейнікова, В.Ручко та ін. ТОВ «Вікоіл ЛТД», Київ, 2016. 213 с.

2 Обгрунтування проведення пошуково-розвідувальних робіт в межах Вишневсько-Максальскої структурно-тектонічної зони. Проект пошуково-розвідувального буріння на Нурівському піднятті: звіт про НДР в 2 частинах. Ч. 2: Проект пошуково-розвідувального буріння на Нурівському піднятті / А. Ковшиков, Н. Агрес, О. Олійник та ін. УкрНДІгаз, Харків, 2007. 113 с.

3 Ільченко О. П. Звіт про результати деталізаційних сейсморозвідувальних та електророзвідувальних досліджень на Західно-Вишневській площі південно-східної частини ДДЗ // О. Ільченко, А. Аллілуєв та ін., Новомосковськ, 2006. 153 с.

4 Паспорт на Північно-Нурівський об'єкт, підготовлений до глибокого буріння на нафту та газ/ Г. Єнгаличева та ін. – ТОВ «Вікоіл ЛТД», Київ, 2016.

5 Проект пошуково-розвідувального буріння на Нурівській площі (з урахування даних сейсморозвідувальних робіт 3D)/ А. Лизанець, А. Ковшиков та ін. УкрНДІгаз, Харків, 2017. 146 с.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.98

ПЕРСПЕКТИВИ УКРАЇНСЬКОГО КРИСТАЛІЧНОГО ЩИТА ДЛЯ НАРОЩУВАННЯ ВУГЛЕВОДНЕВОГО ПОТЕНЦІАЛУ УКРАЇНИ

Рудько Г.І., *д. геол.-мін. н., д. геол. н., д. т. н., проф., ORCID-0000-0001-7752-4310, office@dkz.gov.ua*
Державна комісія України по запасах корисних копалин, Київ, Україна

Обґрунтовуються перспективи пошуків скупчень вуглеводнів в породах Українського кристалічного щита в процесі подальшого поглибленого вивчення кристалічних фундаментів осадових басейнів, а також описано новий підхід до проблеми пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів.

PERSPECTIVES OF THE UKRAINIAN CRYSTALLINE SHIELD FOR THE EXPANSION OF HYDROCARBON POTENTIAL OF UKRAINE

Rudko H., *Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Dr. Sci. (Geogr.), Dr. Sci. (Eng.), Prof., ORCID-0000-0001-7752-4310, office@dkz.gov.ua,*
State Commission of Ukraine on Mineral Resources, Kyiv, Ukraine

Perspectives of prospecting for hydrocarbon accumulations in the rocks of the Ukrainian crystalline shield in the process of further in-depth study of crystalline foundations of sedimentary basins have been substantiated, and a new approach to the problem of prospecting and exploration of hydrocarbon deposits in worldwide practice has been described.

Вступ. У минулому нафтові і газові родовища в утвореннях фундаменту були відкриті в основному випадково. Традиційний спосіб мислення в минулому полягав у тому, що фундамент в основному щільний і не виправдовує витрат на вивчення [1].

Пошук вуглеводнів (ВВ) на великих глибинах є непростим завданням, про що свідчить низька успішність пошуково-розвідувальних робіт, яка для більшості нафтогазоносних басейнів світу не перевищує 30 %, а при пошуках нафти в фундаменті – істотно нижча. Складність прогнозу покладів на великих глибинах полягає в тому, що в катагенноперетворених породах низів осадового чохла і особливо в породах кристалічного фундаменту практично відсутні витримані по площі порові колектори і відповідно обмежені умови для латеральної міграції вуглеводнів (ВВ). Відповідно до цього можна вважати, що на великих глибинах моделі басейнової міграції при прогнозах формування покладів ВВ є необґрунтованими. Виникла необхідність нових теоретичних обґрунтувань пошуку покладів ВВ в кристалічних породах фундаменту [2].

Виклад основного матеріалу. Нині в нафтогазовій геології відбувається наукова революція. На зміну гостро конкуруючим органічній і мінеральній гіпотезам походження нафти і газу приходить біосферна концепція нафтогазоутворення. Вона відносить нафту і газ до корисних копалин планети, які поповнюються при експлуатації родовищ, а самі родовища вважає пастками рухомого вуглецю, що циркулює через земну поверхню в трьох циклах кругообігу. До створення біосферної концепції суперечка між прихильниками органічної і мінеральної гіпотез йшла з питання, який із двох геологічних циклів домінує в утворенні нафти і газу. Прихильники першої стверджували, що нафта і газ виникають в самих родовищах з органічної речовини, що надходить «зверху» – з земної поверхні. Тоді як прихильники другої наполягали, що газонафтові ВВ надходять в родовища «знизу» – з глибоких земних надр, де вони і утворюються. Участі у нафтогазоутворенні біосферного циклу ніяк не передбачалося. Але саме він грає головну роль в поповненні ВВ родовищ, що розробляються.

У біосферній концепції поняття «органічний і неорганічний вуглець», «нафтогазовий потенціал надр», «біогенний і абіогенний генезис ВВ», «осадовий чохол», «кристалічний фундамент», «глибинна дегазація», «нафтоматеринські світи» або позбавлені фізичного сенсу, або не важливі. Так, очевидно, що в природі немає «органічного» і «неорганічного» вуглецю, а є просто

вуглець, який при хімічних реакціях змінює свій ізотопний склад.

Існує тільки один механізм, у якому донором водню в ВВ служить вода, а донорами вуглецю є органічна речовина, розчинена у воді CO_2 і вуглецевмісні мінерали. При цьому підземні води розкладаються на кисень і водень. Саме цей процес створює дегазацію, а не надходження CH_4, H_2, CO_2, N і ін. газів по «каналах дегазації» з «глибоких надр» Землі.

За допомогою цієї гіпотези можливо пояснити практично всі невирішені проблеми по нафті і газу [3]:

– протиріччя між біогенною і абіогенною концепціями;

– поповнення запасів нафти в виснажених родовищах без наявності каналів;

– наявність слідів і запасів нафти в сланцях, магматичних породах;

– вік вуглеводнів, наявність в нафті короткоживучих ізотопів;

– відмінність ізотопного складу вод нафтових і газових родовищ від інших типів вод;

– відмінність ізотопного складу вуглецю болотного газу від вуглецю нафти (природного газу);

– вплив космічних факторів та ін.

Проведене моделювання процесу поповнення запасів показало, що інтенсифікація видобутку провокує зростання надходження нафти, при цьому спостерігається деякий період запізнювання. У зв'язку з цим повинні існувати оптимальні темпи відбору по родовищу.

Отримані результати свідчать, по-перше, про те, що нові уявлення про формування родовищ вуглеводнів можуть кардинально змінити систему нафтовидобутку, методику пошуків і освоєння родовищ і, по-друге, про доцільність організації подальших теоретичних і експериментальних досліджень проблеми природного поповнення запасів нафтових родовищ спільно з компаніями-надрокористувачами і за активної і зацікавленої підтримки державних органів з вивчення та використання земних надр.

Довгий час при постановці геологорозвідувальних робіт колектори ВВ у породах фундаменту були недооцінені. Однак у різних регіонах світу скупчення нафти і газу в породах фундаменту відкриті й промислово розробляються.

Породи кристалічного фундаменту мають великий вплив на якість колекторів нафти і газу в ряді басейнів світу, включаючи Азію (Індонезія, Китай, В'єтнам і Індія), Росію, Близький Схід (Ємен), Африку (Алжир, Лівія і Єгипет), Південну Америку (Венесуела і Бразилія), США (Каліфорнія і Канзас) і Північне море (Великобританія на захід від Шетландських островів і Норвегії) (рис. 1).



Рис. 1. Світовий розподіл родовищ нафти і газу в утвореннях фундаменту [4]

До теперішнього часу в утвореннях фундаменту в світі відкрито близько 500 родовищ нафти і газу, у тім числі великих і гігантських, таких як Білий Тигр (В'єтнам), Ауджа-Нафура (Лівія), Ля-Пас і Мара (Венесуела), Рамадан (Єгипет), Вілмінгтон (США) та ін., сумарні запаси яких перевищують 10 млрд т.

ВВ акумулюються в інтрузивних, ефузивних, метаморфічних і катакластичних породах фундаменту з вторинною пористістю. Катаклазити (пов'язані з розломами породи, які утворюються при тендітних деформаціях при високих значеннях тиску) мають високу вторинну пористість. Процес утворення катаклазитів відіграє важливу роль у тотальній вторинній пористості деформованих порід фундаменту. Наявність колекторів нафти і газу в метаморфічних і магматичних породах є загальновизнаним фактом; очевидно, настав час враховувати катакластичні породи в якості колекторів при плануванні геологорозвідувальних робіт.

Найпродуктивніші нафтогазові родовища в утвореннях фундаменту знаходяться в сильно тріщинуватих породах. Кращими типами порід є тріщинуваті кварцити або граніти, так як вони крихкі й тому руйнуються оптимально. Тріщинуваті гнейси є низькопродуктивними колекторами, так як вони можуть бути масивними, щільними або товстими з відкритими тріщинами, паралельними напрямку слойки. Породи, такі як гнейси і сланці, є пластичними і мають тенденцію «розмазуватися» і не руйнуватися під впливом тектонічного стресу. Філіти і тонкошаруваті сланці найменш привабливі, оскільки такі породи не є крихкими, вони шаруваті й пластичні та погано руйнуються. Вивітрілі гранітні породи фундаменту також можуть бути відмінними колекторами.

Основним джерелом нафти в покладах фундаменту є органічна речовина (ОР) нафтоматеринських осадових товщ, облягаючих виступи фундаменту, що визнається більшістю дослідників, що займаються проблемою ВВ скупчень в фундаменті [5]. Саме тому геохімічні особливості флюїдів родовищ фундаменту підпорядковуються тим самим закономірностям, що і нафта, яка залягає в осадових товщах нафтогазоносного басейну і межує з фундаментом. В осадовому розрізі земної кори, згідно вертикальної еволюційної зональності утворення і перетворення ВВ, пов'язаної зі збільшенням глибини, температурного градієнта, тиску і типу вихідної органіки, відбувається трансформація складу генерованих в надрах ВВ систем – від важких нафт до легких і конденсату.

Оскільки сьогодні Україна значною мірою залежить від імпорту енергоресурсів, насамперед, природного газу, першочерговим завданням для нашої країни є пошук нових джерел енергетичного забезпечення. Цьому сприяють значне скорочення запасів нафти і газу з традиційних пластів на розроблюваних родовищах. Це визначає необхідність зміщення напрямків геофізичних робіт на підвищення ефективності досліджень за рахунок вибору раціонального підходу для вивчення складнопобудованих і малорозмірних об'єктів і збільшення глибини досліджень.

Для цього важливо провести оцінку можливої нафтогазоносності відкладів і порід фундаменту за рахунок виділення перспективних ділянок покладів вуглеводнів, у тім числі і в породах кристалічного фундаменту.

Нафтогазоносність регіонів України обумовлена особливостями їх геологічної будови, геодинамічною еволюцією. Багато дослідників підтвердило також зв’язок між тектонікою літосферних плит і закономірностями розміщення родовищ вуглеводнів. У різних регіонах було встановлено, що зони нафтогазонакопичення приурочені до глибинних розломів, найактивніших у сучасну епоху.

Із виявлених більш ніж 245 родовищ нафти і газу, промислова нафтоносність встановлена до глибини 5100 м (Карайкозівське родовище), газоносність – до 6300 м (Перевозівське родовище). Родовища із скупченнями вуглеводнів на глибинах понад 5000 м зосереджені в основних нафтогазоносних районах западини, що приурочені до центральної приосьової і крайових зон грабену.

Прикладом вдалого поєднання одночасного вирішення задач визначення промислової нафтогазоносності платформних відкладів та утворень фундаменту є Північний борт Дніпровсько-Донецького авлакогену. Тут, у докембрійських кристалічних породах поклади нафти і газу відкриті на дев'яти родовищах [6].

На Північному борті Дніпровсько-Донецького авлакогена (ДДА) Східноєвропейської платформи перша нафта одержана в свердловині № 1 в 1985 р. (69 м^3/добу нафти і 99 тис. м^3/добу газу на 12 мм штуцері з глибини 3200–3280 м) з утворень докембрійського кристалічного фундаменту (гранітів) на Хухринській площі [7].

В 1987 р. на Північному борті відкрито крупне Юліївське нафтогазоконденсатне родовище. Першовідкривачем стала свердловина № 2 – Юліївська, яка була обґрунтована на пошуки в ній нафтогазоносних об'єктів в розрізі фундаменту (за даними ГДС продуктивні горизонти в осадовому чохлі в цій свердловині були відсутні) [8]. Поверхня порід кристалічного фундаменту в свердловині Юліївська-2 була розкрита на глибині 3464 м. З інтервалу 3636–3735 м (фільтр) і 3435–3800 м (відкритий стовбур) на 7 мм штуцері одержано 77 тис. м^3/добу газу і 13,5 м^3/добу конденсату, тобто продукцію одержано з глибини 172–336 м нижче від поверхні фундаменту. При випробуванні інтервалу 3468–3486 м (4–22 м від поверхні фундаменту) на 6 мм штуцері одержано 172 тис. м^3/добу газу і 7,6 м^3/добу конденсату. Абсолютно вільний дебіт газоконденсатної суміші з фундаменту склав 2768 тис. м^3/добу.

Цими відкриттями було встановлено наявність двох і більше продуктивних горизонтів у породах докембрійського кристалічного фундаменту на Північному борті ДДА, представленому гранітами та іншими утвореннями. Свердловиною Юліївська-10 ці результати були підтверджені – породи фундаменту тут були розкриті на глибині 3541 м, з інтервалу 3618–3687 м одержано нафту дебітом 45 м^3/добу, з інтервалу 3545–3560 м – газ, дебітом 210,3 тис. м^3/добу і конденсат дебітом 26 м^3/добу.

Для розширення доказової бази пошуку продуктивних докембрійських пасток проаналізовано та систематизовано основні геологічні закономірності результативного випробування докембрію на Хухрянському, Юліївському та Коробочкинському пошуково-розвідувальних полігонах, які були пілотними ділянками його вивчення. Основні риси будови полігонів і характерні параметри виявлених на них продуктивних резервуарів наведено в роботі [9].

Хухрянський пошуково-розвідувальний полігон, де продуктивність докембрію виявлено на однойменній і Чернеччинській площах. Докембрійське ложе полігону залягає на глибині до 4100 м.

Юліївський пошуково-розвідувальний полігон. Основні припливи з КФ отримані на Юліївській, Скворцівській і Наріжнянській площах. Поклади вуглеводнів приурочені, в основному, до прирозломних зон північних схилів горстових виступів кристалічного фундаменту (ВКФ). Сформовані вони тектонопарою, що складена прямим і зворотним скидами.

Коробочкинський пошуково-розвідувальний полігон. Максимальна глибина його занурення сягає відмітки мінус 5000 м. Промислові припливи вуглеводнів у докембрії отримані на Коробочкинській, Білозірській і Гашинівській площах.

Породи-колектори кристалічного фундаменту, як правило, повністю чи частково змінені гідротермально-метасоматичними процесами. Розглянутий матеріал безумовно ще далекий до представницької статистичної вибірки, тому неможливо зробити правильний висновок, який тип вуглеводневих флюїдів найпоширеніший у докембрії та з якими породами найчастіше пов'язана його нафтогазоносність [9].

Визначення ефективності виявлення колекторів і оцінки їх нафтогазоносності за результатами ГДС в породах кристалічного фундаменту ДДЗ. Пошуковими та розвідувальними свердловинами в межах північного борту ДДЗ розкриті кристалічні породи різного походження і складу – граніти, гнейси, діорити, магматити, серпентиніти, діабази, катаклазити, мілоніти та інші.

В розрізах більшості свердловин встановлено наявність кори вивітрювання корінних порід з різною товщиною елювіальної частини.

До теперішнього часу ще немає великої кількості напрацьованих даних для того, щоб зробити узагальнені висновки за результатами випробувань різноманітних порід фундаменту, але основні риси і особливості продуктивних об'єктів встановлюються досить чітко.

Кора вивітрювання в розрізах свердловин захвачує різний об'єм кристалічних порід і має неоднакову глибину навіть в межах однієї площі. В цій корі часом спостерігається збільшення тріщинуватості і пористості знизу вверх, але частіше межа між елювієм і корінними породами нечітка. На діаграмах геофізичних методів видно поступовий перехід від однієї зони до іншої, що обумовлено різною інтенсивністю процесів вивітрювання в нижніх і верхніх частинах кори.

Очевидно, що виникнення кращих вміщуючих властивостей порід слід очікувати, в першу чергу, в тих зонах кори вивітрювання, де процес вилуговування розчинних продуктів проходив найінтенсивніше, що при інших однакових умовах пов'язано з типом кристалічних порід, їх хімічним складом і будовою. Тому при інтерпретації результатів ГДС необхідно знати, які саме гірські породи пройдені свердловиною в різних інтервалах розрізу. Це також важливо для виявлення зон тріщинуватості, оскільки породи, які вивчаються, в цілому неоднорідні, складені мінералами з неоднаковими коефіцієнтами пружності і розширення, що при відповідних умовах призводить до утворення тріщин в кристалічних породах. Крім того, хімічний склад цих порід, як відомо, надзвичайно різноманітний і відповідно впливає на деякі вимірювання величин, особливо при радіоактивному та електричному методах дослідження свердловин.

Аналіз результатів ГДС по свердловинах центральної частини північного борту ДДЗ показує, що для ефективного виявлення колекторів в кристалічних породах потрібний комплексний підхід. Якщо, наприклад, на діаграмах нейтронних методів окремі ділянки кристалічних порід виділяються за ознаками колектора, то обов'язково в тих же інтервалах необхідно мати дані про їх щільність по кривих гама-гама-щільнісного каротажу (ГГКщ), які залежать в основному від питомої ваги речовин, а не від їх хімічного складу. Це, в першу чергу, відноситься до магматичних масивів з підвищеним вмістом слюд, які приурочені, головним чином, до кислих інтрузивних порід і кристалічних сланців.

Через присутність в слюдах значної кількості водню (гідроксильні групи, молекули зв'язаної води), а в літійових різновидах – домішок берилію, породи, що їх вміщують, часто відмічаються чіткими мінімумами на діаграмах нейтронних методів, що в інших умовах служить ознакою пористості (колектора). В той же час на діаграмі щільності порід (метод ГГКщ) проти таких мінімумів відмічається протилежна картина завдяки підвищеній питомій вазі слюд відносно середнього рівня цього параметра у вміщуючих породах.

Наведене вище в значній мірі відноситься також і до акустичного методу, на результатах якого спостерігається вплив листуватої будови слюдистих порід, коли вони знаходяться ще в консолідованому стані. Тому результати АК також слід аналізувати одночасно з даними ГГКщ.

Найбільшою вірогідністю виявлення тріщинуватих зон в кристалічному фундаменті характеризується комплекс МБК-АК чи БК-АК. Інтервали залягання тріщинуватих порід на кривих мікробокового методу однозначно виявляються чітким зменшенням електричного опору відносно щільного оточення. Дуже цінну інформацію про наявність тріщин та кути їх падіння в породах дають результати широкосмугового акустичного каротажу (АКШ). Інтерпретація даних АКШ вказує на значну чутливість поперечних хвиль до впливу тріщинуватості на час їх проходження і амплітудно-частотний спектр.

Щодо кількісної оцінки ступеня нафтогазонасиченості колекторів «кристалічного» походження, то його однозначного вирішення на даний час немає. Це пов'язано зі складною будовою самої кори вивітрювання, особливо її елювіальної частини. Для отримання відповідних

залежностей між коефіцієнтом збільшення опору і коефіцієнтом нафтогазонасичення особливе значення має всебічне і глибоке вивчення керну, піднятого із різних зон кори вивітрювання, тому що за результатами геофізичних досліджень очевидна їх індивідуальна характеристика. Особливо це відмічено в зонах повної дезінтеграції корінних порід, де спостерігається аномальність геофізичних величин і параметрів. Прив'язка особливостей геофізичних характеристик до петрофізичного складу розкритих порід сприяє виділенню за даними ГДС розущільнених зон, визначенню коефіцієнтів пористості порід з достатньою точністю, обґрунтуванню нижньої межі колекторських властивостей в розущільнених породах.

Висновки. Наведені характерні результати випробувань перспективних об'єктів у породах кристалічного фундаменту вказують на необхідність проведення дослідних робіт для оцінки їх ефективної проникності за даними геофізичних методів, оскільки навіть при значній пористості притоків часто не спостерігається. Необхідно визначити напрями, по яких чіткіше проявляються підлягаючі аналізу зміни та провести кореляцію розрізів свердловин по площах, де отримано припливи вуглеводнів з порід фундаменту.

Література

1. Баренбаум А.А. Научная революция в проблеме нефтегазообразования: «глубинная дегазация» и «углеводородный потенциал недр» в свете новых представлений. Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Изд-во «Ихлас», 2019. С. 33–36.

2. Киреева Т.А. Гидрохимические критерии нефтеносности фундамента. Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Изд-во «Ихлас», 2019. С. 66–69.

3. Иктисанов В.А. Причины восполнения запасов нефти и необходимость пересмотра перспектив длительно разрабатываемых месторождений. Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Изд-во «Ихлас», 2019. С. 51–53.

4. Кёнинг Т. Поисковые работы на нефть и газ в Азии и Африке в естественно-трещиноватых коллекторах фундамента: лучший мировой опыт и усвоенные уроки. Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Изд-во «Ихлас», 2019. С. 20–24.

5. Пунанова С.А. Нефтегазоносность кристаллического фундамента и формирование в нем неструктурных ловушек комбинированного типа. Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Изд-во «Ихлас», 2019. С. 90–94.

6. Рудько Г.І., Махамбетова М.С. Перспективи нафтогазоносності України на великих глибинах. Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали Четвертої міжнародної науково-практичної конференції (6–10 лист. 2017 р., м. Трускавець). Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). Т. 2. К.: ДКЗ, 2017. С.

7. Гожик П.Ф., Чебаненко І.І., Краюшкін В.О. та ін. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків вуглеводнів в Азовському морі. Київ, 2006. С. 183–204.

8. Чебаненко И.И., Краюшкин В.А., Клочко В.П та ін. Нефтегазоперспективные обьекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочних бассейнов. К.: Наук, думка, 2002. 296 с.

9. Лебідь В.П., Раковська О.Л. / Аналіз нафтогазопроявів у докембрійському кристалічному фундаменті Дніпровсько-Донецького розсуву з метою прогнозу будови продуктивних пасток. Збірник наукових праць УкрДГРІ. № 2 2014. С.61–75.

УДК 528+550.837+553.98

НОВЫЕ СВЕДЕНИЯ О ГЛУБИННОМ СТРОЕНИИ И ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ УКРАИНСКОГО ЩИТА

***Якимчук Н.А.*[1]**, *д. ф.-м. н., проф., yakymchuk@gmail.com,*
***Корчагин И.Н.*[2]**, *д. ф.-м. н., проф., korchagin.i.n@gmail.com,*
1 – Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, г. Киев, Украина,
2 – Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, г. Киев, Украина

Представлены результаты дополнительных исследований с использованием методов частотно-резонансной обработки и интерпретации спутниковых снимков и фотоснимков на Украинском щите (УЩ) с целью изучения глубинного строения этой структуры и поисков скоплений углеводородов (УВ). Исследованиями подтверждено наличие на УЩ двух слоев гранитов разного возраста, а также глубинных каналов вертикальной миграции флюидов, минерального вещества и химических элементов с корнями на глубинах 470 км и 996 км, заполненных гранитными породами. В отдельных точках профилей обнаружены каналы с корнями на различных глубинах, заполненные базальтами, кимберлитами, ультрамафическими и осадочными породами. Интервал разреза между верхней и нижней толщами гранитов заслуживает детального изучения с целью обнаружения и локализации скоплений УВ; в его пределах фиксировались отклики от осадочных пород, а также нефти, конденсата, газа и янтаря. В пользу глубинного синтеза УВ и янтаря свидетельствуют факты фиксации откликов на частотах нефти, конденсата, газа и янтаря в интервале глубин с поверхности до 57 км, ниже этой границы регистрируются отклики на частотах водорода и углерода.

NEW DATA ABOUT THE DEPTH STRUCTURE AND PROSPECTS OF OIL AND GAS POSSIBILITY OF THE UKRAINIAN SHIELD

***Yakymchuk N.*[1]**, *Dr. Sci. (Phys.-Math.), Prof., yakymchuk@gmail.com,*
***Korchagin I.*[2]**, *Dr. Sci. (Phys.-Math.), Prof., korchagin.i.n@gmail.com,*
1 – Institute of Applied Problems of Ecology, Geophysics and Geochemistry, Kyiv, Ukraine,
2 – Institute of Geophysics of Ukraine National Academy of Science, Kyiv, Ukraine

The results of additional studies using the methods of frequency-resonance processing and interpretation of satellite images and photographs on the Ukrainian Shield (USh) are presented in order to study the deep structure of this region and search for hydrocarbon accumulations. Studies have confirmed the presence of two layers of granites of different ages on the USh, as well as deep channels of vertical migration of fluids, minerals, and chemical elements with the roots at depths of 470 km and 996 km, filled with granite rocks. Channels with roots at various depths, filled with basalts, kimberlites, ultramafic and sedimentary rocks, were found at individual points on the profiles. The interval of the cross-section between the upper and lower strata of granites deserves a detailed study in order to detect and localize hydrocarbon accumulations; within it, responses from sedimentary rocks, as well as oil, condensate, gas and amber, were recorded. The deep synthesis of hydrocarbons and amber is evidenced by the facts of recording responses at the frequencies of oil, condensate, gas and amber in the interval of depths from the surface up to 57 km; below this boundary responses at the frequencies of hydrogen and carbon are recorded.

НОВІ ВІДОМОСТІ ПРО ГЛИБИННУ БУДОВУ І ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ УКРАЇНСЬКОГО ЩИТА

***Якимчук Н.А.*[1]**, *д. ф.-м. н., проф., yakymchuk@gmail.com,*
***Корчагін І.Н.*[2]**, *д. ф.-м. н., проф., korchagin.i.n@gmail.com,*
1 – Інститут прикладних проблем екології, геофізики та геохімії, м. Київ, Україна,
2 – Інститут геофізики ім. С.І. Суботіна НАН України, м. Київ, Україна

Представлені результати додаткових досліджень з використанням методів частотно-резонансної обробки та інтерпретації супутникових знімків і фотознімків на Українському щиті (УЩ) з метою вивчення глибинної будови цієї структури і пошуків скупчень вуглеводнів (ВВ). Дослідженнями підтверджено наявність на УЩ двох шарів гранітів різного віку, а також глибинних каналів вертикальної міграції флюїдів, мінеральної речовини і хімічних елементів з корінням на глибинах 470 км і 996 км, заповнених гранітними породами. В окремих точках профілів виявлені канали з корінням на різних глибинах, заповнені базальтами, кімберлітами, ультрамафічними і осадовими породами. Інтервал розрізу між верхньою і нижньою товщами гранітів заслуговує детального вивчення з метою виявлення та локалізації скупчень ВВ; в його межах фіксувалися відгуки від осадових порід, а також нафти, конденсату, газу та бурштину. На

користь глибинного синтезу ВВ і бурштину свідчать факти фіксації відгуків на частотах нафти, конденсату, газу та бурштину в інтервалі глибин з поверхні до 57 км, нижче цієї межі реєструються відгуки на частотах водню і вуглецю.

Введение. В процессе выполнения геофизических измерений в Украинской морской антарктической экспедиции 2018 г. [1] в южной Атлантике был обнаружен вертикальный канал миграции глубинных флюидов и минерального вещества, заполненный гранитами. Глубины залегания нижней кромки гранитов в канале во многих точках вдоль траектории движения судна были определены вертикальным зондированием разреза. Зондированием также установлено, что корень канала расположен на глубине 995 км.

В связи с этим была проведена частотно-резонансная обработка спутниковых снимков некоторых участков Украинского щита (УЩ) с целью оценки глубин залегания и мощностей гранитных комплексов в разрезе. Результаты проведенных исследований рекогносцировочного характера в пределах УЩ оказались неожиданными: были обнаружены глубинные каналы, заполненные гранитами, а также установлено наличие достаточно мощной толщи осадочных и метаморфических пород между верхним (относительно «молодым») и нижним («старым») комплексами гранитов [3].

В мае 2019 г. в пределах Украинского щита началось проведение исследований с использованием частотно-резонансных методов обработки спутниковых снимков вдоль отдельных профилей с целью изучения глубинного строения отдельных его фрагментов и оценки перспектив обнаружения скоплений нефти, газа и конденсата в разрезе. Результаты исследований на УЩ вдоль первого профиля (рис. 1) приведены в статье [3]. В настоящем докладе представлены материалы зондирований разреза вдоль двух других профилей.

Профиль глубинных зондирований 3. Третий профиль начинается в Республике Беларусь, пересекает Житомирскую, Киевскую, Черкасскую, Кировоградскую, Днепропетровскую и Запорожскую области Украины и заканчивается на берегу Азовского моря (рис. 1). Вдоль этого профиля зафиксировано 11 точек для обработки. Координаты первой точки на профиле – 51°57'11.76"N, 28°25'03.96"E, одиннадцатой (последней) – 46°25'24.38"N, 35°33'18.27"E. Остальные точки равномерно расположены вдоль профиля.

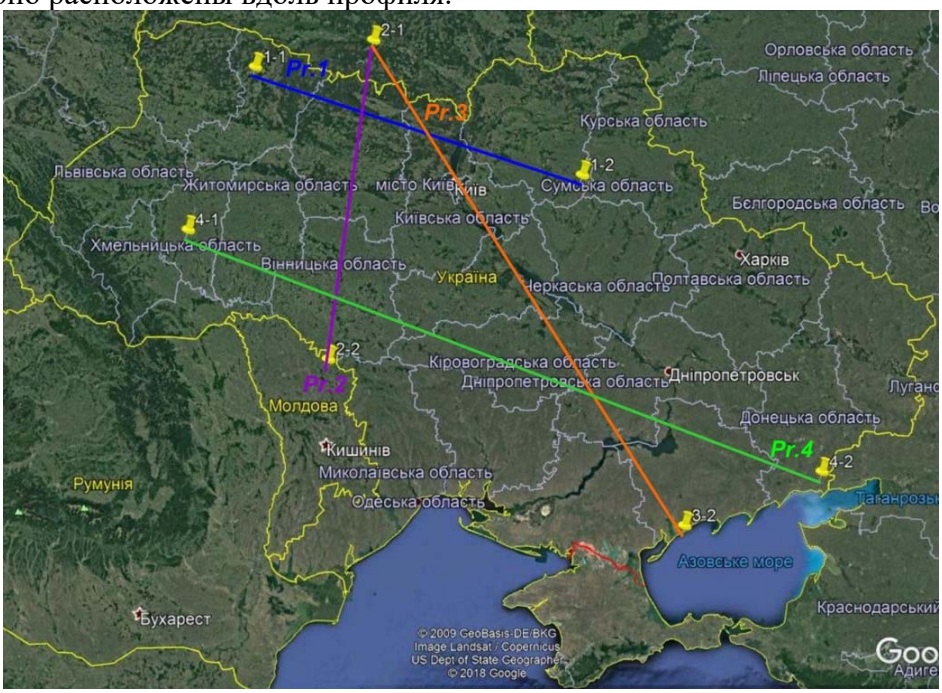


Рис. 1. Положение профилей вертикального зондирования разреза в пределах Украинского щита

*Точка 1***.** Эта точка совпадает с 1-ой точкой на профиле 2; результаты описаны в [3].

*Точка 2***.** Сигналы УВ, янтаря, сланцевого газа, водорода и осадочных пород не зафиксированы; отклики от воды получены. Определен канал 1 группы магматических пород с корнем на глубине 996 км. Корень канала «молодых» гранитов (образцы 1–9) (рис. 2) определен на глубине 470. С поверхности 450 км не получены отклики от старых гранитов (образцы 10-18) из верхней части разреза. Верхняя кромка гранитов определена на глубине 61 м. Сигналы от воды фиксировались до 600 м; на поверхности 68.9 отклики не получены.

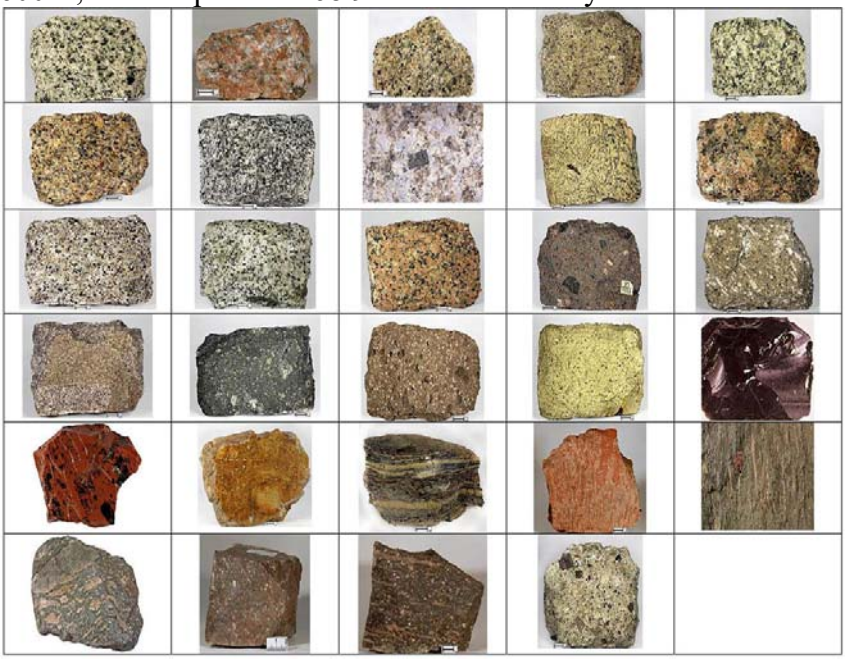


Рис. 2. Группа гранитов и риолитов (29 образцов)

*Точка 3***.** На участке отсутствовали отклики от УВ, янтаря, воды, льда, водорода и всех групп осадочных пород. Установлено наличие канала «старых» гранитов (образцы 10–18) (рис. 2) с корнем на глубине 996 км; сигналы от этих гранитов фиксировались с 55 м.

*Точка 4***.** Отклики от углеводородов, янтаря, воды, льда, угля, водорода и осадочных пород отсутствовали. Определено наличие гранитного канала с корнем на глубине 996 км и верхней кромкой на глубине 57 м. С поверхности зафиксированы отклики практически от всех образцов гранитов (1–9, 10, 11, 22, 24–28, 29) (рис. 2), а на глубине 450 км отклики от образцов «старых» гранитов (10-16) из верхней части разреза отсутствовали.*Точка 5***.** На участке обследования зарегистрированы отклики от нефти, конденсата, газа, газогидратов, воды, льда, угля, антрацита; сигналы от водорода отсутствовали.

Зарегистрированы сигналы от 1, 2, 3, 4, 5, 6, 12 групп осадочных пород, а также 1, 11 и 12 групп магматических. С поверхности получены отклики от «молодых» и «старых» гранитов. Сигналы от верхнего слоя «молодых» гранитов зафиксированы в интервале глубин 74–2480 м, а от нижнего горизонта «старых» - в интервале 18.020–22.480 км. С интервала 0–74 м отклики от осадочных пород отсутствовали. На поверхности 22480 м получены сигналы от 11 и 12 групп магматических пород, отклики от алмазов отсутствовали. Сигналы от 11 группы (кимберлиты) прослежены до 196 км (корень канала).

Между верхним и нижним слоями гранитов сканированием определены следующие интервалы откликов на частотах нефти: 1) 2610–3000 м; 2) 3360–3700; 3) 4180-5090; 5 м шаг, 4) 5860–6300; ниже глубины 7380 м отклики от нефти отсутствовали. Сигналы на частотах

газогидратов и льда зарегистрированы из интервала 2580-3870 м, выше и ниже этого интервала фиксировались отклики от воды. Сигналы на частотах брекчии (5-ый образец из 1-ой группы осадочных пород, псефитов) получены из интервала 2480–3890 м.

*Точка 6***.** На участке с этой точкой зарегистрированы отклики от нефти, конденсата, газа, сланцевого газа, янтаря, угля, воды, антрацита; сигналы от газогидратов, льда, водорода, бурого угля не получены. Установлено наличие в разрезе 1, 2, 3, 4, 5, 6, 11, 12 групп осадочных и 1, 11, 12 групп магматических пород. Верхний слой «молодых» гранитов расположен в интервале 63–2460 м, а нижний слой «старых» – на глубинах 18.320–22.420 км. Отклики от алмазов с поверхности 22 км отсутствовали.

Определены два интервала откликов на частотах нефти: 2520–3050 м и 3230–3620 м; на глубине 4000 м отклики от УВ и янтаря отсутствовали из нижней части разреза, а из верхней части получены (в том числе и от сланцевого газа). В верхней части разреза сланцевый газ зафиксирован в брекчии (6-ый образец из 1-ой группы осадочных пород, псефитов); вторая группа осадочных пород (псаммиты) в этом интервале разреза отсутствовала.

Сигналы от 2 группы осадочных пород фиксировались в интервале 17 900–18 320 м.

Точка 7. В этом районе сигналы на частотах УВ, янтаря, льда, водорода и осадочных пород отсутствовали; отклики от воды получены. Установлено наличие канала «молодых» гранитов с корнем на глубине 470 км и верхней кромкой на отметке 22 м. В этом интервале получены отклики только от 1-9, 19 образцов «молодых» гранитов (рис. 2).

Точка 8. В точке также отсутствовали сигналы от УВ, янтаря, льда, водорода и осадочных пород; отклики от воды зарегистрированы. Установлено наличие канала «молодых» гранитов с корнем на глубине 470 км и верхней кромкой на отметке 120 м. В этом интервале получены отклики только от 1–9, 19 образцов «молодых» гранитов (рис. 2).

Точка 9. На этом участке также не получены сигналы на частотах УВ, янтаря, льда, водорода и осадочных пород; сигналы от воды зарегистрированы. Установлено наличие канала «старых» гранитов с корнем на глубине 996 км и верхней кромкой на отметке 138 м. В этом интервале глубин получены отклики от 10–18 образцов «старых» гранитов (рис. 2).

Точка 10. В пределах участка отсутствовали сигналы от УВ, янтаря, льда и осадочных пород; сигналы от воды и водорода зарегистрированы. В интервале глубин 215–105 000 м фиксировались отклики на частотах 6 группы магматических пород (базальтов), а на глубинах 105–195 км – от 11 группы магматических (кимберлитов). На поверхности 105 км сигналы от водорода фиксировались только из верхней части разреза.

Точка 11. В этом районе не получены сигналы от УВ, янтаря, льда, водорода и осадочных пород; сигналы от воды зарегистрированы, на глубине 68.9 км также. Определен канал 7 группы магматических пород с корнем на 723 км и верхней кромкой на 85 м.

Профиль глубинных зондирований 4. Четвертый профиль начинается в Тернопольской области, пересекает Житомирскую, Винницкую, Черкасскую (небольшой фрагмент), Кировоградскую, Днепропетровскую и Запорожскую области и заканчивается в Донецкой области Украины, недалеко от Азовского моря (рис. 1). Вдоль этого профиля зафиксировано 12 точек для обработки. Координаты первой точки на профиле – 49°09'50.38"N, 25°32'50.54"E, двенадцатой (последней) – 47°12'20.08"N, 38°02'27.21"E.

Точка 1. На участке с первой точкой зарегистрированы отклики от нефти, конденсата, газа, янтаря, сланцевого газа (сильный), угля, воды, антрацита и 1, 2, 3, 4, 5, 6 групп осадочных пород; сигналы от магматических пород не получены. Сигналы от 1-ой группы осадочных пород прослежены в интервале до 470 км (корень канала); фиксировались отклики только от 1-9 образцов этой группы. На поверхности 56.9 км фиксировались отклики от нефти, конденсата и газа, на глубине 57 км – отклики отсутствовали.

Сканированием разреза с поверхности с шагом 1 м зафиксированы следующие интервалы откликов на частотах нефти: 1) 280–910 м; 2) 1740–3120 м; 3) 3730–4040 м; 4) 4170–5410 м; на 5 м, 5) 5600–6950 м; 6) 10 400–13 100 м (до 15 км прослежено).

Точка 2. В районе этой точки отклики от УВ, янтаря, сланцевого газа, газогидратов, угля, льда и осадочных пород не получены; сигналы от воды, водорода (сразу) и 6-ой группы магматических пород (базальты) зарегистрированы. Корень базальтового канала зафиксирован на глубине 723 км. На поверхности 650 км получены отклики от 100–109, 113–114, 116 образцов базальтов, имеющихся в коллекции магматических и метаморфических пород. Сканированием разреза с поверхности с разным шагом отклики на частотах базальтов зарегистрированы с глубины 140 м, а на частотах водорода с 190 м и прослежены до 723 км.

Сигналы от воды фиксировались в интервале до 200 м.

Точка 3. На участке этой точки отклики от УВ, янтаря, сланцевого газа, газогидратов, угля, льда и осадочных пород отсутствовали; сигналы от воды, водорода (хороший) и 6-ой группы магматических пород (базальты) зарегистрированы. Корень базальтового канала зафиксирован на глубине 723 км, верхняя кромка уточнена сканированием с шагом 1 см на глубине 241 м. Сигналы на частотах водорода регистрировались начиная с глубины 245 м.

Отклики от воды фиксировались до 240 м, на поверхности 68.9 км сигналов нет.

Точка 4. На участке расположения 4-ой точки зарегистрированы отклики на частотах нефти, конденсата, газа, янтаря, угля, воды, антрацита и 1, 2, 3, 4, 5, 6, 11 групп осадочных пород; сигналы от магматических пород не зафиксированы. С использованием 2 группы осадочных пород корень канала (вулкана) этих пород установлен на глубине 470 км. Отклики от воды фиксировались до глубины 400–500 м, на глубине 68 км сигналов воды нет.

Сканированием разреза с шагом 1 м с поверхности зарегистрированы отклики от нефти в следующих интервалах глубин: 1) 480–3650 м; 2) 3800 – (5900 – очень сильный сигнал) (6400-6540 – сильный), (6900 – сильный – 7030) (7700 – сильный, 8030), … до 8200 м. На поверхности 8300 м сигналы от нефти и конденсата из нижней части разреза отсутствовали, от газа зафиксированы. Отклики от газа прослежены с 8300 до 8730 м.

На глубине 56.9 км сигналы от УВ и янтаря получены, а на поверхности 57 км их нет.

Точка 5. На участке этой точки отклики от УВ, янтаря, сланцевого газа, газогидратов, угля, льда, водорода, кислорода и осадочных пород не получены; сигналы от воды, и 1-ой группы магматических пород (граниты) зарегистрированы. Корень гранитного канала зафиксирован на глубине 996 км, верхняя кромка – на глубине 150 м. На поверхности 450 км получены отклики от «старых» образцов гранитов из нижней и верхней части разреза.

Точка 6. На участке этой точки отклики от УВ, янтаря, сланцевого газа, газогидратов, угля, льда, кислорода и осадочных пород не получены; сигналы от воды, водорода (хороший) и 1, 6-ой группы магматических пород зарегистрированы. Установлено наличие канала «старых» гранитов с корнем на 996 км и верхней кромкой на глубине 100 м; в этом интервале получены отклики только от «старых» гранитов. На участке обследования расположен также канал, заполненный базальтами, с корнем на глубине 723 км и верхней кромкой на отметке 100 м. Сигналы на частотах водорода фиксировались в интервале от 160 м до 723 км. Отметим также, что на поверхности 725 км отклики от водорода из нижней части разреза получены на 17 с., а из верхней части сразу.

Точка 7. В районе этой точки отклики от УВ, янтаря, сланцевого газа, газогидратов, угля, льда, кислорода и осадочных пород не получены; сигналы от воды, водорода (сильный) и 1, 6-ой группы магматических пород зарегистрированы.

На участке обследования установлено наличие канала, заполненного базальтами, с корнем на глубине 723 км и верхней кромкой на отметке 850 м. Выше базальтов, в интервале 200-850 м залегают «молодые» граниты (отклики от 7, 8 и 9 образцов гранитов) (рис. 2).

Сигналы на частотах водорода фиксировались в интервале от 860 м до 723 км.

Точка 8. На участке 8-ой точки зарегистрированы отклики от нефти, конденсата (хороший), газа (слабый), воды и 1, 7, 8 групп магматических пород; сигналы от осадочных пород не

зафиксированы. Отклики от гранитов («молодых», образцы 6-9) (рис. 2) в этом районе зафиксированы в интервале 100–3260 м, от 7-ой группы – 3260–35550 м и от 8-ой – 35.550–194.300 км. Сканированием разреза с 3200 м с шагом 1 м отклики на частотах нефти зарегистрированы в интервале 3320–4500 м, а газа – в интервалах 4560–5070 м и 5160–5680 м.

Точка 9. В районе этой точки отклики от УВ, янтаря, сланцевого газа, газогидратов, угля, льда, водорода, кислорода и осадочных пород не получены; сигналы от воды и 1-ой группы магматических пород зарегистрированы. На участке установлено наличие канала, заполненного гранитами («старыми», образцы 10–11) (рис. 2), с корнем на глубине 996 км и верхней кромкой на отметке 110 м.

Точка 10. На этом участке отклики от УВ, янтаря, сланцевого газа, газогидратов, угля, льда, водорода, кислорода и осадочных пород не получены; сигналы от воды и 1-ой группы магматических пород зарегистрированы. В этом районе установлено наличие канала, заполненного гранитами («молодыми», образцы 7–9) (рис. 2), с корнем на глубине 470 км и верхней кромкой на отметке 230 м. Отклики от воды зафиксированы на поверхности 230 м из верхней части разреза.

Точка 11. На участке расположения этой точки профиля зарегистрированы отклики на частотах нефти, конденсата, газа, воды и 7-ой групп осадочных пород; сигналы от магматических пород и водорода не зафиксированы. Установлено наличие канала, заполненного осадочными породами 7-ой группы (известняки, карбонаты), с корнем на глубине 723 км и верхней кромкой на отметке 140 м. Сканированием разреза с шагом 1 м отклики на частотах нефти получены из интервалов 330–1570 м, 2010–2260 м и 2830–3340 м, а газа – с интервала 3400–3640 м. Сигналы от нефти, конденсата и газа получены также на поверхности 56.9 км, а на глубине 57 км они отсутствовали.

Точка 12. В районе этой точки зарегистрированы отклики от нефти, конденсата, газа, янтаря, сланцевого газа, угля, антрацита, воды, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 11, 12 групп осадочных пород и 11, 12, 13, 14, 15, 16 групп магматических пород; сигналы водорода и кислорода не зафиксированы. Отклики от 2-ой группы осадочных пород зарегистрированы в интервале 150–27800 м. Сигналы от 11 группы магматических пород фиксировались в интервале 27.5–196.0 км. На глубине 50 км отклики от 12-16 групп магматических пород отсутствовали.

Сканированием разреза с 500 м с шагом 1 м отклики от нефти получены из интервалов: 1) 670–1200 м; 2) 1620-1900 м; 3) 2250–4560 м; дальше из нижней части разреза сигналы от нефти отсутствовали. Отклики на частотах газа получены сканированием из интервала 4728–5280 м. На глубинах 57, 56 и 30 км сигналы от нефти из нижней части разреза не получены.

Основные выводы и заключение. В результате проведенных исследований в пределах Украинского щита получена новая информация о геологическом строении этого региона и примыкающих к нему районов. С этой точки зрения акцентировать внимание на следующее.

1. Получены дополнительные факты, позволяющие достаточно обосновано утверждать о наличии в пределах многих участков УЩ двух слоев (интервалов) гранитов различного возраста («молодых» и «старых»).

2. Исследованиями обнаружены глубинные каналы вертикальной миграции флюидов, минерального вещества и химических элементов, заполненных гранитными породами различного возраста. Корни обнаруженных каналов зафиксированы на глубинах 470 км («молодые» граниты) и 996 км («старые» граниты).

В отдельных точках профиля обнаружены каналы с корнями на глубине 723 км, заполненные карбонами (7 группа осадочных пород), базальтами (6 группа) ультрамафическими породами (7 группа) и кимберлитами (11 группа), а также каналы с корнями на 470 км, заполненные разными группами осадочных пород.

3. Заслуживают внимания факты фиксации аномальных откликов (сигналов) на резонансных частотах нефти, конденсата, газа и янтаря в гранитных породах, заполняющих каналы, практически во всем верхнем интервале разреза до 57 км. Такая же ситуация наблюдалась также при проведении дополнительных исследований с целью последующего сопоставления полученных результатов на известном нефтяном месторождении (в гранитах) Белый Тигр на шельфе Вьетнама [3].

4. В интервалах разреза (в том числе и в небольших по мощности), расположенных между верхним и нижним слоями гранитов, зафиксированы отклики от осадочных пород, а также нефти, конденсата, газа и янтаря. Есть основания для утверждений, что интервал разреза между двумя толщами гранитов на УЩ заслуживает детального изучения с целью обнаружения и локализации возможных скоплений УВ в промышленных объемах.

5. На обследованных участках получены дополнительные к ранее охарактеризованным в [1–4] свидетельства в пользу глубинного синтеза УВ: это фиксация откликов на частотах нефти, конденсата, газа и янтаря в интервале глубин с поверхности до 57 км, ниже этой границы регистрируются отклики на частотах водорода и углерода.

6. На многих обследованных участках (в том числе и в районе точки 12 на профиле 4) одновременно с фиксацией откликов на частотах УВ регистрировались также сигналы на частотах янтаря. Эта особенность также свидетельствую в пользу глубинного синтеза этого «минерала». Более того, можно также высказать предположение, что янтарь – это углеводороды в твердой форме.

7. Результаты обработки спутниковых снимков локальных участков видимой водородной дегазации Земли (в том числе и в районе точки 2 на профиле 4) еще раз показали, что в этих зонах сигналы (отклики) на частотах водорода фиксируются сразу. В таких зонах водород может быть обнаружен в разрезе существенно выше уровня 57 км, в том числе и на небольших глубинах.

8. На обследованных участках водородной дегазации в разрезе установлено наличие каналов вертикальной миграции флюидов и минерального вещества, заполненных базальтами [4]. Дополнительные обследования некоторых локальных участков выхода базальтовых пород на поверхность показали, что в этих местах фиксируются отклики (сильные) на резонансных частотах водорода. Можно также предположить, что участки развития базальтовых отложений могут считаться первоочередными при проведении поисковых работ на водород.

В целом, результаты целенаправленной апробации прямопоисковой технологии частотно-резонансной обработки спутниковых снимков и фотоснимков в пределах Украинского щита заслуживают внимания и свидетельствуют о целесообразности проведения в этом регионе Украины детальных геофизических работ и бурения поисковых скважин на перспективных участках. Необходимость проведения таких работ может быть аргументирована и тем обстоятельством, что верхний гранитный слой является очень хорошей (идеальной) покрышкой, под которой могут быть обнаруженные скопления нефти, газа и конденсата в промышленных (коммерческих) объемах.

Литература

1. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Бахмутов В.Г., Соловьев В.Д. Геофизические исследования в Украинской морской антарктической экспедиции 2018 г.: мобильная измерительная аппаратура, инновационные прямопоисковые методы, новые результаты. *Геоінформатика.* 2019. № 1. С. 5–27.

2. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Интегральная оценка структуры некоторых вулканов и кимберлитовых трубок Земли. *Геоінформатика.* 2019. № 1. С. 28–38.

3. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Украинский щит: новые данные о глубинном строении и перспективах обнаружения залежей нефти, газоконденсата, газа и водорода. *Геоінформатика.* 2019. № 2. С. 5–18.

4. Якимчук Н.А., Левашов С.П., Корчагин И.Н. Прямопоисковая мобильная технология: результаты апробации при поисках скоплений водорода и каналов миграции глубинных флюидов, минерального вещества и химических элементов. *Геоінформатика.* 2019. № 2. С. 19–42.

УДК 528+550.837+553.98

УЧАСТКИ ОБНАРУЖЕНИЯ И ДОБЫЧИ ЯНТАРЯ – ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПЛОЩАДИ ДЛЯ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Якимчук Н.А.*[1]*, *д. ф.-м. н., проф., yakymchuk@gmail.com,*
Корчагин И.Н.*[2]*, *д. ф.-м. н., проф., korchagin.i.n@gmail.com,*
1 – Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, г. Киев, Украина,
2 – Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, г. Киев, Украина

Представлены результаты дополнительных исследований с использованием технологии частотно-резонансной обработки спутниковых снимков и фотоснимков на участках добычи и обнаружения янтаря в различных регионах земного шара. Экспериментальные работы проведены с целью обнаружения скоплений нефти, конденсата и газа в нижних горизонтах разреза на локальных площадях обнаружения и добычи янтаря в Украине, Польше, Беларуси, России, Германии, Доминиканской республики, Англии и Индии. На всех обследованных локальных участках зарегистрированы отклики на резонансных частотах нефти, конденсата, газа и янтаря. В пределах большинства площадей обнаружены также каналы миграции глубинных флюидов и минерального вещества, заполненные осадочными породами. В пределах таких каналов отклики от углеводородов и янтаря фиксируются также на поверхности 56.9 км, что является еще одним свидетельством в пользу глубинного (абиогенного) синтеза как нефти, конденсата и газа, так и янтаря. Исследования на участках расположения четырех месторождений бурых углей в Индии, Беларуси и Украине показали, что в разрезах таких месторождений не фиксируются отклики на резонансных частотах нефти; от конденсата, газа и янтаря сигналы зарегистрированы везде. В целом, оперативно проведенные исследования позволяют констатировать, что участки добычи и находок янтаря, а также месторождения бурых углей заслуживают детального изучения с целью обнаружения возможных скоплений нефти, конденсата и газа в нижних интервалах разреза в районах их расположения.

SITES OF AMBER DETECTION AND EXTRACTION – PROSPECTIVE AREAS FOR HYDROCARBON DEPOSITS SEARCHING

Yakymchuk N.*[1]*, *Dr. Sci. (Phys.-Math.), Prof., yakymchuk@gmail.com,*
Korchagin I.*[2]*, *Dr. Sci. (Phys.-Math.), Prof., korchagin.i.n@gmail.com,*
1 – Institute of Applied Problems of Ecology, Geophysics and Geochemistry, Kyiv, Ukraine,
2 – Institute of Geophysics of Ukraine National Academy of Science, Kyiv, Ukraine

The results of additional studies using the technology of frequency-resonance processing of satellite images and photographs at the sites of amber extraction and detection in various regions of the globe are presented. The experimental work was conducted to detect accumulations of oil, condensate and gas in the lower horizons of the cross-section in the local areas of amber detection and production in Ukraine, Poland, Belarus, Russia, Germany, Dominican Republic, England and India. Responses at the resonance frequencies of oil, condensate, gas, and amber were recorded within all studied local areas. Within most areas, the channels of deep fluids and mineral matter migration, filled with sedimentary rocks, have also been discovered. Within such channels, responses from hydrocarbons and amber are also recorded on the surface of 56.9 km, which is another evidence in favor of deep (abiogenic) synthesis of both oil, condensate, gas, and amber. Studies in the areas of four brown coal deposits location in India, Belarus and Ukraine showed that in the cross-sections of such deposits no responses are recorded at the resonant frequencies of oil; from condensate, gas and amber signals are recorded everywhere. On the whole, the operatively conducted studies allow us to state that the areas of amber extraction and finds, as well as brown coal deposits deserve a detailed study in order to detect possible accumulations of oil, condensate and gas in the lower horizons of the cross-section in the areas of their location.

ДІЛЯНКИ ВИЯВЛЕННЯ І ВИДОБУТКУ БУРШТИНУ – ПЕРСПЕКТИВНІ ПЛОЩІ ДЛЯ ПОШУКІВ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ

Якимчук Н.А.*[1]*, *д. ф.-м. н., проф., yakymchuk@gmail.com,*
Корчагін І.Н.*[2]*, *д. ф.-м. н., проф., korchagin.i.n@gmail.com,*
1 – Інститут прикладних проблем екології, геофізики та геохімії, м. Київ, Україна,
2 – Інститут геофізики ім. С.І. Суботіна НАН України, м. Київ, Україна

Представлені результати додаткових досліджень з використанням технології частотно-резонансної обробки супутникових знімків і фотознімків на ділянках видобутку та виявлення бурштину в різних регіонах земної кулі. Експериментальні роботи проведені з метою виявлення скупчень нафти, конденсату та газу в нижніх горизонтах розрізу на локальних площах виявлення і видобутку бурштину в Україні, Польщі, Білорусі, Росії, Німеччини, Домініканської республіки, Англії та Індії. На всіх обстежених локальних ділянках зареєстровані відгуки на резонансних частотах нафти, конденсату, газу та бурштину. У межах більшості площ виявлені також канали міграції глибинних флюїдів і мінерального речовини, заповнені осадовими породами. В межах таких каналів відгуки від вуглеводнів і бурштину фіксуються також на поверхні 56.9 км, що є ще одним аргументом на користь глибинного (абіогенного) синтезу як нафти, конденсату та газу, так і бурштину. Дослідження на ділянках розташування чотирьох родовищ бурого вугілля в Індії, Білорусі та Україні показали, що в розрізах таких родовищ не фіксуються відгуки на резонансних частотах нафти; від конденсату, газу та бурштину сигнали зареєстровані всюди. В цілому, оперативно проведені дослідження дозволяють констатувати, що ділянки видобутку і знахідок бурштину, а також родовища бурого вугілля заслуговують детального вивчення з метою виявлення можливих скупчень нафти, конденсату та газу в нижніх інтервалах розрізу в районах їх розташування.

Введение. В публикациях [3–5] представлены результаты применения мобильных прямопоисковых геофизических методов на участках добычи янтаря, а также приводятся свидетельства в пользу его эндогенного происхождения. Эти материалы засвидетельствовали о целесообразности проведения такого плана работ в других регионах, в том числе и в районах добычи янтаря и на локальных участках его обнаружения. В докладе анализируются материалы дополнительной исследований в этом направлении. При проведении работ акцент делался на целенаправленное обследование участков добычи янтаря с целью обнаружения скоплений нефти, газа и конденсата в глубинных горизонтах разреза этих участков.

Район г. Бурштын (Украина). Спутниковый снимок участка расположения г. Бурштын приведен на рис. 1. При его обработке зафиксированы отклики на частотах нефти, конденсата, газа (сильный), а также 3, 4 (слабый), 5, 6, 7 (очень сильный) и 12 (слабый) групп осадочных пород и 7 группы магматических пород.



Рис. 1. Спутниковый снимок участка расположения населенного пункта Бурштын (Украина)

Фиксацией откликов от пород на различных глубинах корень канала (вулкана) магматических пород (7 группа) определен на 195 км, а 7 группы осадочных (карбонаты) – на 470 км.

На поверхности 56.9 км зафиксированы сигналы нефти, конденсата, газа и янтаря.

Сканированием разреза с 0 м с шагом 1 м зафиксированы следующие интервалы откликов на резонансных частотах нефти: 1) 790–1430 м; 2) 1750–2200 м; 3) 3200–4060 м; 4) 5000–5200 м (далее не прослежено).

При сканировании разреза с 0 м с шагом 1 см сигналы (сильные) на частотах янтаря зафиксированы с 1.1 м.

Польша. На рис. 2 показан спутниковый снимок участка расположения н.п. Бурштыновое. Частотно-резонансной обработкой этого снимка зафиксированы отклики на резонансных частотах нефти, конденсата, газа и янтаря. Детальная обработка снимка не проводилась.

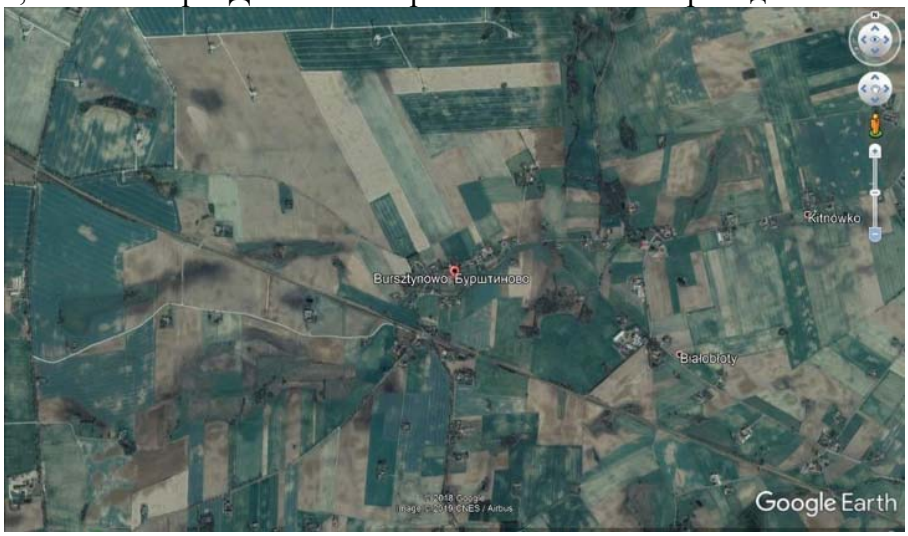


Рис. 2. Спутниковый снимок участка расположения населенного пункта Бурштыново (Польша)

Карьеры и участки добычи янтаря. На сайте [6] размещены фотографии и спутниковые снимки карьеров добычи янтаря в России (карьер Приморский), Германии (затопленный) и в Доминиканской Республике (рис. 3). При частотно-резонансной обработке спутниковых снимков и фотографий этих карьеров зарегистрированы сигналы на резонансных частотах нефти, конденсата, газа и янтаря (в ряде случаев достаточно интенсивные).



а) *б)* *в)*

Рис. 3. Спутниковые снимки и фотографии карьеров добычи янтаря в *а)* России (карьер Приморский), *б)* Германии (затопленный) и *в)* Доминиканской Республике.

На сайте [7] приводится фото участка добычи янтаря в Украине (рис. 4а). В результате частотно-резонансной обработки этой фотографии зафиксированы отклики на резонансных частотах нефти, конденсата (сильные), газа и янтаря, а также 1, 2, 3, 4, 5 и 6 групп осадочных пород.

Сигналы от магматических пород не зарегистрированы. Корень канала миграции глубинных флюидов, заполненный осадочными породами, определен на глубине 194 км. На поверхности 56.9 км зафиксированы сигналы нефти, конденсата (сильные), газа и янтаря. Более детальная обработка снимка не проводилась.

На другом сайте [8] приводятся фотографии с участка опытной добычи янтаря в Беларуси (рис. 4б). Частотно-резонансной обработкой одной из фотографий зафиксированы отклики на резонансных частотах нефти, конденсата, газа и янтаря. Детальная обработка фотоснимка не проводилась.



а) *б)*

Рис. 4. Фотографии с участков добычи янтаря

Англия. Спутниковый снимок карьера янтаря в Англии показан на рис. 5. Информация об этом карьере приведена на сайте [9] При обработке небольшого фрагмента этого снимка (обозначенного прямоугольным контуром) получены отклики на частотах нефти, конденсата, газа и янтаря, а также 1, 2, 3, 4, 5, 6 и 12 групп осадочных пород. Сигналы от магматических пород не зафиксированы. Корень глубинного канала осадочных пород определен на глубине 194 м.



Рис. 5. Спутниковый снимок участка находок янтаря в Англии

На поверхности 56.9 км фиксируются отклики нефти, конденсата, газа и янтаря. На поверхности 57 км зафиксированы сигналы кислорода, углерода, водорода, фосфора, азота сразу, без задержки.Сканированием разреза с 0 м с шагом 1 м зафиксированы следующие интервалы откликов на резонансных частотах нефти: 1) 450–1030 м; 2) 1620–2360 м; 3) 2770–3180 м; 4) 3630–4320 м; 5) 5700–7820 м; 6) 12550–14820 м (до 15 км прослежено).

На локальном фрагменте снимка (рис. 5) сигналы сланцевого газа не зафиксированы, а газа – есть.

При обработке всего снимка на рис. 5 зарегистрированы сигналы сланцевого газа, янтаря и 2 и 3 групп осадочных пород. Корень канала осадочных пород установлен на глубине 194 км.

Индия. Снимок участка крупного месторождения янтаря в Индии показан на рис. 6. Обработан небольшой фрагмент этого снимка, обозначенный прямоугольным контуром. При его обработке зафиксированы отклики на частотах конденсата, газа (сильный), янтаря, газогидратов, воды и льда; сигналы от нефти отсутствовали.



Рис. 6. Спутниковый снимок участка месторождения янтаря в Индии

Зарегистрированы также сигналы от 1, 2, 3, 4, 5, 6 групп осадочных пород; от магматических пород отклики не получены.

Фиксацией откликов от 1 группы осадочных пород на различных глубинах (50 км, 150, 250, 350, 450, 550, 650, 750) корень канала (вулкана) осадочных пород установлен на глубине 723 км.

На поверхности 56,9 км фиксируются сигналы конденсата, газа, янтаря, газогидратов. Сигналы воды фиксируются до глубины 69 км.

Сканированием разреза с шагом 1 м зафиксированы такие интервалы откликов на частотах конденсата: 1) 890–2600 м; 2) 2830–3700; 3) 4880-5080; с 5 км шаг 5 м, 4) 8450–11700; 5) 13700–14000 м (прослежено до 15 км).

Интервалы откликов на частотах янтаря определены сканированием с шагом 10 см: 1) 2-72 м; 2) 83–91 м (до 100 м прослежено).

Сигналы на частотах бурого угля зафиксированы в интервале 20-300 м, а газогидратов в интервалах 550–880 м и 920–1050 м.

Проведенные эксперименты на месторождении янтаря в Индии заставили авторов обратить внимание на следующие обстоятельства. Во-первых, участок обнаружения янтаря расположен в пределах месторождения бурых углей. Во-вторых, на обследованном участке не получены отклики на резонансных частотах нефти, в том числе и на поверхности 56.9 км. В этой ситуации вполне закономерно возникли следующие вопросы. Как обстоят дела с нефтью на других месторождениях бурого угля? И не могут ли площади буроугольных месторождений быть перспективными на обнаружение конденсата, газа, янтаря и газогидратов в нижних горизонтах разреза? В связи с возникшими вопросами были проведены дополнительные экспериментальные исследования на месторождениях бурого угля в Беларуси и в Украине.

Лельчицкое месторождение бурых углей (Беларусь). Спутниковый снимок участка расположения месторождения представлен на рис. 7. При частотно-резонансной обработке снимка

зарегистрированы сигналы от бурого угля, конденсата, газа (интенсивный), янтаря, газогидратов, 1, 2, 4, 5, 6 групп осадочных пород. Сигналы от нефти и магматических пород отсутствовали.



Рис. 7. Спутниковый снимок участка в районе Лельчицкого месторождения бурых углей (Республика Беларусь)

Фиксацией откликов от первой группы осадочных пород на различных глубинах корень канала этих пород установлен на глубине 195 км.

Отклики от бурого угля при сканировании разреза с шагами 10 см и 1 м зафиксированы в интервале глубин 72–677 м.

Сигналы от янтаря зафиксированы на поверхности 677 м; уточненный интервал откликов – 900–1000 м.

На поверхности 56.9 км получены отклики от янтаря, бурого угля, газа, конденсата, воды, газогидратов; сигналы от нефти отсутствовали. На поверхности 57 км отклики от перечисленных выше компонент (кроме воды) отсутствовали; отклики от воды зафиксированы также на поверхности 67 км, а на глубине 69 км их уже нет.

Сканированием разреза с поверхности с шагом 1 м установлены следующие интервалы откликов на частотах конденсата: 1) 90–320 м; 2) 680–1200 м; 3) 1750–2000 м; 4) 2500–3250 м; 5) 3980–4640 м; с 5 км шаг 5 м, 6) 6700–8720 м; 7) 12 100–12 800 м; 8) 14 900–15 400 м (далее не прослежено).

Сканированием установлено также два интервала откликов на частотах газа в верхней части разреза: 1) 90–200 м; 2) 430–750 м; глубже сканирование не проводилось.

Участок в районе г. Червоноград (Украина). На рис. 8 представлен спутниковый снимок территории расположения Львовско-Волынского каменноугольного бассейна Украины. При обработке фрагмента этого снимка в районе Червонограда (обозначенного на рис. 8 прямоугольным контуром) зафиксированы отклики (сильные) от бурого угля, конденсата, газа, янтаря, газогидратов, воды; сигналы от нефти отсутствовали.

С использованием образцов первой группы осадочных пород корень глубинного канала осадочных пород установлен на глубине 723 км!

На поверхности 56.9 км зарегистрированы отклики от воды, газогидратов, янтаря, газа; сигналы от нефти здесь отсутствовали. Отклики от воды фиксировались также на поверхности 68.9 км.

Сигналы от бурого угля зарегистрированы в интервале 12–215 м, а янтаря – 12–64 м.

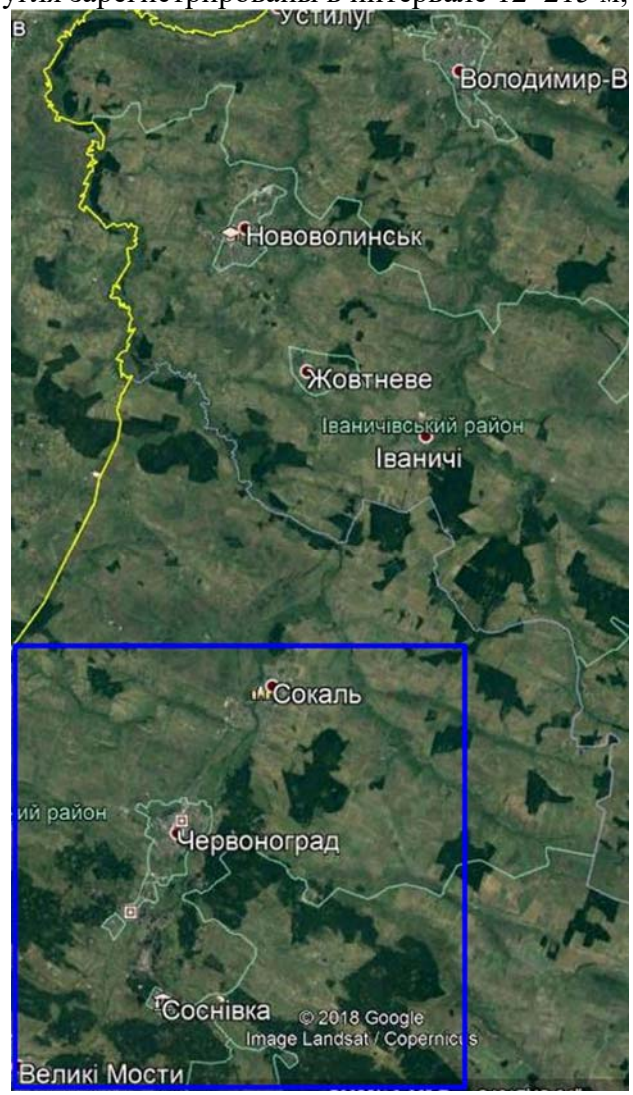


Рис. 8. Спутниковый снимок площади Львовско-Волынского угольного бассейна

Сканированием разреза с поверхности с шагом 1 м установлены следующие интервалы откликов на частотах газа: 1) 50–530 м; 2) 1200–2100 м; 3) 2620–3800 м; 4) 4480–4820 м; 5) на 5 м с 5 км, 5) 7000–8750 м; 6) 10 300–11 600 м; 7) 12 100–12 550 м; 8) 13 000–13 700 м; (прослежено до 15 км).

Новомосковское угольное месторождение (Днепропетровская область). При обработке спутникового снимка площади в районе месторождения (рис. 9) зафиксированы сигналы от бурого угля, газогидратов, янтаря (с 11 с), газа, конденсата, 1 и 2 (очень слабый) групп осадочных пород; отклики от нефти и магматических пород отсутствовали.

Фиксацией откликов на различных глубинах корень канала осадочных пород определен на глубине 723 км.

На поверхности 56.9 км получены отклики от янтаря, газогидратов, газа, конденсата; сигналов от нефти не зафиксировано.

Сканированием разреза отклики от бурого угля зарегистрированы в интервале 4–98 м (шаг сканирования – 10 см), а от янтаря – 170–265 м (шаг сканирования – 1 м).



Рис. 9. Спутниковый снимок участка обследования в районе Новомосковского угольного месторождения

Сканированием разреза со 100 м с шагом 1 м установлены следующие интервалы откликов на частотах газа: 1) 170–580 м; 2) 950–1430 м; 3) 1630–1720 м; 4) 2490–3100 м; 5) 3450–4170 м; 6) 4360–4770 м; на 5 м, 7) 6950–8950 м; 8) 14 260–16 400 м (далее не прослежено).

При сканировании с использованием частот газоконденсата получены следующие интервалы откликов: 1) 1570–2570 м; 2) 3250–3650 м; 3) 3950–4240 м; 4) 5050–5150 м; на 5 м, 5) 5600–6890 м; 6) 9300–10 050 м; 7) 10 870–13 000 м (прослежено до 15 км).

Львовско-Волынский угольный бассейн. В процессе обработки всего снимка на рис. 9 зарегистрированы отклики от нефти, конденсата, газа янтаря, угля и воды. Получены сигналы от 2 (слабый), 3 (слабый), 4 (слабый), 5 (слабый), 6 (слабый), 7 (сильный), 8, 9, 10, 11, 12 групп осадочных пород и 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 и 10 групп магматических.

Установлено наличие глубинного канала с корнем на глубине 723 км, заполненного 7-ой группой магматических пород, и каналов с корнями на глубине 470 км, заполненных осадочными породами и 6-ой группой магматических пород.

Сканированием разреза с шагами 10 см, 50 см и 1 м сигналы на частотах угля получены в интервале глубин 20–1130 м (прослежено до 2 км).

Сканированием разреза с поверхности с шагом 1 м отклики от нефти зафиксированы в следующих интервалах: 1) 260–1280 м; 2) 1500–2600 м; 3) 3430–4570 м; 4) 5950–7950 м; переход на 5 м, 5) 8650–9900 м; 6) 10 850–13 700 м (до 15 км прослежено).

Отклики от нефти, конденсата, газа и янтаря получены также на поверхности 56.9 км.

Заключение. Проведенные экспериментальные исследования рекогносцировочного характера предоставили дополнительные свидетельства в пользу глубинного (эндогенного) происхождения нефти, конденсата, газа и янтаря. Заслуживает внимания то обстоятельство, что в глубинных каналах миграции флюидов и минерального вещества, заполненных осадочными породами, сигналы на частотах янтаря фиксируются вместе с откликами от нефти, конденсата и газа на глубинах до 57 км. В связи с этим можно предположить, что янтарь – это углеводороды в твердой фазе.

Участки добычи янтаря, а также его находок заслуживают детального изучения с целью обнаружения возможных скоплений нефти, конденсата и газа в разрезе в районах их расположения.

В монографиях [1–2] приведены подробные карты и схемы добычи янтаря, а также его находок на территориях Украины и Республики Беларусь. Оперативная частотно-резонансная обработка спутниковых снимков этих участков позволит обнаружить и локализовать площади для проведения детальных геолого-геофизических работ с целью поисков возможных скоплений нефти, конденсата и газа в нижних горизонтах разреза этих площадей.

Литература

1. Богдасаров М.А. Янтарь из антропогеновых отложений Беларуси. Брест. Издательство Сергея Лаврова, 2001. 124 с.

2. Рудько Георгий, Литвинюк Станислав. Месторождения янтаря Украины и их геолого-экономическая оценка / Под ред. Г.И. Рудько. Киев–Черновцы: Букрек, 2017. 240 с.

3. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Бахмутов В.Г., Соловьев В.Д. Геофизические исследования в Украинской морской антарктической экспедиции 2018 г.: мобильная измерительная аппаратура, инновационные прямопоисковые методы, новые результаты. *Геоінформатика.* 2019. № 1. С. 5–27.

4. Якимчук Н.А., Левашов С.П., Корчагин И.Н. Прямопоисковая мобильная технология: результаты апробации при поисках скоплений водорода и каналов миграции глубинных флюидов, минерального вещества и химических элементов. *Геоінформатика.* 2019. № 2. С. 19–42.

5. Yakymchuk, N. A., Levashov, S. P., Korchagin, I. N. New evidence of amber endogenous genesis. 18th EAGE International Conference on Geoinformatics - Theoretical and Applied Aspects. 2019, Kyiv, 13-16 May 2019. CD-ROM Abstracts volume. Abstract 15002_ENG. 5 pages. DOI: 10.3997/2214-4609.201902017

6. PrinWest. http://prinwest.com/ru/jantar

7. http://uapress.info/uk/news/show/122859

8. https://news.tut.by/society/565507.html

9. http://www.aakz.com/British-and-Irish-amber.html

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК (553.98)

МЕТОДОЛОГІЯ СИСТЕМНОЇ ОЦІНКИ ТА ГАЗОГЕОХІМІЧНИЙ ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНОГО ПРОЦЕСУ

Аронський Д.І.*[1]*, *ardimiv@gmail.com,*
Ярема А.В.*[1]*, *к. геол. н., 05.03.1982@ukr.net,*
Здерка Т.В.*[1]*, *к. геол. н., доцент, Zderka@ukr.net,*
Лозинський О.Є.*[1]*, *доцент, oeloz@nung.edu.ua,*
Куровець С.С.*[1]*, *д. геол. н., доцент, kurovec@i.ua,*
Куровець І.М.*[2]*, *к. геол.-мін. н., i.kurovets@gmail.com,*
1 – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, Україна,
2 – Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів, Україна

Запропоновано методологію системно-аналітичного прогнозування перспектив нафтогазоностності надр. Обгрунтовано критерійність газогеохімічних показників. Виділено шість критерійних параметрів по газах вільного стану і сім по газах сорбованого стану які системно струтуризовані в ідентифікаційний простір геоінформаційного середовища нафтогазових родовищ. Розроблено алгоритм обчислювальних процедур відображення перспектив нафтогазоносності у відсотках насиченості газогеохімічних ознак геологічним змістом, що ідентифікуються у формалізовані ємнісні, глибинно-термобаричні та фільтраційно-геометричні параметри покладу. Формалізовано процедуру виділення надійних локальних газогеохімічних об'єктів – зон «мінімального пошукового ризику», оптимізувати процес їх локалізації і таким чином мінімізувати ризик на подальших етепах пошуково-розвідувальних робіт.

METHODOLOGY OF SYSTEMATIC EVALUATION AND GAS-GEOCHEMICAL FORECAST OF OIL AND GAS PROGNOSTICATION FOR INCREASING THE EFFICIENCY OF THE PROSPECTING AND EXPLORATION PROCESS

Aronskyy D.*[1]*, *ardimiv@gmail.com,*
Yarema A.*[1]*, *Cand. Sci. (Geol.), 05.03.1982@ukr.net,*
Zderka T.*[1]*, *Cand. Sci. (Geol.), Assoc. Prof., Zderka@ukr.net,*
Lozynskyy O.*[1]*, *Assoc. Prof., oeloz@nung.edu.ua,*
Kurovets S.*[1]*, *Dr. Sci. (Geol.), Assoc. Prof., kurovec@i.ua,*
Kurovets I.*[2]*, *Cand. Sci. (Geol.), i.kurovets@gmail.com),*
1 – Ivano-Frankivsk national technical university of oil and gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine,
2 – Institute of geology and geochemistry of combustible minerals, Lviv, Ukraine

The methodology of system-analytical prognostication of prospects of oil and gas content is offered. The criterion of gas-geochemical parameters is substantiated. Six criteria parameters have been identified for the free gases and seven for the sorbed gases, which have been systematically structured into the identification space of the geoinformation environment of oil and gas fields. An algorithm for computational procedures for reflecting the prospects of oil and gas content in the percentage of saturation of gas-geochemical features with geological content has been developed, which are identified in formalized capacitance, depth-thermobaric and filtration-geometric parameters of the deposit. The procedure of allocation of reliable local gas-geochemical objects – zones of «minimal search risk» is formalized, to optimize the process of their localization and thus to minimize the risk in the further stages of prospecting.

Сучасний нафтогазопошуковий процес у складних геологічних умовах характеризується стійкою тенденцією суттєвого підвищення рівня вимог до якості та надійності локального і регіонального прогнозу перспектив нафтогазоносності та потребує максимально вичерпного критерійного обґрунтування прогнозу при мінімальних витратах.

Стабільно низька результативність пошуково-розвідувального буріння, що в окремих випадках перевищує тридцять відсотків, навіть за умов впровадження у нафтогазопошукове виробництво високих інтелектуальних технологій прогнозу перспектив нафтогазоносності та пошуку нафти і газу викликає стурбованість нафтогазогеологічних служб.

Упродовж тривалого часу не вдається суттєво покращити кінцеву результативність пошуково-розвідувальних робіт за значних капіталовкладень та інтелектуальних зусиль. Це свідчить про відсутність у структурі нафтогазо-пошукового процесу системної технології надійного прогнозування нафтогазоносності надр, яка дала б можливість створити кінцевий результат нової якості з інтегративними властивостями, що покращить фінансово- і техніко-економічні показники геологорозвідувального виробництва.

Насамперед безвихідь створює і, за принципами зворотних зв'язків, підтримує криза мотивацій. Суть її полягає в тому, що реальне родовище описують в одній системі критерійних ознак, а нафтогазоперспективний об'єкт, де прогнозують майбутнє родовище – в іншій системі критерійних ознак. Криза мотивацій переходить в кризу інтересів елементів інформаційної системи.

На думку спеціалістів, головний недолік існуючих методик прогнозування полягає в тому, що вони базуються на вирішенні ізольованих, як правило, логічно не пов'язаних одне з одним завдань, що виникають із традиційних геологічних уявлень поза зв'язками з будь-якою інформаційно структурованою системою і без достатнього методологічного обґрунтування. Внаслідок цього сучасні способи прогнозування переважно не утворюють логічної цілісності дослідницького процесу і не дають прийнятного геоінформаційного результату.

Ретельний цифровий аналіз аналітичного взаємозв'язку між кількісними геометричними показниками всіх виявлених локальних об'єктів Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину свідчить, що низька результативність пошуку обумовлена недосконалістю формалізації нафтогазопошукового процесу [1].

Серед методів прогнозування перспектив нафтогазоносності і пошуків нафти і газу вуглеводнево-газогеохімічний вважається найбільш ефективним у послідовно-узгодженій структурі нафтогазопошукового процесу через свою природну системомісткість і системонасиченість.

Завдання полягає в тому, щоб на підставі вже сформульованих теоретичних положень і нагромадженого досвіду подати газогеохімічне прогнозування як систему ідей, задач і методів, що реалізуються в цілісному високо-технологічному процесі аналітичного прогнозу та подальшого пошуку нафти і газу.

Зважаючи на кон'юнктуру, що склалась на ринку прогнозування перспектив нафтогазоносності та уникнення тотальної залежності лише від структурно-тектонічної бази є об'єктивна потреба впровадження газогеохімічного прогнозування і оцінки перспектив нафтогазоносності за рахунок системно-аналітичних засобів і сукупності нових прийомів.

Теоретичною передумовою газогеохімічного способу прогнозування перспектив нафтогазоносності є відомі положення про існування ореолів розсіювання вуглеводневих газів у товщі осадових порід, що перекривають нафтогазові скупчення. Явище розсіювання фактично спостерігається на денній поверхні і навіть у надповерхневій атмосфері.

Надзвичайно складні і неоднорідні особливості розподілу газогеохімічного поля постають методичними мотиваційними аргументами отримання надійного прогнозу територій. Консеквентно узгоджена взаємодія прогнозованих покладів і газогеохімічних полів в оптимально корисних характеристиках – головна емерджентна вимога до якісного і надійного газогеохімічного прогнозу і оцінки перспектив нафтогазоносності.

Протягом тривалого часу нами набутий чималий досвід випробування способу газогеохімічних пошуків нафти і газу у верхній геохімічній зоні в різних умовах Західного, Східного

і Південного нафтогазоносних регіонів України згідно із вимогами методичних рекомендацій щодо геохімічних пошуків нафти і газу. Аналіз показав, що значне підвищення результативності нафтогазопошукового процесу можливе за умови нових високотехнологічних можливостей газогеохімічного прогнозу перспектив нафтогазоносності за рахунок системної раціоналізації власної методологічної і методичної бази.

Структуризація взаємозв'язків індивідуальних компонентів суміші вуглеводневих газів з характеристиками покладів за допомогою кластерного аналізу дає можливість зробити принципові висновки щодо нафтогазопошукової критерійності:

– усі індивідуальні компоненти суміші розсіяних у надпродуктивному просторі просторі вуглеводневих газів у певній мірі є критерійними носіями;

– не доцільно абсолютизувати будь-який поодинокий критерійний параметр;

– необхідно створювати максимально повну формалізовану критерійну інформацію для відображення на кінцевому етапі прогнозування узагальненої сукупної картини про поклад.

На кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу розроблена і впроваджена у виробництво вуглеводнево-газогеохімічна пошукова система [2]. Критерійність газогеохімічних показників обгрунтована на підставі теорії взаємозв'язку між вуглеводнево-газогеохімічними ознаками у струтурі взаємодій багатовимірного геоінформаційного простору. Назагал виділено шість критерійних параметрів по газах вільного стану і сім – по газах сорбованого стану.

Критерійні вуглеводнево-газогеохімічні ознаки системно струтуризовані в ідентифікаційний простір геоінформаційного середовища нафтогазових родовищ і при певних обчислювальних процедурах набувають можливостей відображення в інформаційно-аналітичній сфері перспектив нафтогазоносності у відсотках насиченості газогеохімічних ознак геологічним змістом, що ідентифікується у формалізовані ємнісні (Є), глибинно-термобаричні (Г) та фільтраційно-геометричні (Ф) параметри покладу.

Разом із тим, в оцінці перспектив нафтогазоносності газогеохімічними методами варто чітко розрізняти приповерхневу і глибинну складові прогнозу. На сучасному етапі розвитку газогеохімічного способу пошуку найкраще розробленою і довершеною є приповерхнева складова прогнозу. Подальші напрями розвитку методу пов'язані з глибинною складовою прогнозу і потребують більш складного, комунікативного і неординарного підходу.

Прогресивні системні підходи дали нам можливість теоретично і статистично обґрунтувати вуглеводнево-газогеохімічні критерії перспектив нафтогазоносності територій, перейти від аномальних зон полів концентрацій вуглеводневих газів як паліативного, незавершеного результату до більш надійних локальних газогеохімічних об'єктів – зон "мінімального пошукового ризику", оптимізувати процес їх локалізації і таким чином мінімізувати ризик на подальших етепах пошуково-розвідувальних робіт.

Динаміка теоретичного розвитку від спрощених технологій прогнозу до "Геосистеми" і методологічних надпредметних структур, що переходять у прагматичний режим мінімізації пошукового ризику, сприяла системному наповненню основних змістовних понять, категорій і картографічного відображення результату газогеохімічного пошуку. Зона "мінімального пошукового ризику" за вуглеводнево-газогеохімічними і міграційно-геодинамічними ознаками розглядається як певна кінцева інваріантна інформаційна матриця і являє собою зону оптимально корисного нагромадження вуглеводнево-газогеохімічної критерійної інформативності, що обмежується репрезентативним самоорганізованим контуром нескінченного газогеохімічного поля, де найімовірніше відображується ефективна нафтогазонасичена морфологія покладу на глибині.

Адаптація вуглеводнево-газогеохімічного методу прогнозування перспектив нафтогазоносності в структуру нафтогазопошукового процесу як обов'язкового інформаційного

елементу для кожного прогнозного об'єкта дасть можливість суттєво підвищити ефективність і результативність пошуку нафти і газу [3].

Отже, сучасний рівень розвитку нафтогазопошукової геохімії набуває ознак системно-аналітичної технології прогнозування нафтогазоперспективних об'єктів як фундаментальної основи підвищення результативності пошуково-розвідувального буріння за рахунок реалізації системи ідей, задач і методів у цілісному високометодологічному процесі. Технологія спрямована на мінімізацію пошукового ризику на подальших стадіях геологорозвідувальних робіт і уникання прямого ризику під час закладання заздалегідь непродуктивних свердловин. Вона не капіталомістка, не енерговитратна, мобільна, адаптивна до високотехнологічних комп'ютерних систем, консеквентно узгоджена і збалансована в інформаційно-аналітичній сфері.

Методологія прогнозування і системної оцінки перспектив нафтогазоносності територій, окремих площ та локальних структур у кожній конкретній версії дає можливість приймати раціональні і виважені управлінські рішення в нафтогазопошуковій сфері [4].

Література

1. Аронський Д.І. Системно-аналітичні технології прогнозування нафтогазоносних об'єктів. *Нафтова і газова промисловість.* 2007. № 4. С. 7–9.

2. Аронський Д.І. Вуглеводнево-газохімічна інформаційна пошукова система при визначенні перспектив нафтогазоносності. // Науково-технічна конференція професорсько-викладацького складу Івано-Франківського інституту нафти і газу: тези доповідей. Івано-Франківськ, 1994. Частина 1. С. 39–40.

3. Ярема А.В. Аналіз результатів газогеохімічного прогнозу перспектив нафтогазоносності для вибору першочергових нафтогазопошукових об’єктів у межах Бориславського нафтогазопромислового району. *East European Scientific Journal.* 2016. Vol. 3–4(8). С. 165–169.

4. Ярема А.В. Системна оцінка перспектив газоносності південно-східної частини Зовнішньої Передкарпатського прогину. // Міжнародна науково-технічна конференція «Нафтогазова енергетика – 2017», 15–19 травня 2017 р. Івано-Франківськ. 2017. С. 252–254.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 553.981

ПРОБЛЕМНІ ПИТАННЯ РОЗРОБКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ З ВИСОКИМ ВМІСТОМ КОНДЕНСАТУ В ПЛАСТОВОМУ ГАЗІ

Бікман Є.С., *академік УНГА, bikman-ukrniigaz@ukr.net,*
Український науково-дослідний інститут природних газів УкрНДІгаз, м. Харків, Україна

Ускладнення при розробці газоконденсатних родовищ з великим вмістом конденсату в пластовому газі, обумовлені ретроградними втратами важких вуглеводнів та по мірі їх масопереносу зниженням продуктивності свердловин, а також поточного та кінцевого вуглеводневилучення.

PROBLEMATIC ISSUES OF THE DEVELOPMENT OF GAS CONDENSATE DEPOSITS WITH HIGH CONDENSATE CONTENT IN BLANKET GAS

Bikman E., *Academician of UOGA, bikman-ukrniigaz@ukr.net,*
Ukrainian Scientific Research Institute of Natural Gases UkrNDIgaz, Kharkiv, Ukraine

Complications during the development of gas condensate deposits with high condensate content in blanket gas are caused by retrograde loss of heavy hydrocarbons and decrease of well productivity with their mass transfer, as well as current and terminal hydrocarbon extraction.

Ускладнення при розробці газоконденсатних родовищ з високим вмістом конденсату в пластовому газі обумовлене ертроградними втратами важких вуглеводнів. Сутність цього процесу полягає в розділенні газової фази на дві фази: газову та рідку (сирий конденсат). Цей процес має місце при зниженні пластового тиску з тиску початку конденсації до тиску максимальної конденсації та характеризується інтенсивністю питомих втрат вуглеводнів C_{5+} при зниженні тиску на 1 МПа.

На рис.1 наведені газоконденсатні характеристики ряду родовищ України.

Слід відмітити, що газоконденсатні системи покладів гор. В-20 Рудівсько-Червонозаводського ГКР та гор. В-22 Сахалінського НГКР характеризуються “обвальною” конденсацією рідких вуглеводнів в районі тиску початку конденсації на рівні 100-120 г/м^3·МПа при початковому потенційному вмісті конденсату на рівні 900 г/м^3. Інші високонденсатні родовища з початковим питомим вмістом конденсату на рівні 300-500 г/м^3 характеризуються меншими питомими втратами конденсату на рівні 8-10 г/м^3·МПа.

Слід відмітити, що в пластових умовах конденсується сирий конденсат. Його об’єм при початкових пластових умовах значно більший за об’єм стабільного конденсату. По мірі зниження тиску він дегазується та в поровому середовищі, практично, залишається стабільний конденсат у вигляді залишкової конденсатонасиченості. Так, в умовах початкової залишкової водонасиченості для більшості колекторів ДДЗ на рівні 9-11% насиченість порового простору за рахунок випадіння конденсату може збільшитись в середньому на 10-12%, що створить загальну насиченість рідкої фази на рівні 19-23%, тобто на межі теоретичної рухомості рідини. Це й обумовлює втрати важких вуглеводнів в процесі виснаження такого типу родовищ. Для покладів, газоконденсатні системи яких характеризуються обвальною конденсацією насиченість порового простору може може сягати 30-40%, що перевищує критичну насиченість та забезпечити його рухомість. Для газоконденсатних родовищ з початковим питомим вмістом конденсату менше 500 г/м^3 такі умови мають місце в обмеженій привибійній зоні пласта (ПЗП).

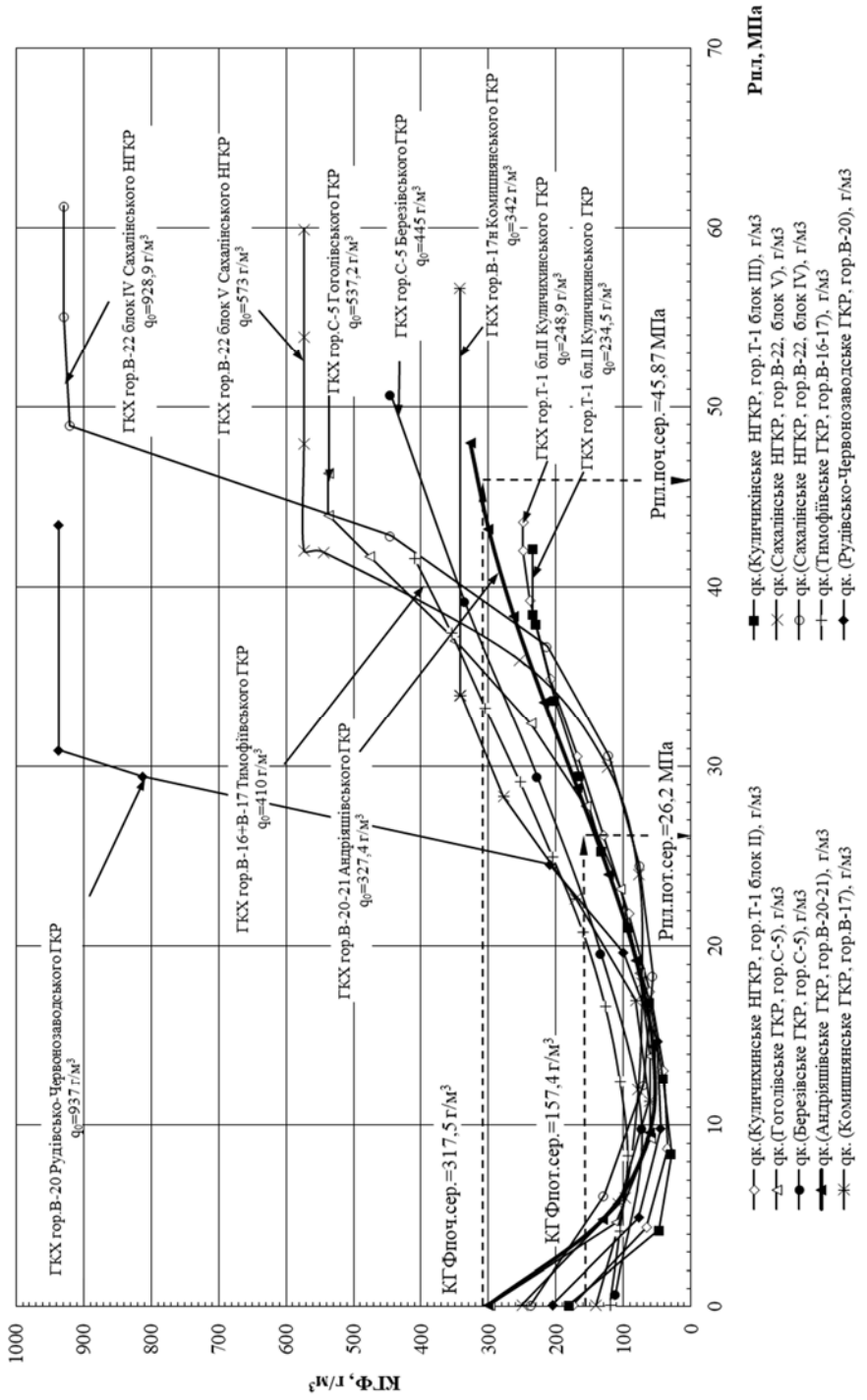


Рис. 1. Динаміка питомого вмісту конденсату в пластовому газі в залежності від тиску на родовищах України з високим початковим питомим вмістом конденсату

Саме це обумовлює низьку конденсатовіддачу при розробці газоконденсатних родовищ на виснаження, яка з урахуванням тиску закидування може складати не більше 20–30 %, так як основні запаси конденсату втрачаються в пластових умовах у вигляді залишкової конденсатонасиченості.

Оцінка вуглеводневіддачі таких покладів базується на моделюванні PVT-властивостей пластових газоконденсатних систем в PVT-установці (бомбі фазової рівноваги). За результатами моделювання будується газоконденсатна характеристика, а саме графічна динаміка залежності накопичення рідкої вуглеводневої фази по мірі падіння тиску. Відповідно встановлюється динаміка залежності вмісту вуглеводнів C_{5+} в газовій фазі пластового газу. При цьому передбачається з цією метою аналогія процесів диференціальної конденсації в бомбі PVT та в пластових умовах.

В основу дослідження матеріального балансу при виснаженні таких покладів за умов газового режиму покладено закон, за яким встановлено лінійну залежність між уявним приведеним пластовим тиском ($\bar{P}_{\text{у}}$) і вилученою з покладу масою пластового газу (газ + конденсат) [1, 2]:

$$\bar{P}_{\text{у}} = \left(1 - \frac{M_{\text{вид}}}{M_0}\right) \cdot \bar{P}_0 \tag{1}$$

$$\bar{P}_{\text{у}} = (1-\beta) \cdot \frac{\rho}{\rho_0} \cdot \bar{P} + \frac{\beta \cdot \rho_{\text{к}}}{f \cdot \rho_0} \tag{2}$$

$$\beta = \frac{q_{\text{втр}}^{\text{сир}} \cdot f \cdot \bar{P}_{\text{пк}}}{Z_{\text{пк}}}, \quad f = \frac{\text{T}_{\text{ст}}}{\text{T}_{\text{пл}} \cdot \text{P}_{\text{ст}}} \tag{3}$$

$$\bar{P}_0 = \frac{P_0}{Z_0}, \qquad \bar{P} = \frac{P}{Z}, \qquad \bar{P}_{\text{у}} = \frac{P}{Z_y}, \qquad \bar{P}_{\text{пк}} = \frac{P_{\text{пк}}}{Z_{\text{пк}}} \tag{4}$$

де:

$\bar{P}_0,\ \bar{P},\ \bar{P}_{\text{у}},\ \bar{P}_{\text{пк}}$ – уявний початковий, уявний приведений тиск, поточний приведений тиск і тиск початку конденсації, МПа;

$Z_0,\ Z,\ Z_{\text{пк}}$ – коефіцієнт надстисливості газової фази, який відповідає тискам $\bar{P}_0,\ \bar{P},\ \bar{P}_{\text{пк}}$;

$Z_{\text{у}}$ – коефіцієнт пружноємності системи «пластовий газ – сирий конденсат», який випав в пласті, б/р;

$M_0, M_{\text{вид}}$– початкова та видобута маса пластового газу, тис.т;

$\rho_0, \rho, \rho_{\text{к}}$ – початкова і поточна густина пластового газу та сирого конденсату, відповідно, кг/м^3;

$q_{\text{втр}}^{\text{сир}}$ – питомі втрати сирого конденсату, м^3/м^3;

β– частка газонасиченого об'єму пор, зайнята сирим конденсатом, що випав, 1/МПа;

f – температурна поправка приведення до пластових умов, 1/МПа;

$\text{T}_{\text{пл}},\ \text{T}_{\text{ст}}$ – стандартна та пластова температури, К

Наведені залежності встановлюють зв'язок між фізичними величинами, визначеними в процесі моделювання фазових перетворень пластової газоконденсатної суміші.

На основі результатів PVT-моделювання фазових перетворень пластової газоконденсатної системи одного з родовищ України побудовано характерні залежності вуглеводневіддачі в процесі виснаження (рис.2)

За наявності обгрунтованого поточного пластового тиску (Р), наприклад, отриманого за картами ізобар та m·h·α (добуток пористості, ефективної товщини та газонасиченості), можна за графіками залежностей $\eta_{\text{вв}}(\text{P})$, $\eta_{\text{г}}(\text{P})$, $\eta_{\text{к}}(\text{P})$ оцінити поточні запаси пластового газу, газу сепарації ("сухого") та конденсату (див. рис.1) за формулами 5÷7.

$$Q_{0\ \text{пл.г}} = \frac{\sum \Delta M_{\text{вид}}}{\eta_{\text{вв}} \cdot \rho_{\text{пл.г}}} \tag{5}$$

$$Q_{0\,г} = \frac{\sum \Delta Q_г}{\eta_г \cdot \rho_{г.сеп.}} \quad (6)$$

$$M_{0\,к} = \frac{\sum \Delta M_к}{\eta_к} \quad (7)$$

де:

$\rho_{пл.г}, \rho_{г.сеп.}$ – початкова густина пластового газу та газу сепарації, кг/м^3.

Як видно з рис.1 при тиску закидування близько 5МПа $\eta_{вв}$=0,68, $\eta_г$=0,85, $\eta_к$ =0,31.

Це свідчить про низьку вуглеводневіддачу, в т.ч. конденсатовіддачу при розробці на виснаження. Збільшення вуглеводневилучення можливе за умов впровадження технологій підтримання пластового тиску (ППТ) шляхом сайклінг-процесу, закачки невуглеводневих газів (азот, CO_2) та комбінованих технологій (водогазова репресія, тощо).

Так, впровадження сайклінг-процесу на Тимофіївському та Котелевському родовищах станом на 2019 рік забезпечило збільшення конденсатовіддачі в порівнянні з виснаженням на 16 та 6%, відповідно.

Недоліком сайклінг-процесу є консервація запасів газу в період його рециркуляції. Отже його заміна на невуглеводнеий газ, наприклад азот, дозволить уникнути цього недоліку та підвищити ефективність розробки.

Практична реалізація систем оптимізації розробки нафтогазоконденсатних родовищ в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку конденсату та газу та вийти на світовий рівень вирішення поставленої проблеми.

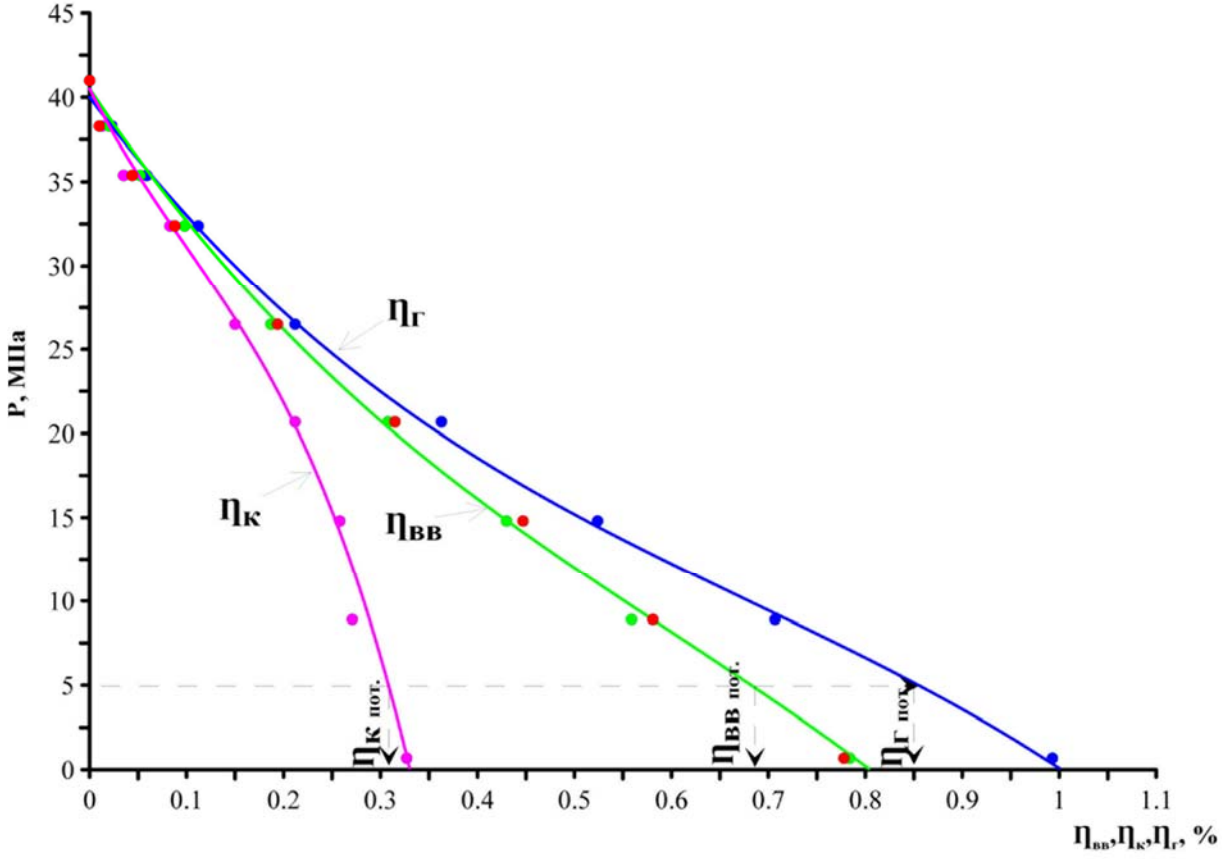


Рис.2. Залежності вуглеводне-, газо- та конденсатовилучення від пластового тиску $\eta_{вв}$ (P), $\eta_г$(P), $\eta_к$(P)

Література

1. Бикман Е.С. Исследование процесса истощения газоконденсатной залежи. *Нефтяная и газовая промышленность*. Техника, вип. 3, 1986.

2. Бікман Є.С., Соболь Г.А., Полякова Т.В. Метод контроля качества результатов моделирования процесса фазовых превращений газоконденсатных систем на установках УГК-3 / Э.В. «Разработка газовых и газоконденсатных месторождений». ВНДІегазпром. М., 1988, С. 1–4.

3. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгля П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. Недра. Москва, 1976, С. 176.

ШОСТА МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
"НАДРОКОРИСТУВАННЯ В УКРАЇНІ.
ПЕРСПЕКТИВИ ІНВЕСТУВАННЯ"
Україна, м. Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.

УДК 622.03 + 622.06

ПЕРСПЕКТИВИ РОЗРОБКИ УЩІЛЬНЕНИХ КАРБОНАТНИХ КОЛЕКТОРІВ ДНІПРОВО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Зезекало І.Г., *д. тех. н., професор, 2012.nadra@gmail.com,*
Зімін О.Л., *ziminoleg2@gmail.com,*
Полтавський національний технічний університет ім. Ю. Кондратюка, м. Полтава, Україна

Внаслідок зменшення легко видобувних ресурсів нафти і газу значна увага приділяється нетрадиційним ресурсам вуглеводнів, видобувні запаси яких можуть складати від 1,5 до 8,5 трлн.м^3 газу. Серед нетрадиційних джерел можна відмітити значний ресурсний потенціал покладів в ущільнених карбонатних колекторах ДДЗ. Але внаслідок специфічних особливостей і складних умов розробки необхідно удосконалювати методи інтенсифікації видобування вуглеводнів. Для карбонатних колекторів доцільним і економічним способом впливу на привибійну зону свердловини є глибокопроникні кислотні обробки, але за умови врахування особливостей таких гірських порід.

PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF SEALED CARBONATE COLLECTORS OF THE DNEPRO-DONETSK HOLLOW

Zezekalo I., *Dr. Sci. (Eng.), Prof., 2012.nadra@gmail.com,*
Zimin O., *ziminoleg2@gmail.com,*
Yuri Kondratyuk National Technical University, Poltava, Ukraine

Due to the reduction of simply recoverable oil and gas resources, the considerable attention is paid to unconventional hydrocarbon resources, the production of which varies from 1.5 to 8.5 trillion m3 of gas. Among the non-traditional sources, the considerable resource potential of deposits in compacted carbonate collectors of DDB is noted. Although due to the specific features and complex conditions of development it is necessary to improve methods of hydrocarbon production intensification. For carbonate reservoirs, deep and permeable acid treatment is an appropriate and economical way of influencing the bottom-hole zone of the well but subjected to some peculiarities of such kind of rocks.

Ресурсний потенціал традиційних, легко видобувних запасів нафти і газу неухильно вичерпується. Родовища на невеликих глибинах значною мірою вироблені, отже актуальною задачею є розробка родовищ на великих глибинах, що характеризуються мінливими фільтраційно-ємнісними показниками та ускладненими умовами розробки. За попередніми розрахунками в Україні видобувні запаси газу лише у ущільнених породах можуть складати від 1,5 до 8,5 трлн м^3. Та на відміну від сланцевих та ущільнених алевро-піщаних порід, які вже підготовлені до дослідно-промислової розробки, дослідження проблеми пошуків скупчень нетрадиційних вуглеводнів в ущільнених карбонатних породах знаходиться на початковій стадії.

Потужні нафтогазонасичені карбонатні відклади ДДЗ [1], що зосереджені переважно у візейських і турнейських відкладах нижнього карбону та у верхньодевонських відкладах мають значне площинне поширення та потужності до декількох сотень метрів, що дозволяє віднести поклади до розряду високоперспективних.

Проте, карбонатним породам характерні деякі специфічні особливості: це крайня невитриманість за властивостями, складність структури порового простору, просторової структури резервуарів, мінливість фільтраційно-ємнісних характеристик та гідродинамічних зв'язків, що призводить до значних ускладнень у розвідці, оцінці перспектив та при розробці таких покладів. Все це пов'язано з діагенетичними і катагенетичними змінами, які відносно легко відбуваються у цих породах. Карбонатні породи складені в основному вапняками, доломітами, або їх поєднанням із включенням багатьох інших хімічних сполук і мають величезну різноманітність по структурно-текстурним характеристикам. Ці зміни сприяють такій значній невитриманості фільтраційно-ємнісних характеристик (ФЄХ), що значно ускладнюють умови розробки карбонатних порід.

До цього часу дослідження перспективності ущільнених карбонатних порід на наявність запасів нафти чи газу виконувалось лише сумісно з дослідженнями ущільнених алевро-піщаних та

сланцевих порід, які на сьогодні вивчені більш детально. На основі аналізу великої кількості публікацій [1–6], можна сказати, що для нетрадиційних джерел вуглеводнів у ДДЗ виконано аналіз ресурсного потенціалу та визначені об'єкти для проведення дослідно-промислової експлуатації. Але для ущільнених карбонатних порід, не дивлячись на поширеність у ДДЗ, лише сформовано систему критеріїв оцінки скупчень нафти і газу у відкладах нижнього карбону та верхнього девону, а також узагальнено вивчено розповсюдження таких порід без урахування ступеня перспективності та оцінки ресурсної бази [1].

На основі аналізу досліджень іноземних фахівців можна виділити декілька основних узагальнених критеріїв та положень, щодо перспективи пошуку вуглеводнів у ущільнених карбонатних гірських породах [5]. По-перше, газоперспективні карбонатні породи представлені: глинистими вапняками, гідрокарбопелітами, глинистими доломітами, чистими ущільненими вапняками та доломітами (гідрокарбопеліти та глинисті вапняки є найбільш перспективними). Газ у поровому просторі гірських порід знаходиться як у вільному, так і в сорбованому стані. По-друге, вміст органічних речовин повинен становити понад 1 % (чим більше – тим перспективнішим є поклад). Ступінь термальної зрілості повинен відповідати газовому вікну – від 0,8 до 3 R°. Мінімальні значення проникності 0,01…0,03 мД, пористості – 1,5…3 %, товщина горизонту – понад 25 м. По-третє, до найважливіших факторів перспективності порід можна віднести наявність тріщинуватості, що сприяє об'єднанню в єдину фільтраційну систему усіх прошарків порід з високим вмістом органічних речовин.

На основі вищевказаних критеріїв у Дніпрово-Донецькій западині виділено декілька основних, високоперспективних відкладів (рис. 1) для пошуку вуглеводнів у карбонатних гірських породах [4, 5]: відклади саргаєвсько-семилуцького горизонту верхньодевонського комплексу в межах північно-західної частини западини на глибинах до 4500 м; відклади задонського горизонту верхньодевонського комплексу поширені у межах прибортових зон північно-західної частини ДДЗ; турнейські карбонатні та глинисто-карбонатні відклади поширені в межах південної прибортової зони центральної та південно-східної частин ДДЗ; відклади нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону в межах облямування Срібненської депресії; верхньовізейські і нижньосерпуховські відклади нижнього карбону, що знаходяться у межах південної та східної частини території північних околиць Донбасу.

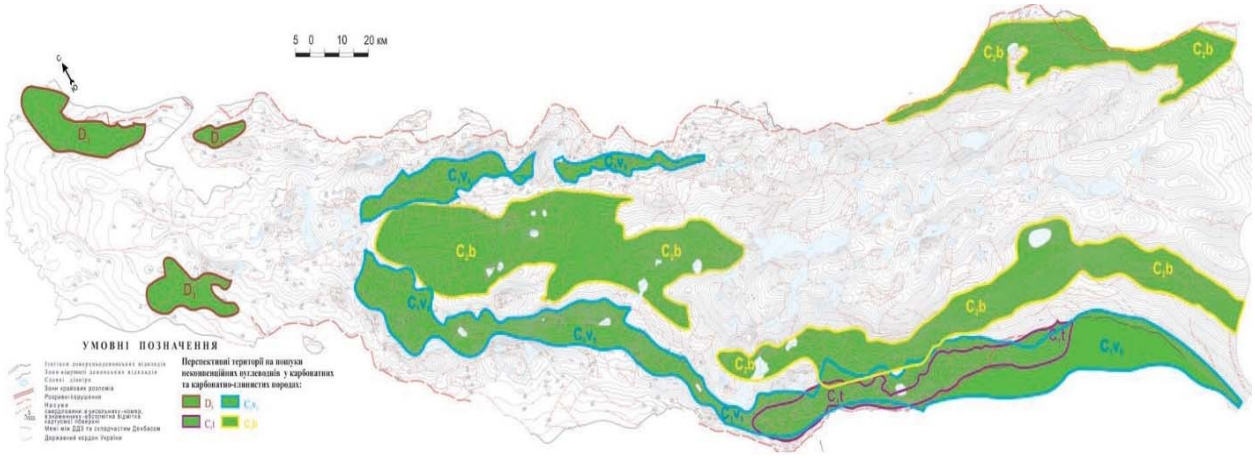


Рис. 1. Карта перспективних ділянок на пошуки нафти і газу в ущільнених карбонатних колекторах ДДЗ (за Вакарчуком С.Г.)

Попередня оцінка ресурсів найбільш перспективних на сьогодні відкладів нижьовізейського і турнейського ярусів складає близько 1,4 трлн м^3 газу, але загальна ресурсна база по усім перспективним карбонатним відкладам ДДЗ може бути у декілька разів більшою [1, 4, 5].

Якщо розглянути сучасний стан та перспективи розробки родовищ, то дуже часто карбонатні колектори не розглядаються як перспективні навіть при отриманні припливу вуглеводнів, оскільки, як правило, такі колектори значно важче піддаються розробці і створюють велику кількість проблем при експлуатації. Невитриманість ФЕХ часто вимагає проведення різноманітних методів інтенсифікації та особливих умов експлуатації при розробці карбонатних порід-колекторів. Але часто через брак технологій розробка таких покладів, а іноді й цілих родовищ не проводиться.

Ефективність розробки покладів вуглеводнів досягається за рахунок якісного сполучення між собою свердловини та пласта, що за умови ущільнених порід-колекторів досягається за допомогою різноманітних методів інтенсифікації.

Незважаючи на те, що карбонати досить легко розчиняються більшістю кислот, обробка низькопроникних колекторів являється досить складною задачею. Унаслідок високої швидкості реакції та малої проникності породи часто неможливо досягти бажаного ефекту збільшення дебіту через те, що кислоту неможливо закачати на необхідну глибину в пласт. Інші методи інтенсифікації, наприклад гідророзрив пласта, є ефективним способом інтенсифікації, але призводить до значного збільшення вартості свердловини, що є часто економічно недоцільним. Крім того, за даними компанії Белнефть та деяких російських компаній, при розробці карбонатних колекторів тривалість ефекту збільшення дебіту від дії кислотних обробок та гідророзривів пласта знаходяться приблизно на одному рівні, що додатково вказує на недоцільність проведення високовартісних методів інтенсифікації, таких як ГРП.

Аналіз значної кількості кислотних обробок показує, що отримані результати часто є неоднозначними, а позитивний ефект є несистемним. За весь період використання кислотних обробок велика частина їх була неуспішною переважно через відсутність досвіду, брак інформації про пласт та можливі хімічні реакції у ньому.

Для досягнення високої ефективності обробки необхідно досягти максимально глибокого проникнення розчину в пласт та створення якомога широко розгалуженої сітки каналів у зоні обробки. Обробка кислотними розчинами, основними компонентами яких є соляна кислота та вода при обробці низькопроникних колекторів не є ефективними. Через малу проникність розчин на водній основі майже неможливо закачати в пласт на достатню для ефективної обробки глибину. Соляна кислота у таких розчинах занадто швидко реагує з карбонатами гірських порід, через що розчин швидко втрачає свою активність ще у навколосвердловинній зоні.

Для збільшення ефективності обробок більш доцільно використовувати розчини, що дозволяють закачувати максимально великі об’єми у пласт, та, після завершення реакції, легко виносити її продукти при освоєнні. Використання удосконалених кислотних розчинів на основі повільно діючих органічних кислот (наприклад метанової, етанової та ін.) дозволяє закачати розчин глибоко у пласт до початку активного розчинення карбонатів та виділення великої кількості продуктів реакції, що сповільнюють подальшу реакцію, та газів, які внаслідок дії ефекту Жамена блокують подальший рух розчину у пласт. Крім того, важливим компонентом сумішей є рідина-носій: замість води доцільно використовувати розчинники низької в’язкості та з малим коефіцієнтом поверхневого натягу, що дозволяє закачувати великі об’єми розчину глибоко у низькопроникний пласт при тисках, нижчих за тиски розриву. Існують десятки варіацій розчинів для обробки карбонатних колекторів на основі різноманітних кислот та розчинників, але немає достатньо ефективного розчину, який би дозволяв глибоко закачувати розчин у високотемпературний низькопроникний карбонатний колектор, створювати максимально-

розгалужену сітку каналів у пласті та у процесі освоєння ефективно виносити продукти реакції на поверхню.

Отже, у Дніпровсько-Донецькій западині виділяють декілька стратиграфічних рівнів складених ущільненими карбонатними колекторами. Перспективні запаси таких відкладів за попередніми оцінками складають декілька трильйонів кубічних метрів газу та мільйони тон нафти, але потрібно проводити подальші детальні дослідження та вивчення перспективних площ. Також важливим завданням є удосконалення технологій розробки ущільнених карбонатних покладів.

Системний аналіз проведених кислотних обробок на свердловинах вказує на необхідність удосконалення технологій обробки привибійної зони пласта, що складений карбонатними відкладами, з урахуванням накопиченого досвіду.

Враховуючи значний ресурсний потенціал вуглеводнів в ущільнених низькопористих карбонатних породах Дніпрово-Донецької западини, можна зробити висновок про перспективність подальших розробок методів інтенсифікації карбонатних гірських порід. Це дозволить освоїти значні запаси вуглеводнів ДДЗ та покращити умови розробки покладів у карбонатних гірських породах як нетрадиційних так і традиційних ресурсів нафти і газу нашої країни.

Література

1. Вакарчук С.Г. Ресурсний потенціал нетрадиційних вуглеводнів ущільнених карбонатних порід турнейського ярусу ДДЗ. *Нафтогазова галузь України.* 2015. № 5. С. 46–49.

2. Лукин А.Е. Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена. *Геол. журн.* 2011. № 1. С. 21–41.

3. Михайлов В.А. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: монографія: у 8 кн. Кн. IV. Східний нафтогазоносний регіон: Аналітичні дослідження / В.А. Михайлов, С.А. Вижва, В.М. Загнітко [та ін.]. К. : Видавничо-поліграфічний центр «Київський університет», 2014. 215 с.

4. Вакарчук С.Г. Перспективи пошуків скупчень неконвенційної нафти в карбонатних відкладах палеозойського комплексу Дніпровсько-Донецької западини. *Тектоніка і стратиграфія*. 2015. Вип. 42. С. 34–39.

5. Вакарчук С.Г. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга VI. Перспективи освоєння ресурсів газу ущільнених порід у Східному нафтогазоносному регіоні України / С.Г. Вакарчук, Т.Є. Довжок, К.К. Філюшкін [та ін.]. К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. 207 с.

6. Вакарчук С.Г. Оцінка нафтогазового потенціалу ущільнених порід девонського комплексу Дніпровсько-Донецької западини. *Нафтогазова галузь України*. 2016. № 1. С. 14–18.

ДКЗ

ГЕНЕРАЛЬНИЙ ПАРТНЕР:

НАФТОГАЗ
УКРГАЗВИДОБУВАННЯ

ЗА ПІДТРИМКИ:

ZAKHIDNADRA SERVIS

НОРДІК

ГОРИЗОНТИ

DTEK

burisma

PPC

CADOGAN PETROLEUM PLC

АЕСУ

Геопроф

K-MINE
REACH NEW LEVEL