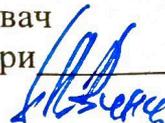


Міністерство освіти і науки України  
Національний університет Полтавська політехніка  
імені Юрія Кондратюка

Навчально-науковий інститут нафти і газу  
Кафедра буріння та геології

До захисту  
завідувач  
кафедри

Спеціальність 103 Науки про Землю



КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Дорозвідка потенціалу нафтогазоносності верхньокам'яновугільних відкладів першого приштокового блоку Іллінської площі

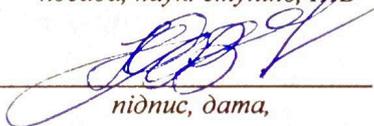
Пояснювальна записка

Керівник

Старший викладач

Лазєбна Ю.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ



підпис, дата,

Виконавець роботи

Нога Ілля Володимирович

студент, ПІБ

Група 401-НЗ



підпис, дата,

Консультант за 1 розділом

ст. викл. Лазєбна Ю.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

ст. викл. Пилипенко А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

ст. викл. Пилипенко А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

ст. викл. Вадюк О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом

ст. викл. Лазєбна Ю.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

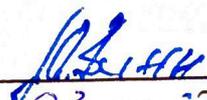
Дата захисту 25.06.2025

Полтава, 2025

Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»  
(повне найменування вищого навчального закладу)

Інститут Навчально-науковий інститут нафти і газу  
Кафедра Буріння та геології  
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Бакалавр  
Спеціальність 103 «Науки про Землю»  
(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
Завідувач кафедри

  
«07» 03 2025 року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Нога Ілля Володимирович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Дорозвідка потенціалу нафтогазоносності верхньокам'яновугільних відкладів першого приштокового блоку Іллінської площі

Керівник проекту (роботи) ст. викладач Лазсбна Ю.В.  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від «03» 03 2025 року  
№ 306/1-ф,а

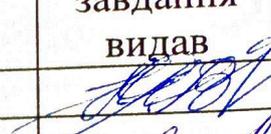
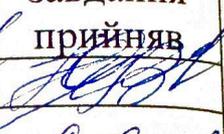
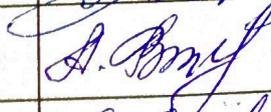
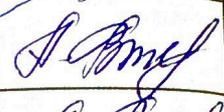
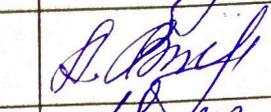
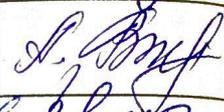
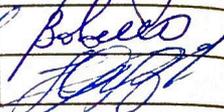
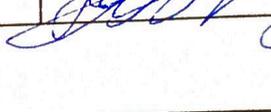
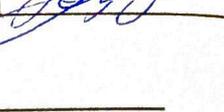
2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17.06.25

3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1. Науково-технічна література, періодичні видання, конспекти лекцій. 2. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 3. Графічні додатки по площі: структурні карти, геологічні розрізи, геолого-технічний наряд, літолого-стратиграфічна колонка.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ; геологічна частина; спеціальна частина; технічна частина; економічна частина; охорона праці; висновки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Структурна карта по продуктивному горизонту, геологічні розрізи, літолого-стратиграфічна колонка, геолого-технічний наряд,

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Геологічна частина	Лазєбна Ю.В., ст. викл.		
Спеціальна частина	Вольченкова А.В., ст. викл.		
Технічна частина	Вольченкова А.В., ст. викл.		
Економічна частина	Вовк М.О., ст. викл.		
Охорона праці	Лазєбна Ю.В., ст. викл.		

7. Дата видачі завдання 03.03.25

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

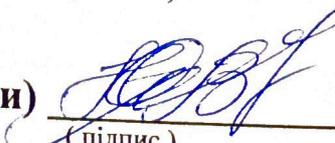
№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Геологічна частина	28.04–05.05
2	Спеціальна частина	06.05–19.05
3	Технічна частина	20.05–26.05
4	Економічна частина	27.05–07.06
5	Охорона праці	08.06–16.06
6	Попередні захисти робіт	17.06–22.06
7	Захист бакалаврської роботи	23.06–27.06

Студент

  
(підпис)

Мала І.В.  
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

  
(підпис)

Лазєбна Ю.В.  
(прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	4
ВСТУП.....	5
1. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ.....	7
1.1 ГЕОГРАФО-ЕКОНОМІЧНІ УМОВИ.....	7
1.2. ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ВИВЧЕНІСТЬ РОДОВИЩА.....	9
1.3. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ІЛЛІНСЬКОГО РОДОВИЩА.....	12
1.3.1. Стратиграфія та літологічна характеристика розрізу.....	12
1.3.2. Тектоніка.....	24
1.3.3. Нафтогазоносність.....	28
1.3.4. Гідрогеологічна характеристика.....	33
1.4 Висновки до розділу 1.....	36
2. ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВЕ ОБГРУНТУВАННЯ.....	38
2.1. Об'єм проєктних робіт.....	38
2.1.1. Обґрунтування постановки робіт в межах I блоку.....	39
2.1.2. Система розміщення свердловин.....	40
2.1.3. Промислово–геофізичні дослідження.....	43
2.1.4. Відбір керна, шламу і флюїдів.....	45
2.1.5. Лабораторні дослідження керну, шламу та флюїдів.....	47
2.2 Оцінка перспективності першого приштокового блоку.....	50
2.3. Підрахунок ресурсів.....	52
2.4 Висновки до розділу 2.....	58
3. ТЕХНІЧНІ АСПЕКТИ ДОРОЗВІДКИ ПЕРШОГО ПРИШТОКОВОГО БЛОКУ.....	62
3.1 Гірничо-геологічні умови буріння.....	62

3.2. ОБГРУНТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ.....	65
3.3. РЕЖИМИ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИНИ.....	67
3.4. ХАРАКТЕРИСТИКА БУРОВИХ РОЗЧИНІВ.....	70
3.5. ОХОРОНА НАДР ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИНИ №110 ІЛЛІНСЬКОГО НГКР.....	74
3.6. ВИСНОВОК ДО РОЗДІЛУ 3.....	77
4. ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ДОРОЗВІДКИ ПЕРШОГО ПРИШТОКОВОГО БЛОКУ.....	78
4.1. ОСНОВНІ ТЕХНІКО–ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ.....	78
4.2. ВАРТІСТЬ ТА ГЕОЛОГО–ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРОЕКТНИХ РОБІТ.....	81
4.3. Висновки до розділу 4.....	84
5. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ З ОХОРОНИ ПРАЦІ АІД ЧАС ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ.....	85
5.1. АНАЛІЗ УМОВ ПРАЦІ ПРИ ПРОВЕДЕННІ КОМПЛЕКСУ.....	85
ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ.....	85
5.2. Заходи з техніки безпеки при проведенні комплексу.....	86
ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ.....	86
5.3. Заходи з виробничої санітарії при проведенні комплексу.....	87
ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ.....	87
5.4. Пожежна безпека при проведенні комплексу.....	89
ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ.....	89
5.5 Висновки до розділу 5.....	90
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	92
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	94
ДОДАТКИ.....	97
Додаток 1.....	97
Додаток 2.....	98

Додаток 3.....	99
Додаток 4.....	100
Додаток 5.....	101

## АНОТАЦІЯ

Нога І.В. «Дорозвідка потенціалу нафтогазоносності верхньокам'яновугільних відкладів першого приштокового блоку Іллінської площі».

Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю». Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2025.

У розділі 1 описані літологічні тектонічні та гідрогеологічні умови родовища, історія досліджень та нафтогазоносність.

У розділі 2 висвітлені додаткові дослідження, які уточнюють дані по розрізу.

У розділі 3 розглянуті ускладнення в процесі буріння розрізу.

У розділі 4 охарактеризовано основні показники геолого-економічної ефективності геологорозвідувальних робіт.

В розділі охорони праці наведені заходи техніки безпеки при геологорозвідувальних роботах.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** ДОРОЗВІДКА, РОДОВИЩЕ, ПРОДУКТИВНИЙ ГОРИЗОНТ, ПЕРСПЕКТИВНІСТЬ, ГАЗОНОСНІСТЬ.

## ВСТУП

В умовах повномасштабної війни, питання енергетичної безпеки та незалежності нашої держави набули особливої актуальності. Енергоресурси є не лише економічною основою розвитку, але й критичним фактором національної безпеки. Залежність України від імпорту енергоносіїв, зокрема природного газу, стала вразливим місцем у геополітичному протистоянні та економічному тиску. Відтак, розвідка та дорозвідка власних покладів вуглеводнів розглядаються як ключовий елемент зміцнення внутрішньої енергетичної автономії.

Іллінська площа, що розташована в межах потужного нафтогазоносного регіону України (ДДЗ), вже має підтверджений потенціал газових і газоконденсатних покладів. Однак її приштокові блоки залишаються недостатньо вивченими, що стримує їх повноцінне залучення до промислової розробки Іллінського нафтогазоконденсатного родовища, зокрема його першого приштокового блоку.

**Мета дослідження** – дослідження відкладів верхнього карбону першого приштокового блоку Іллінської площі з метою збільшення видобуту вуглеводнів.

**Об’єкт дослідження** – процес накопичення відкладів нижнього карбону у межах першого приштокового блоку Іллінської площі.

**Предмет дослідження** – нафтогазоносність верхньокам’яновугільних відкладів першого приштокового блоку Іллінської площі.

Для досягнення поставленої мети передбачено вирішення таких завдань:

- дослідження структурно-тектонічних особливостей Іллінської площі;
- аналіз літолого-стратиграфічної характеристики верхньокам’яновугільних відкладів;
- оцінка фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів за даними ГДС та каротажу;
- виконання кореляції продуктивних горизонтів у межах родовища;

–обґрунтування та оцінка перспективності дорозвідки верхньокам'яновугільних відкладів першого блоку.

Обсяг роботи: 100 сторінок. Містить 1 рисунок та 6 таблиць

Робота містить додатки: оглядова карта району робіт, геолого-технічний наряд свердловини № 110, літолого-стратиграфічна колонка Іллінського родовища, структурна карта по відбиваючому горизонту  $Va_1$ , геологічний профіль по лінії II - II<sup>I</sup>, геологічний профіль по лінії A - A<sup>I</sup>.

# 1. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ

## 1.1 Географо-економічні умови

Іллінське НГКР розташоване в адміністративних межах Карлівського району Полтавської області. Найближчі населені пункти - Варварівка, Тарасівка й Максимівка. Районний центр — місто Карлівка — розміщується на південь від ділянки, приблизно за 5 км (рис. 1.1).

Через територію родовища проходять важливі транспортні артерії: залізнична лінія Полтава – Лозова та автодорога загального користування Полтава – Берестин. Сполучення здійснюється як ґрунтовими, так і асфальтованими шляхами. Район характеризується наявністю розгалуженої мережі енергозабезпечення та водопостачання, що здійснюється з палеогенових і крейдових водоносних горизонтів.

Місцевість представляє собою слабо горбисту рівнину, яку перетинають річкові долини, яри та балки. Найвищі та найнижчі точки -: від 158 м у вододільних зонах до 93 м у заплаві річки Орчик. Річкова система району формується переважно водами Орчика, долина якого має асиметричну будову — правий берег стрімкий, лівий — пологий. Є також багато водойм і струмків, водність яких залежить від кількості опадів.

Клімат території — помірно континентальний. Середньорічна температура становить +8 °С, а річна кількість опадів — 450–500 мм. Вітри змінюються сезонно: північно-західні — влітку, східні — взимку. Ґрунт промерзає до 1,2 м.

Господарство району має аграрну спрямованість: основні площі займають сільськогосподарські угіддя. Частину території покривають ліси, луки та заболочені ділянки.

Корисні копалини представлені торфом, піском та глиною.

## 1.2. Геолого-геофізична вивченість родовища

Територія Іллінського нафтогазоконденсатного родовища розташована в межах приосьової зони південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини. Геолого-геофізичні дослідження цього району мають багаторічну історію та проводилися з використанням різноманітних методів.

Перші наукові дослідження геологічної будови регіону проведені ще у 1949 році, а саме комплекс магнітометричних та гравіметричних зйомок (сейсмопартія 19/49). У ході гравіметричних спостережень 1950–1951 років було виявлено локальне зниження сили тяжіння, що згодом було пов'язано із наявністю соляного масиву Тарасівського штока.

У 1961 році в межах Іллінської площі реалізовано цикл електророзвідувальних робіт за методикою вертикального електричного зондування (ВЕЗ). На підставі отриманих результатів були побудовані геоелектричні розрізи, карти сумарної провідності та типізації ВЕЗ-кривих. Встановлено, що мінімальні значення провідності спостерігаються на ділянках Ланнівського та Тарасівського підняття, що мало важливе значення для подальшої інтерпретації структури підземного середовища.

Сейсморозвідувальні роботи, виконані у 1968 році трестом «Укргеофізрозвідка», виявили Карлівську структуру за відбитими горизонтами IVГ та IVВ, а також оконтурити межі Тарасівського соляного штока. На цій основі була сформована концепція будови району як складного соляного штокового вузла з наявністю структурних пасток різних типів.

У 1976–1977 роках сейсморозвідка уточнила просторове положення Карлівської структури, зокрема за відкладами нижньої пермі та верхнього карбону. Було встановлено, що структура має форму брахіантикліналі з порушеними склепіннями, що зазнали деформації під впливом тектонічних процесів та розвитку соляного тіла. Структура характеризується блоковою будовою з добре вираженими крилами та перикліналями. За відкладеннями юрського та крейдового періодів їй відповідає куполоподібне Тарасівське

підняття, що досліджувалося шляхом структурно-пошукового буріння у 1954–1959 роках.

Перший етап геологорозвідувальних робіт (ГРР) було проведено у південно-східній частині Карлівської структури з 1977 по 1990 роки. Основна мета – дослідження перспектив нафтогазоносності нижньопермських та верхньокам'яновугільних товщ. Пробурено дві пошукові свердловини №1 (глибина 5300 м) та №2 (5450 м). У їхньому розрізі було виявлено окремі горизонти ущільнених пісковиків, насичених газом. Однак промислових притоків у процесі випробувань не отримано. Єдиний приплив – газ з горизонту А-2 у свердловині №2 із дебітом 6172 м<sup>3</sup>/добу – був зафіксований у хемогенних відкладах слов'янської світи. Свердловини були ліквідовані з геологічних причин без остаточного випробування у колоні.

Наступний етап досліджень було розпочато після проведення сейсмічних робіт МСГТ у форматі 2D, які охопили східну та південно-східну приштокову зону Тарасівського штока. Застосування багаторазового перекриття дозволило деталізувати тектонічну будову. За результатами цих робіт був складений паспорт (1993), який став основою для проекту пошуково-розвідувального буріння (1995). У його межах виділено перспективні тектонічні блоки, які трактувалися як комбіновані пастки, обмежені соляним штоком і системою порушень з амплітудами 50–100 м.

Проект 1995 року передбачав буріння семи свердловин із глибинами 4700–5150 м у межах перерахованих блоків. Крім того, для оцінки перспектив хемогенних порід нижньої пермі було заплановано свердловину №103 (3850 м). У період з 2000 по 2004 рр. на досліджуваній площі пробурено свердловини 100/101, 102, 103, 105/105біс, 106/106біс.

Пошукова свердловина 100/101, закладена в піднятому блоці першого горизонту, дозволила встановити газоконденсатні поклади в межах горизонтів Г-11 та Г-12. За оцінками, запаси газу категорії С1 склали 1477 млн м<sup>3</sup>. Утім, буріння не підтвердило деякі параметри структурної побудови, визначені за

даними сейсмозв'язки. У 2001 році свердловину введено в дослідно-промислову експлуатацію з початковим дебітом 150 тис. м<sup>3</sup>/добу.

Буріння свердловини 105біс стало важливим етапом уточнення глибини залягання покрівлі соляного тіла та розмежування продуктивних горизонтів. За результатами ГДС були ідентифіковані газонасичені горизонти Г-10, Г-11, Г-12 та А-8. Проте на етапі буріння промислових припливів не зафіксовано.

Свердловина 103 підтвердила наявність нафтонасичених колекторів у горизонті Г-13. Після перфорації та кислотної обробки отримано нафтовий приплив 9,5 м<sup>3</sup>/д та газовий – 1,4 тис. м<sup>3</sup>/д. Це дозволило у 2005 році внести запаси нафти категорії С1 до балансу (84 тис. т геологічних, 10 тис. т видобувних). У 2006 році свердловину введено в експлуатацію.

У 2007–2010 роках була уточнена ресурсна база родовища. Станом на початок 2011 року підтверджено запаси: газу – 76 млн м<sup>3</sup> (С1) та 286 млн м<sup>3</sup> (С2); конденсату – 25 та 59 тис. т відповідно. Видобуто 122 млн м<sup>3</sup> газу і 16 тис. т конденсату.

У 2010–2011 рр. тривало глибоке буріння свердловини 107. Було відкрито продуктивні горизонти Г-11, Г-13, К-1, К-2 та К-3. У горизонті К-3 встановлено чотири газонасні пласти з дебітом до 44,4 тис. м<sup>3</sup>/добу. Колектори характеризуються високою пористістю (до 17%) та нафтогазонасиченістю до 90%. Загальні запаси сухого газу по К-3 оцінені у 24 млн м<sup>3</sup>, з яких 23 млн м<sup>3</sup> визнані видобувними. Свердловина була введена в експлуатацію.

Таким чином, геолого-геофізична вивченість Іллінського НГКР є високою: застосовано практично весь спектр геофізичних методик – від гравірозвідки до МСГТ; реалізовано багаторічну програму пошуково-розвідувального буріння; проведено детальну інтерпретацію даних ГДС, що дало змогу виявити продуктивні горизонти і здійснити постановку дослідно-промислової експлуатації.

### 1.3. Геологічна будова Іллінського родовища

#### 1.3.1. Стратиграфія та літологічна характеристика розрізу

Іллінське НГКР розташоване в центральній частині приосьової зони південного сходу ДДЗ і приурочено до південно-східної приштокової зони Тарасівського соляного штока.

Пошуково-розвідувальним бурінням на родовищі розкриті кам'яновугільні (світи  $C_3^2$ ,  $C_3^3$ ,  $C_3kr$ ), пермські ( $P_1kr$ ,  $P_1nk$ ,  $P_1sl$ ), триасові, юрські, крейдові, палеогенові, неогенові та антропогенові відклади, а також девонські породи соляного штока (додаток 1). Найбільш глибокою свердловиною № 107 вивчено розріз до глибини 5250 м.

#### Палеозойська ератема (PZ)

Палеозой на території родовища представлений не в повному обсязі, відкладами девону, карбону та пермі.

#### Девонська система (D)

Девонська система представлена лише верхньодевонським відділом, який розкрито до глибини

#### Верхньодевонський відділ ( $D_3$ )

Верхньодевонські відклади ( $D_3$ ) присутні у вторинному заляганні, формуючи штокову сіль. Ця формація представлена типовими солевмісними утвореннями девонського періоду.

Кам'яна сіль варіює від прозорої до сіруватої, має кристалічну структуру. Містить включення пісковиків (свердловина № 1 Карлівська, інтервал 2252-2260 м), щільних вапняків (№ 1 Карлівська, інтервали: 2745-2750; 3157-3159; 3526-3529 м), а також діабазів (№ 102 Іллінська, інтервали: 2216-2235; 2430-2432 м).

Розкрита товщина солі змінюється від 1358 м (свердловина № 2 Карлівська) до 2553 м (свердловина № 105/105 біс Іллінська).

## Кам'яновугільна система (С)

Відклади кам'яновугільної системи неузгоджено залягають на утвореннях верхнього девону. Система представлена лише верхнім відділом, що включає московський, касимовський і гжельський яруси.

### Верхньокам'яновугільний відділ (С<sub>2</sub>)

#### Московський ярус (С<sub>2m</sub>)

Московський ярус охоплює нижню частину світи С<sub>3</sub><sup>1</sup>, в межах інтервалу від вапняку N1 до N3, і включає потенційно продуктивний горизонт М-1, потужність якого становить близько 80–90 метрів. Цей горизонт складений переважно пісковиковими породами.

Пісковики мають світло-сірий відтінок, варіабельну зернистість — від грубозернистої до тонкозернистої, часто з характерним ритмічним розподілом уламкового матеріалу за розміром.

Структурна будова включає як косу, так і горизонтальну та хвилясто-пластову шаруватість, що акцентується присутністю лусочок слюди та домішок органічного походження.

Грубозернисті пісковики відзначаються полігенним складом уламків: вміст кварцу зазвичай не перевищує 50 %, польовошпатові зерна становлять близько 30 %, а уламки інших порід — до 30 %. У більш тонкозернистих різновидах відзначається зменшення кількості уламків порід і зростання частки кварцу, що дозволяє віднести ці породи до мезоміктової групи.

Параметри пористості коливаються від 2,2 до 15,3 %, у той час як проникність змінюється в межах від  $0,0204 \times 10^{-15}$  до  $41,922 \times 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Для горизонту М-1 пороговим вважається значення пористості 9 %.

#### Касимовський ярус (С<sub>2k</sub>)

Касимовський ярус репрезентується авіловською світою (С<sub>3</sub><sup>2</sup>), яка повністю розкрита у свердловині № 107, де її загальна потужність становить 446 м. В межах цієї товщі повністю виділені горизонти К-1, К-2 та К-3.

До перспективних, однак поки що нерозкритих, належать горизонти К-4 і К-5

(авіловської світи), а також К-6, що належить до ісаївської світи ( $C_3^1$ , інтервал від N3 до O1).

Ісаївська світа ( $C_3^1$ ): Представлена чергуванням пісковикових, алевритових і глинистих утворень із вкрапленнями карбонатних порід. Пісковики мають генезис, пов'язаний із русловими та лагунно-заливними умовами осадонакопичення. Осадові товщі пісковиків флювіального походження мають сірий і сіро-зеленуватий відтінок, різного зернового складу, полікомпонентні, з косою шаруватістю, містять карбонатно-глинистий та поровий цемент у вигляді згустків. Пісковики завтовшки 20–30 м, разом із алевролітами цієї світи, формують продуктивний пласт К-6, який використовується на території Східно-Полтавського газонафтового комплексу.

Пісковики характеризуються пористістю в межах 2,3–10,4 % (за результатами лабораторного аналізу керну зі свердловин №№ 9, 12 Східно-Полтавського ГКР) і проникністю до  $2,856 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  (0–2,8 мД). За геофізичними даними, пласти-колектори мають ефективну пористість близько 10 %. Верхньою ізолюючою товщею для горизонту К-6 є алеврито-глинистий комплекс завтовшки 25–35 м. Щільність глинистих і алевритових порід, згідно з аналізом керну, коливається в межах 2,59–2,60 г/см<sup>3</sup>, що свідчить про їхню низьку фільтраційну здатність. В даній товщі глинисті компоненти складають 75–80 %, алевроліти – 15–20 %, а частка вапняків становить 2–3 %.

Сумарна потужність ісаївської світи оцінюється в межах 250–300 м (за аналогією з розрізами Східно-Полтавського району)

Авіловська світа ( $C_3^2$ ) характеризується чергуванням осадових товщ, представлених пісковиками, алевролітами, аргілітами, нечастими прошарками вапнякі порід і вуглистими включеннями.

Пісковики, алевроліти, а також пісковики з вмістом карбонатів формують окремі літологічні пачки, що відповідають горизонтам К-5, К-4, К-3 – К-1. У

свердловині № 107 інтервали цих горизонтів мають такі потужності: К-1 – 124 м, К-2 – 128 м, К-3 – 116 м.

Горизонт К-3 відзначається наявністю промислових запасів газу. За результатами геофізичних досліджень свердловин, колекторами в цьому горизонті є пісковики з сумарною ефективною газонасиченою товщиною (неф. газ) 8,8 м, пористістю в межах 7,6–8,1 %, насиченістю газом від 70 до 72,5 %. Вони фіксуються в глибинах 5189,8–5196,2 м; 5198,6–5200,8 м; 5203–5206,4 м. В межах горизонту К-2 ( $C_3^2$ ) виявлено чотири слабогазонасичені пласти пісковиків, які простежуються на глибинах 4979,6–4981,2 м (1,6 м), 4989,0–4990,8 м (1,8 м), 4997,6–5000,2 м (2,6 м) та 5010,8–5013,0 м (2,2 м).

Пористість у цих породах становить близько 5,6 %.

У горизонті К-1 ( $C_3^2$ ) встановлений газонасичений пісковик в інтервалі 4837,6–4844,4 м, з ефективною товщиною шару 3 м, пористістю 10,5 % і нафтогазонасиченістю 76 %.

Характеристика горизонту К-2 підтверджується дослідженням керну зі свердловини № 200 Тарасівська, що розташована на захід від свердловин № 103 і 107 Іллінського родовища, в безпосередній близькості до західної межі ліцензійної площі.

За результатами аналізу керну, породи представлені сірими, тонко- і дрібнозернистими пісковиками з карбонатно-глинистим або чисто карбонатним цементом, що є щільно зцементованими й тріщинуватими. Вони характеризуються низькими фільтраційними та ємкісними властивостями: пористість варіює у межах 4,4–4,7 %, проникність –  $(<0,01–0,11) \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , вміст карбонатів – від 0,8 до 32,6 %.

#### Гжельський ярус ( $C_3g$ )

Розкритий в різних об'ємах араукаризової ( $C_3^3$ ) та картамиської ( $C_3kr$ ) світ свердловинами №№ 1, 2 Карлівськими, 100/101, 102, 103, 105/105 біс, 104, 107 Іллінським.

Араукаритова світа ( $C_3^3$ ): Найбільш повне розкриття цієї світи зафіксоване у свердловині № 103, де її загальна потужність становить 657 м. Нижня частина світи, яка охоплює інтервали від вапняків P1 до P5, сформована алювіально-дельтовими та пролювіально-дельтовими товщами. Вони представлені переважно сірватими пісковиками, які закономірно змінюються прошарками алевролітів і аргілітів, іноді зустрічаються тонкі лінзи вапняків. У верхньому сегменті (від вапняку P5 до P8) переважають уламкові осадові утворення заточно-лагунального типу. Ці відклади характеризуються яскравим кольоровим забарвленням, де частка пісковиків помітно зменшується, а головну роль відіграють глинисті різниці; карбонатні породи практично не представлені. У самій основі світи залягає маркуючий вапняковий горизонт P1. У структурі араукаритової світи пісковики формують ряд горизонтів: Г-13, Г-12, Г-11, Г-10, Г-9, Г-8 та Г-7.

Горизонт Г-13: був досліджений у кількох свердловинах: № 103, де його потужність становить 66 м, № 104 – 97 м, а також у свердловині № 104, -104 м. Породи, що формують горизонт, представлені різнозернистими пісковиками світло-сірватого та сірого кольору з бурим відтінком, від дрібно- до грубозернистих, з включенням гравелітів, слабо- та середньозцементовані. Цемен: глинистий гідрослюдистий тип (до 15 %) із плівчасто-поровою або місцями базально-поровою структурою; дрібнозернистий карбонатний цемент (доломітовий) – у кількості 10-25 %, також присутній каолінітовий (до 10 %, зразок К-21), бітумізований та галітовий цемент. Серед уламкових мінералів домінують кварц, плагіоклаз, мікроклін, хлоритизовані мінерали, кременисті і глинисті вулканогенні включення, пірит і лейкоксен. Гравелітові та крупнозернисті фрагменти частково обкатані, мають мікротріщини, деякі зазнали карбонатизації або зміни хлоритом.

Результати лабораторного аналізу керн показують, що пористість порід варіює від 4,1 до 16,5 %, проникність коливається в межах  $(0,01-18,49) \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , а вміст карбонатного цементу — від 0,4 до 25,2 %.

Згідно з геофізичними дослідженнями свердловини № 103, продуктивні пласти цього горизонту нафтонасичені в межах 5414,8–5437,0 м, мають ефективну товщину 12,8 м, пористість від 9,5 до 13,5 %, а насичення вуглеводнями — від 55 до 66 %. У свердловині № 107 у горизонті Г-13 зафіксовані чотири газонасичені пласти в інтервалі 4722–4804 м, з сумарною ефективною товщиною 64,4 м, пористістю в межах 11–17 % та насиченістю газом і нафтою 80–90 %. У межах приштокового блоку свердловини № 103 горизонт Г-13 включає нафтову пастку.

Горизонт Г-12: Розкритий в свердловинах №№ 2 Карлівській (товщиною 121 м), 100/101 (34 м), 103 (127 м), 105/105 біс (неповна розкрита – 36 м). В свердловинах № 2 та № 105/105 біс за даними ГДС в горизонті Г-12 виділені 2 пласти пісковиків ущільнених, глинистих, тріщинуватих, які характеризуються як газонасичені з загальною ефективною товщиною від 2,2 до 4,2 м, пористістю від 8,5 до 9 %, газонасиченістю від 57 до 72 %. В св. № 103 за даними ГДС в горизонті Г-12 виявлені п'ять пластів-колекторів пісковиків газонасичених з загальною  $h_{\text{еф.газ}} = 8,2$  м, пористістю від 9,5 до 11 %, газонасиченістю від 52 до 57 %. Горизонт Г-12 в св. № 100/101 за даними ГДС представлений десятьма пластами-колекторами пісковиків газонасичених з загальною  $h_{\text{еф. газ}} = 30,6$  м, пористістю від 10,5 до 14 %, газонасиченістю від 78 до 89 %. До горизонту Г-12 на родовищі приурочений газоконденсатний поклад у блоці свердловини № 100/101.

Горизонт Г-11: Розкритий всіма свердловинами та має повсюдне розповсюдження. Представлений пісковиками поліміктовими (кварцу 65-70 %, плагіоклази – 10 %, уламки порід – 20-25 %), зеленувато-сірого кольору, дрібно-, середньо- і грубозернистими, слабо- та середньозцементованими глинистим поровим цементом, в якому зустрічаються дрібні плями карбонату; кут нахилу шаруватості від 50 до 70°. За даними лабораторних досліджень пористість пісковиків змінюється від 6,3 до 16,5 %; проникність в горизонті досягає значення  $(1,58-17) \times 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Колекторами є пісковики з ефективною товщиною ( $h_{\text{еф.газ}}$ ) від 3,2-4,8 м до 18,4 м, пористістю – від 8,5 до

16 % та газонасиченістю від 52 до 79 %. Товщина горизонту Г-11 змінюється в непорушених скидами розрізах від 39 м (свердловина № 100/101) до 83 м (№ 105/105 біс). До горизонту Г-11 приурочений газоконденсатний поклад у блоці свердловини № 100/101.

Горизонт Г-10: Виявлений у всіх пробурених свердловинах на ділянці. Згідно з результатами геофізичних каротажних спостережень (ГДС), в межах горизонту Г-10 встановлено наявність окремих прошарків глинистих, щільно зцементованих пісковиків, насичених газом. Товщина цих пластів варіює у межах 1,0–1,8 до 2,2–2,8 м, пористість змінюється від 8,5 до 11 %, а вміст газу — в межах 52–65 %. Загальна потужність горизонту в повно представлених інтервалах сягає від 77 до 96 м.

Горизонт Г-9: Відкритий у всіх свердловинах, пробурених у межах Іллінського родовища. Товщина цього стратиграфічного елемента змінюється в залежності від глибини ерозійного зрізу, що передував осадконагромадженню меліхівської товщі. У різних структурних блоках потужність варіює від 8 м до 66 м. Згідно даних ГДС, продуктивних пластів-колекторів у межах цього горизонту не зафіксовано.

Горизонти Г-8 та Г-7: Ці стратиграфічні підрозділи мають широке поширення по площі родовища, проте відсутні у свердловинах №№ 100/101, 107, 104, де були повністю знищені процесами давнього розмиву.

Араукаритова світа ( $C_3^3$ ): Потужність цього комплексу відкладів у приштокових блоках змінюється залежно від глибини, на якій відбувався передмеліхівський ерозійний зріз. Товщина світи коливається в межах від 278 м до 657 м

Каргамиська світа ( $C_3^{kt}$ ): Узгоджено залягає на відкладах  $C_3^3$  та складена червонокольоровими глинами (до 80 %) з прошарками строкатобарвистих і зеленувато-сірих алевролітів, сірих пісковиків глинистих, тонкими карбонатними пропластками. Пісковики та алевроліти утворюють горизонти Г-6, Г-5, Г-4, які розповсюджені у приштокових блоках. У свердловинах № 100/101, 104, № 107 горизонти розмиті.

Товщина відкладів світи залежить від передмелихівського розмиву та змінюється від 85 м до 161 м. Повністю світа розмита у найбільш припіднятих блоках.

### Пермська система (Р)

Представлена нижнім відділом, що включає асельський і сакмарський яруси.

### Нижньопермський відділ (Р<sub>1</sub>)

#### Асельський ярус (Р<sub>1а</sub>)

Асельський ярус складається із теригенної мелихівської товщі картамиської світи та сульфатно-карбонатно-соленосних відкладів микитівської і слов'янської світ.

Картамиська світа (Р<sub>1kr</sub> (mch)): У межах стратиграфічного інтервалу від вапняку Q5 до Q8 світа залягає незгідно на верхньокам'яновугільних відкладах і трапляється майже на всій площі родовища. Вона представлена мелихівською товщею, яка сформувалася після періоду розмиву. Літологічно дана товща складена червонувато-бурими глинами, аргілітами, а також прошарками червоно-коричневих алевролітів і сірими, зеленувато-сірими та бурими середньо- і дрібнозернистими кварцовими пісковиками з помірною цементациєю. Пісковики потужністю 10–20 м утворюють три основні горизонти: А-6, А-7 та А-8, останній з яких, за геофізичними матеріалами, виявився насиченим газом у свердловині № 105/105 біс. За результатами лабораторних вимірювань керну, пористість пісковиків становить 6,1–8,0 %, проникність варіює в межах  $(0,18–0,52) \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ; при цьому згідно з ГДС середня пористість становить 10,8 %, а ефективна товщина — 2 м. Загальна потужність картамиської світи змінюється від 244 до 280 м.

Обґрунтування незгодженості: Картамиська світа утворилася після ерозійної перерви, що призвела до часткового зрізу верхньокам'яновугільних відкладів. Її залягання є незгідним, з чітко вираженою стратиграфічною дисгармонією між підстеляючими та покриваючими товщами.

Микитівська світа ( $P_{1nk}$ ) залягає стратиграфічно послідовно на меліхівській товщі, яка є частиною картамиської світи, і представлена двома основними ритмічними комплексами: святогірською та торською ритмопачками.

У межах святогірської ритмопачки переважають уламкові (кластичні) утворення — аргіліти, алевроліти й пісковики. Другорядну роль відіграють хемогенні породи: вапняки, доломітові утворення, ангідрити й кам'яна сіль. У торській ритмопачці частка теригенних фацій значно зменшена, що відображає зміну осадконакопичення.

Аргіліти й алевроліти в обох ритмопачках мають сірувате забарвлення, слюдисту текстуру та підвищену щільність. Ангідрити зустрічаються у сірому, синювато-сірому та бурому кольорах, характеризуються щільною, дрібнокристалічною структурою. Вапнякові породи мають типове сіре забарвлення. Пісковикові прошарки формують горизонти А-4 та А-5, які в межах свердловини № 1 Карлівської містять продуктивні карбонатні пісковики. Ці пласти-колектори мають ефективні товщини 3,6 м і 1,4 м відповідно, а їхня пористість становить 13,2 % та 9 %.

Повна товщина святогірської ритмопачки варіюється в межах 261–309 м (відповідно в свердловинах № 100/101 та № 105/105 біс). Потужність торської ритмопачки коливається від 51–57 м у розрізах, де вона порушена козирковою сіллю (наприклад, у свердловинах №№ 100/101 та 105/105 біс), до 184 м у повному розрізі, зафіксованому в свердловині № 2 Карлівській.

Слов'янська світа ( $P_{1sl}$ ) залягає стратиграфічно узгоджено на породах микитівської світи й представлена сукупністю ритмічно шаруватих товщ: підбрянцівської, брянцівської, надбрянцівської та красносільської. Ці ритмопачки розкриті бурінням свердловин №№ 1, 2 Карлівських, що розташовані на значній відстані від зони впливу Тарасівського соляного штока.

Підбрянцівська ритмопачка ( $P_{1sl_{pbr}}$ ) представлена послідовним чергуванням доломітових утворень, ангідритових шарів, строкатих глинистих порід, тонких прошарків алевролітів та слабопотужних вапняків. Останні формують

орієнтирний реперний горизонт S2. Загальна потужність цієї товщі варіює в межах від 156 м (свердловина № 103) до 274 м (свердловина № 2).

Брянцівська ритмопачка ( $P_{1br}^{sl}$ ) складена ритмічним поєднанням вапнякових та доломітових прошарків з ангідритами, що чергуються з різнокольоровими глинами і тонкими алевролітами. Реперний горизонт S3 утворений доломітами завтовшки від 1,6 до 2,4 м, які містять перешарування слабофільтруючих глин. Цей інтервал відповідає продуктивному горизонту А-2, виділеному в свердловині № 2 Карлівській. Загальна товщина колекторських пластів сягає 7,2 м, ефективна — 2,2 м, а рівень пористості змінюється в межах 5–9 %, у середньому — 7,2 %.

Повна товщина брянцівської ритмопачки коливається в діапазоні 106–120 м.

Надбрянцівська ритмопачка ( $P_{1nbr}^{sl}$ ) охоплює потужності ангідритів та глинисто-доломітових порід, які формують ще один стратиграфічний маркер — горизонт S31. Верхню частину цієї ритмопачки займає пласт кам'яної солі завтовшки до 15 м. Сукупна товщина надбрянцівських відкладів досягає 102 м у повному розрізі свердловини № 2 Карлівської, розташованої в південно-східному приштоковому блоці Тарасівського штока.

Красносільська ритмопачка ( $P_{1ksl}^{sl}$ ) включає в нижній частині ритмічну зміну вапнякових та ангідритових прошарків, а також алевролітів із вапняковим цементом і пісковиків. Верх ритмопачки представлений товщею кам'яної солі потужністю до 50 м. У її основі залягає стратиграфічний горизонт S4. Загальна товщина цієї ритмічної товщі — приблизно 70 м (за даними буріння свердловини № 2 Карлівська).

#### Мезозойська ератема (MZ)

#### Тріасова система (T)

У межах розрізу представлена комплексом порід, що включає нижній, середній та верхній відділи.

#### Нижньотріасовий відділ (T<sub>1</sub>)

Нижній відділ тріасової системи ( $T_{1dr}$ ) репрезентований дронівською свитою, яка охоплює всю площу регіону. Її залягання є незгідним: безпосередньо на масиві девонської солі Тарасівського штоку, а на більш віддалених ділянках – на відкладах краматорської свити нижньої пермі. Дронівська свита залягає на підстилаючих породах з чіткою розривністю, що вказує на наявність значної перерви в осадовому циклі та подальшу ерозію нижчих горизонтів. Свита характеризується переважанням червонувато-бурих глин і пісковиків. Потужність формації коливається в межах 119–332 метрів. Середньо- і верхньотріасовий комплекс ( $T_{2-3}$ ) Накладається з розмивом на нижньотріасову товщу. Контакт між нижнім і середньо-верхнім тріасом носить незгідний характер і вказує на розрив у седиментаційному процесі. Представлений чергуванням строкатобарвних глинистих та піщаних порід, що характеризують континентальні умови осадження. Загальна товщина варіюється в межах 211–519 м.

#### Юрська система (J)

Юрські породи залягають неузгоджено на тріасовій товщі та є широко поширеними в межах родовища. Вони представлені чергуванням сірих, подекуди червонуватих глин, пісковиків, алевролітів і тонких прошарків вапняків. Потужність змінюється в межах 488–674 м.—Осадження юрських утворень почалося після ерозійного розмиву тріасової серії, що вказує на наявність стратиграфічної незгідності.

#### Крейдова система (K)

Крейдова система сформована на площі суцільно і перекриває породи юрської система з вираженим неузгодженням. Нижня частина складається з глин, пісків та пісковиків теригенного походження (товщиною 60–90 м), тоді як основна товща складена крейдяною писальною масою з включенням глин та мергелів. Загальна потужність варіює від 199 до 479 м. Різкий розрив у літологічних та стратиграфічних межах між юрою та крейдою підтверджує наявність регіональної перерви в осадженні.

#### Кайнозойська ератема (KZ)

Кайнозойська система представлена палеогеновими, неогеновими та антропогенними утвореннями. Ці відклади представлені перешаруванням пісків, пісковиків, глин та мергелистих порід. Вони формують верхню частину розрізу і мають сумарну потужність у межах 160–189 м.

Верхня частина вікладів кайнозойської ератема також перекриває підстилаючі шари з незгідністю, що зумовлено тривалими геодинамічними перервами та денудаційними процесами між крейдою та палеогеном.

### 1.3.2. Тектоніка

Іллінське НГКР в тектонічному відношенні розташоване у серединній ділянці приосьової території південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Специфічними рисами геотектонічної структури досліджуваної місцевості є розривно-блокова конструкція кристалічної основи та її суттєва глибина занурення (12,0-13,5 км), присутність у перетині седиментного покриву значних пластів девонської солі, котрі зумовили активний вияв галокінезу. Наслідком цього процесу стало формування Тарасівського, а також Єлізаветівського соляних діапирів із дотріасовим горизонтом підняття соляних мас (Додаток 2).

Тарасівський соляний діапир розміщений у серединній зоні Дніпровського грабена всередині Машівсько-Єфремівської западини. Цей Тарасівський діапир ускладнює зведення Карлівської прихованої палеозойської брахіантиклінальної структури, котра виступає складовою частиною Карлівсько-Ланнівського підняття. Внаслідок активного вияву галокінетичних процесів від згаданої структури збереглися тільки поодинокі уламки заглиблених її сегментів: південного схилу, західної, а також південно-східної периклінальних ділянок.

Південний схил складчастої структури пов'язаний із південною приштоковою областю Тарасівського соляного тіла, її південно-східне периклінальне завершення – із південно-східною приштоковою ділянкою Тарасівського діапіра, котра локалізована в межах Іллінської дозвільної площі (№ 5413 від 12.08.2011 р.). За мезозойськими нашаруваннями Карлівській

антикліналі відповідає Тарасівське куполовидне підняття, яке значно ускладнюється різноорієнтованими тектонічними порушеннями з амплітудами від 80-100 до 300-350 метрів.

За результатами сейсморозвідувальних робіт за методикою 3D, що виконувалися у 2007 році в південній та південно-східній приштокових областях Тарасівського діапiра, їхнього моніторингу та вивчення геологічних відомостей нових глибоких розвідувальних свердловин № 200 Тарасівська, № 107 Іллінська, створена оновлена геологічна концепція Іллінського покладу по верхньокам'яновугільних нашаруваннях – відбиваючому горизонту  $Va_1$  ( $C_3$ ).

Відповідно до структурної карти по відбиваючому горизонту  $Va_1$  (покрівля пласта Г-13,  $C_3$ ) південно-східна приштокова область Тарасівського соляного тіла в межах Іллінської дозвільної площі розчленована "тильним" субпаралельним до діапiра розривом та п'ятьма радіальними різноорієнтованими скидами з амплітудами від 50-100 до 450-500 метрів на сім блоків, із яких "тильним" розломом обмежені чотири блоки: I – блок свердловин № 100/101; II – блок св. № 107; III – блок св. № 103; IV – блок св. №№ 105/105 біс, 102.

"Тильний" субпаралельний до штоку розрив південного нахилу перетнутий у свердловині № 103 на позначці 4150 м у торській ритмопачці микитівської серії нижньої пермі з амплітудою 30 м та простежується на рівні відбиваючого горизонту  $Va_1$  у верхньокам'яновугільних нашаруваннях зі збільшенням амплітуди до 50-100 м.

Найбільш піднесеними на рівні відбиваючому горизонту  $Va_1$  ( $C_3$ ) є блок I (св. № 100/101) та II (св. № 107), у яких під меліхівським комплексом нижньої пермі еродовані картамиські нашарування верхнього карбону ( $C_3kr$ ) та безпосередньо під ним залягають сіроколірні теригенні породи араукаритової серії верхнього карбону (перетин нижче вапнякового шару P5).

За підсумками стратиграфічної кореляції розрізу свердловини № 107 з розрізами свердловин №№ 100/101, 103, 105/105 біс Іллінських, 200 Тарасівської та 1, 2 Карлівських з'ясовано, що свердловиною № 107 під

нижньопермським ерозійним розмивом ( $P_1kr$ ) перетнутий скид на позначці 4700 м з амплітудою 100-150 м східного нахилу, по якому відсутні нижня ділянка горизонту Г-11, цілком горизонт Г-12 араукаритової серії верхнього карбон.

Блок I свердловини № 100/101 обмежені з півночі "підшовою" Тарасівського діапiра, із заходу (через геологічні обставини) – скидом східного нахилу з амплітудою 100-150 м, зі сходу – сейсмічною дислокацією з амплітудою 350 м, з півдня – "тильним" субпаралельним тектонічним розломом з амплітудою до 500 м. Габарити цього блоку  $550 \times 400$  м, височина 50 м. В апікальній ділянці блоку пройдена свердловина № 101 до позначки 4803 м ( $C_3^3$ ), у якій промислово газonosними є пласти Г-11, Г-12 ( $C_3^3$ ).

Свердловина № 107 по реперному вапняку Q8 розміщена в єдиному блоці зі свердловиною № 100/101, а по відбиваючому горизонту  $Va_1$ , пластах Г-13 ( $C_3^3$ ), К-1, К-2, К-3 ( $C_3^2$ ) – в окремому піднесеному горстовидному блоці II. Блок II екранований з півдня "тильним" субпаралельним сейсмічним розломом та відокремлений із заходу радіальним до діапiра сейсмічним скидом з амплітудою до 500 м із західним нахилом від опущеного блоку III свердловини № 103, зі сходу – за геологічними відомостями скидом з амплітудою 100-150 м східного нахилу від опущеного блоку I свердловини № 100/101. Габарити блоку II в межах цих дислокацій та контуру "підшови" діапiра становлять  $550 \times 600$  м, височина понад 100 м.

Блок II досліджений свердловиною № 107 до позначки 5250 м з повним розкриттям пластів К-1 – К-3 ( $C_3^2$ ). Промислова газonosність блоку підтверджена за підсумками випробування пласта К-3 ( $C_3^2$ ). Газonosним у блоці за підсумками ГДС є пласт Г-13 ( $C_3^3$ ).

Блок III свердловини № 103 по відбиваючому горизонту  $Va_1$  ( $C_3$ ) прилягає із заходу до найбільш піднесеного блоку свердловини № 107 та відокремлений від нього сейсмічним радіальним тектонічним розломом з амплітудою до 500 м. Блок III з півночі екранований "підшовою" соляного діапiра, з півдня – "тильним" розривом з амплітудою 50-100 м, із заходу – за геологічними відомостями розривом зі східним нахилом з амплітудою до 220 м, який

розкритий у свердловині № 200 Тарасівській. У свердловині № 200 під нижньопермським ерозійним зрізом розлом розкритий на позначці 5070 м, по якому відсутній пласт Г-11 та верхня ділянка пласта Г-12 Габарити III блоку становлять 1100 × 600 м, височина понад 100 м.

В опущеному блоці III свердловини № 103 у підрозмивній ділянці розрізу під меліхівським комплексом нижньої пермі наявні картамиські нашарування верхнього карбону потужністю 70-85 м, які залягають на нашаруваннях  $C_3^3$ . Блок III у східній ділянці досліджений свердловиною № 103 до позначки 5450 м ( $C_3^3$ ). Промислова нафтоносність Блоку підтверджена за підсумками випробування пласта Г-13 ( $C_3^3$ ) у свердловині № 103. Газонасиченими за відомостями ГДС у свердловині є пласти Г-10, Г-11, Г-12. У західній ділянці блоку III при випробуванні пластів Г-10 ( $C_3^3$ ), Г-6 ( $C_3kr$ ), А-8, А-7 ( $P_1kr$ ) у свердловині № 200 надходжень флюїду не одержано.

Блок IV (свердловини №№ 105/105 біс, 102) примикає зі сходу до піднесеного блоку I (свердловина № 100/101), від якого відокремлений радіальним сейсмічним розломом з амплітудою 350 м, зі східним нахилом площини скидача. Блок IV екранований "підощвою" соляного діапiра з півночі та з північного заходу, по нахилу – з півдня, південного сходу – "тильним" субпаралельним діапiру розривним сейсмічним розломом з амплітудою 50 м, з північного сходу – сейсмічним розривом. Габарити IV блоку становлять 3000×350 м, височина понад 50 м.

В опущеному блоці свердловин №№ 105/105 біс, 102 у підрозмивній ділянці розрізу під меліхівським комплексом нижньої пермі поширені картамиські нашарування верхнього карбону потужністю від 148 до 161 м, які перекривають нашарування  $C_3^3$ . У західній ділянці блоку розріз досліджений свердловиною № 105 біс до позначки 5305 м (пласт Г-12,  $C_3^3$ ), у центральній – свердловиною № 102 до позначки 5210 м (пласт Г-11,  $C_3^3$ ). При випробуванні у свердловинах № 105 біс у відкритому стовбурі пластів А-8 ( $P_1kr$ ), Г-10, Г-12 ( $C_3^3$ ) та № 102 в колоні пласта Г-10 надходжень флюїду не одержано.

Сейсмічні радіальні скиди східного та західного нахилу, які екранують відповідно зі сходу та заходу I та II приштокові блоки, на рівні відбиваючого горизонту Va1 (C<sub>3</sub>) простежуються за "тильним" розломом у південному напрямку та поступово в районі свердловин №№ 1, 2 згасають. При цьому вони обмежують V, VI, VII структурно-тектонічні блоки, височина яких не сягає 50-100 м. блоки лімітовані по нахилу ізогіпсами -5250 м у східній; -5350 м у центральній та західній частинах південно-східної приштокової області Тарасівського діапiра.

На зануренні західного (VI) та центрального (V) структурно-тектонічних блоків пробурені відповідно свердловини № 1 та № 2 Карлівські. При випробуванні у відкритому стовбурі в свердловинах № 1 пласта Г-11 (C<sub>3</sub><sup>3</sup>) та № 2 пластів Г-12 (C<sub>3</sub><sup>3</sup>), А-5 (P<sub>1svt<sup>nk</sup></sub>) надходження флюїду не одержано. У св. № 2 при випробуванні у відкритому стовбурі пласта А-2 (P<sub>1br<sup>sl</sup></sub>) одержано надходження газу дебітом 6172 м<sup>3</sup>/д.

Отже, першочерговими перспективними об'єктами по верхньокам'яновугільних нашаруваннях є приштокові блоки I (св. № 100/101) та III (св. № 103), які екрановані радіальними сейсмічними та геологічними скидами з амплітудами відповідно 350-500 м та 100-220 м, а також – "тильним" субпаралельним діапiру розломом скидового типу з амплітудою від 30-130 м по нижньопермських (вапняк Q8) до 50-500 м по верхньокам'яновугільних нашаруваннях.

### **1.3.3. Нафтогазоносність**

Іллінське нафтогазоконденсатне родовище територіально знаходиться у центральній частині приосьової зони південно-східного борту Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Воно належить до Машівсько-Шебелинського нафтогазоносного регіону, що визначає його значний вуглеводневий потенціал.

У 2000-му році розвідувальною буровою свердловиною № 100/101 Іллінською виявлено газоконденсатні поклади у пластах Г-11, Г-12 араукаритової серії верхньокарбонового віку. Це відбулося в обставинах

найвище піднятого за вібдиваючим горизонтом VIg2 (P<sub>1nk</sub>) першого блоку. Ресурси газу категорії С1 для продуктивних горизонтів Г-11, Г-12 затверджено на державному обліку обсягом 1477 мільйонів кубометрів. У дослідно-промислову експлуатацію (ДПР) поклад введено 2001-го року по продуктивних рівнях Г-11, Г-12, котрі розробляються спільно як єдиний об'єкт видобутку. Стартовий пластовий тиск в покладах становив 54,3 МПа.

У 2005-му році під час випробування горизонту Г-13 у свердловині № 103 встановлено нафтове скупчення пластового типу. Цей поклад по підняттю шарів екранується "ніжкою" Тарасівського соляного діапіра. Запаси сировини категорії С1 були взяті на баланс по горизонту Г-13 обсягом 84 тисячі тонн геологічних та 10 тисяч тонн видобувних. Нафтовий поклад Г-13 освоюється згідно з проектними документами ДПР.

У 2010-му році ДКЗ України підтвердила запаси вуглеводнів (ВВ) Іллінського НГКР по продуктивних горизонтах А-2 (P<sub>1sl</sub>), А-4, А-5 (P<sub>1nk</sub>), А-8 (P<sub>1kr</sub>), Г-4 (C<sub>3kr</sub>), Г-10 – Г-13 (C<sub>3</sub><sup>3</sup>) станом на 01.01.2010 р. Поклади ВВ асоційовані з тектонічно та літологічно екранованими пастками. У теригенних відкладах пермського – верхньокарбонівського віку (P<sub>1</sub> – C<sub>3</sub><sup>3</sup>) колекторськими властивостями володіють пісковики, інколи алевроліти, з граничними параметрами пористості – 8,5 %, проникності –  $0,9 \times 10^{-15}$  м<sup>2</sup>, насиченості нафтою та газом – 51 %.

Початкові обсяги ВВ на родовищі складають: "сухого" газу кат. С1 – 198 млн м<sup>3</sup>; видобувного газу – 192 млн м<sup>3</sup>; конденсату кат. С1 – 41 тис.т; видобувного – 24 тис.т. Запаси кат. С2: "сухого" газу 286 (250) млн м<sup>3</sup>; конденсату – 59 (36) тис.т; нафти – 193 (13) тис.т. Ресурси "сухого" газу по кат. С2 (332) – 394 млн м<sup>3</sup>; конденсату – 84 тис.т. Поточні запаси на 01.01.2011 року: газу – кат. С1 – 76/70 млн м<sup>3</sup>; кат. С2 – 286/250 млн м<sup>3</sup> та 394 млн м<sup>3</sup> (332); конденсату – кат. С1 – 25/8 тис.т; кат. С2 – 59/36 тис.т та 84 тис.т (332); нафти – кат. С2 – 193/13 тис.т. Видобуток з початку освоєння на 01.01.2011 р.: газу – 122 млн м<sup>3</sup>; конденсату – 16 тис.т.

В межах ліцензійної території Іллінського родовища на 01.01.2012 року пробурено пошукові свердловини №№ 100/101, 102, 103, 107 Іллінські, 1 та 2 Карлівські, та розвідувальну № 105/105 біс Іллінські. На площі, що примикає із заходу, пробурено свердловину № 200 Тарасівська. На основі 3D сейсміки, моніторингу та даних нових глибоких свердловин №№ 200 Тарасівська, 107 Іллінська, створено уточнену геологічну модель Іллінського родовища для верхньокам'яновугільних відкладів (горизонт Va1).

Згідно з цією моделлю, у південно-східній приштоковій зоні Тарасівського діапiра виокремлено чотири тектонічні блоки на різних гіпсометричних рівнях, екрановані "тильним" розломом. У межах найвищого блоку II (св. № 107) підраховано запаси газу категорії С2 по новому горизонту К-3 авіловської світи. Горизонт К-3 (С<sub>3</sub><sup>2</sup>) розкритий лише свердловиною № 107 в умовах окремого, найбільш піднятого горстоподібного блоку. За інтерпретацією ГДС та даними УкрНДІгазу, в К-3 виділено три газонасичені пісковикові пласти загальною потужністю 12 м в інтервалах: 5189,8-5196,2 м ( $h_{\text{еф.газ}} = 4,2$  м, пористість – 8,1 %, нафтонасиченість – 72 %); 5198,6-5200,8 м ( $h_{\text{еф.газ}} = 2,2$  м, пористість – 7,6 %, нафтогазонасиченість – 72,5 %); 5203-5206,4 м ( $h_{\text{еф.газ}} = 2,4$  м, пористість – 8 %, нафтогазонасиченість – 70 %).

При випробуванні К-3 (С<sub>3</sub><sup>2</sup>) у св. № 107 (інтервали 5206-5190 м) отримано промисловий приплив: газ  $Q_{\text{г4}} = 44$  тис.м<sup>3</sup>/добу, конденсат  $Q_{\text{к4}} = 6,827$  м<sup>3</sup>/добу, потенційний вміст конденсату 147,9 т/млн м<sup>3</sup>. Це дозволило у 2011 р. прийняти на баланс запаси газу: загальні (122+222) – 24 млн м<sup>3</sup>; видобувні (122) – 23 млн м<sup>3</sup>; конденсату – 4 тис.т; видобувні – 3 тис.т. Поклад є газоконденсатним, пластового типу, екранований "ніжкою" штоку з півночі, тектонічними порушеннями із заходу та сходу, а з півдня – НГВП на глибині 5206,4 м (абс. відм. -5046,4 м), що відповідає підшві газоносного пласта К-3. Мольна частка "сухого" газу К-3 – 0,994. Пластовий тиск (на 5198 м) – 57,04 МПа, температура – +108° С.

Горизонт К-2 (С<sub>3</sub><sup>2</sup>) розкритий свердловинами № 200 Тарасівська та № 107 Іллінська (Додаток 3). У св. № 200 в К-2 виділено сім пластів ущільнених

слабогазонасичених пісковиків (5418,2-5502,8 м), пористість 2,5-8,5 %, газонасиченість 62-80 %. Керн: пористість 4,4-4,7 %, проникність  $<0,11 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . Випробування К-2 (5400-5550 м) припливу не дало. У св. № 107 в К-2 виявлено чотири пласти слабогазонасичених пісковиків (4979,6-5013,0 м), пористість 5-6 %, загальна потужність 8,2 м.

Горизонт К-1 ( $C_3^2$ ) розкритий тими ж свердловинами. У св. № 200 в К-1 – пласт ущільненого газонасиченого пісковика (5276,8-5282,4 м), пористість 8,5-10,5 %, газонасиченість 65-70 %, потужність 5,6 м. Випробування (5283-5277 м) припливу не дало. У св. № 107 в К-1 – газonosний пісковик (4837,6-4844,4 м),  $h_{\text{ef.газ}} = 3$  м, пористість 10,5 %, нафтогазонасиченість 76 %.

Горизонт Г-13 ( $C_3^3$ ) розкритий св. № 103, № 107 Іллінськими, № 200 Тарасівською. Містить нафтовий поклад у блоці св. № 103: шість нафтонасичених пісковикових пластів (5414,85437,0 м), сумарна ефективна нафтонасичена потужність 12,8 м, пористість 9,5-13,5 %, нафтонасиченість 55-66 %. Випробування Г-13 (5399-5440 м) дало слабкий приплив газу. Після перфорації та СКО (5438-5409 м) отримано нафту 9,5 м<sup>3</sup>/добу та газ 1,4 тис.м<sup>3</sup>/добу (4 мм штуцер). НГВП – на глибині 5437 м (-5227,2 м). На захід (св. № 200) властивості Г-13 погіршуються: чотири ущільнені слабогазонасичені пісковики (5129,0-5197,6 м), пористість 4-11 %, газонасиченість 56-60 %. Випробування (5198-5129 м) припливу не дало. У св. № 107 в Г-13 (4704,0-4711,2 м) – газонасичені пісковики/алевроліти (пористість 8-9 %) та чотири інтервали газonosних пісковиків (4722,0-4804,0 м) з  $h_{\text{ef.газ}}$  до 30 м, пористістю 11-17 %, нафтогазонасиченістю 80-0 %. УКГ по св. № 107 – на глибині 4804 м (-4645,08 м).

Горизонт Г-12 ( $C_3^3$ ) розкритий у більшості свердловин, у св. № 107 – випадає. Містить газоконденсатний поклад у блоці св. № 100/101: десять газонасичених пісковикових пластів (4732,4-4767,6 м), сумарна  $h_{\text{ef.газ}}$  30,6 м, пористість 10,5-14 %, газонасиченість 78-89 %. Випробування (4732-4775 м) дало газ 285,7 тис.м<sup>3</sup>/добу, конденсат 122 м<sup>3</sup>/добу. НГВП – на 4767,6 м. У св. № 103 Г-12 – п'ять газонасичених пісковикових пластів (5235,0-5272,0 м), сумарна

$h_{\text{эф.газ}}$  8,2 м, пористість 9,5-11 %, газонасиченість 52-57 %. НГВП – на 5272,0 м (-5062,3 м). На захід (св. № 200) властивості Г-12 погіршуються. У св. № 2 Карлівська (Додаток 4) в Г-12 – два ущільнені газонасичені пласти. У св. № 105 біс Г-12 випробувано безрезультатно, хоча ГДС вказує на газонасиченість.

Горизонт Г-11 ( $C_3^3$ ) розкритий усіма свердловинами на ділянці. Містить газоконденсатний поклад у блоці св. №№ 100/101, 107. У св. № 100/101 – сім газонасичених пісковикових пластів (4648,6-4685,2 м), сумарна  $h_{\text{эф.газ}}$  18,4 м, пористість 9,5-16 %, газонасиченість 58-79 %. Випробування (4686-4647 м) дало газ 31 тис.м<sup>3</sup>/добу, конденсат 11 м<sup>3</sup>/добу. НГВП – на 4685,2 м. У св. № 107 у верхній частині Г-11 – газонасичений пісковик (4686,0-4692,0м). Г-11 газонасичений у св. №№ 103, 105 біс, ущільнений газонасичений – у св. № 1 Карлівській, щільний – в інших.

Горизонт Г-10 ( $C_3^3$ ) розкритий усіма свердловинами. За ГДС, ущільнений газонасичений у св. №№ 102, 103, 105 біс, слабогазонасичений – у св. № 200, щільний – в інших. У св. № 102 – п'ять ущільнених газонасичених пісковикових пластів (5086,0-5099,6 м), сумарна  $h_{\text{эф.газ}}$  7,2 м. Випробування (5096-5086 м) припливу не дало. Аналогічна ситуація у св. № 105 біс. У св. № 103 в Г-10 – два тонкі газонасичені пласти. НГВП – на 5114 м. Горизонти Г-7, Г-8, Г-9 ( $C_3^3$ ) представлені тонкими ущільненими пластами, випробування яких були безуспішними. У картамиських відкладах (св. № 200) горизонт Г-6 дав слабе виділення газу.

Горизонт А-8 ( $P_1kr$ ) випробуваний негативно у св. № 105 біс та № 200, хоча ГДС вказує на газонасиченість. У хомогенних відкладах микитівської світи (св. № 1 Карлівська) у горизонтах А-4, А-5 виявлені ущільнені газонасичені карбонатні пісковики. Горизонт А-2 брянцівської ритмопачки (св. № 2 Карлівська) при випробуванні дав приплив газу до 6,172 тис.м<sup>3</sup>/добу. За ГДС, представлений газонасиченими вапняками/доломітами. НГВП – на 3626,6 м

Згідно з геологічною моделлю та затвердженими запасами, перспективи нафтогазоносності пов'язані з горизонтами Г-10, Г-11–Г-13 у блоці св. № 103, та Г-12 у блоці св. № 2 Карлівської. За аналогією зі Східно-Полтавським ГКР,

перспективи глибокозалягаючих відкладів пов'язані з горизонтами К-6 (ісаївська світа) та М-1 (московський ярус), де отримано промислові припливи газу. Колекторами там є пісковики з хорошою пористістю та газонасиченістю.

Таким чином, першочерговими перспективними об'єктами по верхньокам'яновугільних відкладах є приштокові блоки I (св. № 100/101) та III (св. № 103). Перспективи у блоці I пов'язані з горизонтами Г-13 ( $C_3^3$ ), К-1 – К-5 ( $C_3^2$ ), К-6 ( $C_3^1$ ), М-1 ( $C_2m$ ). Блок III (св. № 103) є перспективним по горизонтах Г-10, Г-11, Г-12, Г-13 ( $C_3^3$ ), К-1 – К-3 ( $C_3^2$ ).

#### 1.3.4. Гідрогеологічна характеристика

Іллінське нафтогазоконденсатне родовище в гідрогеологічному плані розташоване у центральньо-південно-східному секторі зануреної частини Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну [10]. У межах родовища цілеспрямованих гідрогеологічних досліджень у процесі буріння пошукових і розвідувальних свердловин не проводилося. Зокрема, у свердловинах, які пройшли продуктивні горизонти Г-11, Г-12, Г-13 ( $C_3^3$ ), К-3 ( $C_3^2$ ), водоносні пласти не були виявлені. Тому для аналізу були залучені дані із сусідніх ділянок – Машівського, Розпашнівського родовищ і навколишніх площі.

Згідно з концепцією вертикального поділу гідрогеологічної будови ДДЗ, сформованою в УкрНДІгазі, у геологічному розрізі родовища виділяють два основні гідрогеологічні горизонти - верхній (інфільтраційного походження) та нижній (седиментаційного генезису). За цією моделлю продуктивні поклади верхньокам'яновугільного віку асоціюються з елізійним рівнем другого седиментогенного ярусу, нижню межу якого формує ізотерма температурою 110 °С.

До верхнього інфільтраційного поверху належать водоносні системи, що приурочені до антропогенових, неогенових, палеогенових та крейдових відкладів. Найбільш мілко залягаючі горизонти з прісними водами асоціюються з пісковими пластами новопетрівсько-берекської, межигірсько-обухівської та буцацько-канівської гідрогеологічних систем. Найперспективнішими для

технічного та господарського водозабезпечення є межигірсько-обухівський і бучацько-канівський водоносні пласти, які залягають відповідно на глибинах 55–120 м і 230–305 м. Товщина водовмісних шарів варіює в межах 0,5–30 м. Максимальні дебіти свердловин становлять 120–360 м<sup>3</sup>/добу. Води цих горизонтів характеризуються мінералізацією 0,5–1,7 г/л та мають натрієвий гідрокарбонатно-сульфатний або гідрокарбонатно-хлоридний склад.

Нижче, під водотривкою товщею крейдових мергелів, локально розповсюджений сеноман-нижньокрейдний водоносний пласт, сформований гравелітними та дрібнозернистими пісками з вкрапленнями глин і пісковиків. Перекриття товщі здійснюється крейдовими та мергелевими водотривкими породами, завдяки чому формуються напірні умови залягання вод. За своїм іонно-сольовим складом підземні води цієї товщі належать до гідрокарбонатно-хлоридних натрієвих із мінералізацією до 2 г/л.

Перераховані водоносні системи, що простягаються до глибин 550–800 м, входять до верхнього гідрогеологічного ярусу. Вони містять маломінералізовану воду, придатну для технічного і господарського використання. Завдяки високій пористості та проникності порід ці горизонти легко вбирають сторонні рідини. Тому зона активного підземного водообміну вимагає особливих умов захисту від потенційного забруднення під час буріння свердловин та експлуатації родовища.

Глинистий покрив верхньої юри виконує роль регіонального ізоляційного екрана, що розмежовує верхній та нижній гідрогеологічні поверхи. Нижній ярус включає більш глибоко залягаючі водоносні системи: середньоюрські, тріасові, нижньопермські, верхньокам'яновугільні й середньокам'яновугільні.

В межах цього ярусу прийнято виділяти два субгоризонти: елізійний, розташований вище температурного рубежу 110 °С, і термодегідратаційний – глибше ізотерми 120 °С. Їх відокремлює зона з ущільненими, цементованими осадовими породами, насиченими продуктами термального розкладу мінералів – так званий катагенетичний гідроізолятор.

Описані під'яруси різняться фізико-хімічними характеристиками. В елізійній зоні флюїдний тиск формується за рахунок ущільнення глинистих порід, а рух води переважно боковий і висхідний. Тут зберігаються первинно-порові типи колекторів. У термодегідратаційному під'ярусі гірські породи характеризуються високим ступенем катагенезу, а колектори набувають тріщинного або комбінованого типу. Тут флюїдний тиск обумовлений термодегідратацією глинистих мінералів, а потік води – переважно вертикальний. Ця зона тісно пов'язана з проявами аномально високих пластових тисків (АВПТ) та гідрохімічною інверсією.

Геотермічні розрахунки свідчать, що КФУ у межах родовища може залягати на глибинах від 5625 до 6245 м. Отже, більшість продуктивних горизонтів Іллінського родовища розташовані у межах елізійного ярусу або у верхній частині ізоляційної зони.

Щодо більш глибоких горизонтів – серед юрських пластів найбільш значимими є верхньобатський та бат-байоський. Вони характеризуються наявністю хлоридно-натрієвих вод із підвищеною мінералізацією (6,1–50 г/л), що може надавати їм лікувального потенціалу.

Дані по сусіднім Машівському та Розпашнівському родовищах, що межують з досліджуваною ділянкою, вказують на високу водонасиченість тріасового водоносного комплексу. Припливи води з піщаних горизонтів можуть сягати 100–500 м<sup>3</sup>/доба і більше. Ці води напірні, з мінералізацією 85–130 г/л, мають натрієво-хлоридний склад. З мікрокомпонентів зафіксовано вміст йоду до 1,4 мг/л, бору – 2,2–8,1 мг/л, бромю – 80–240 мг/л. Високий рівень ізоляції цього комплексу та наявність порід-колекторів роблять його потенційним для захоронення технічних і супутніх вод, які отримуються під час газовидобутку.

Соляні утворення девону у структурі Тарасівського штоку, а також хомогенні пласти нижньої пермі слугують регіональними покривками для нафтових і газових скупчень. Проте у деяких місцях у межах хомогенного комплексу зустрічаються локальні, обмежені за просторовим поширенням проникні об'єкти. Вони стратиграфічно належать до підбрянцівської та

святогорської ритмопачок слов'янської й микитівської світ, не впливають на гідродинаміку покладів і не формують самостійного водоносного комплексу.

Під час випробувань у межах Розпашнівського родовища у свердловинах № 9, 12, 81 були зафіксовані слабкі припливи вод із нижніх частин підбрянцівської ритмопачки. Максимальні дебіти не перевищували 3 м<sup>3</sup>/добу, що свідчить про обмежену продуктивність цих інтервалів.

Комплекс водоносних горизонтів нижньопермського та верхньокам'яновугільного віку представлений пісковиками й алевролітами, розділеними прошарками глин, аргілітів та вапняків. У межах Розпашнівського ГКР ця товща поділяється на дві зони – з незначним та підвищеним водонасиченням. У верхній частині пластів картамиської світи фіксуються мінімальні припливи (1–2 м<sup>3</sup>/доба), натомість у нижніх горизонтах у межах карбону дебіти зростають до 100 м<sup>3</sup>/добу й більше.

На сусідньому, Машівському ГКР у свердловині № 100 біс при випробуванні горизонтів К-4 та К-6 отримано припливи пластових вод із пористістю 7–9 %. Загалом ці води характеризуються високою мінералізацією (218–337 г/л), густиною 1,15–1,23 г/см<sup>3</sup> і належать до хлоридно-кальцієвого типу. В них фіксується значна кількість мікроелементів – йоду, бромю, бору, заліза, амонію.

Окрему роль відіграє середньокам'яновугільний водоносний комплекс, що регіонально поширений у межах ДДЗ. На Іллінському родовищі він прогнозується у перехідній зоні між елізійним і термодегідратаційним під'ярусами. У цій частині розрізу суттєво змінюється не лише гідрогеохімічна характеристика вод, а й взаємодія флюїд-середовище-органічна речовина-вуглеводні. Це створює сприятливі передумови для акумуляції й збереження покладів вуглеводневої сировини.

#### **1.4 Висновки до розділу 1**

1. Досліджено І блок Іллінського нгкр, що розташований у південно-східній приштовковій зоні Тарасівського соляного штоку та являє

собою структурно-тектонічну пастку комбінованого типу. Згідно з даними сейсмозвідки 3D, блок є припіднятою структурою, обмеженою з півночі «ніжкою» соляного штоку, а з інших боків — системою розривних порушень. Його геометричні параметри (приблизно  $550 \times 400$  м, амплітуда підняття — близько 50 м) свідчать про сприятливі умови для акумуляції вуглеводнів.

2. Цільовими об'єктами є глибокозалягаючі горизонти карбону: Г-13 (араукаритова світа), К-1 – К-6 (авіловська та ісаївська світи), М-1 (московський ярус). Промислова нафтогазоносність цих рівнів доведена на сусідніх блоках Веснянського НГКР та на аналогічних родовищах. Передбачається, що колектори представлені пісковиками й алевролітами з поровою або порово-тріщинною порожнистістю. Їхні фільтраційно-ємнісні властивості (пористість 7–17%, проникність  $(0.1–10) \times 10^{-15}$  м<sup>2</sup>) є сприятливими для формування покладів.

3. Герметизацію покладів забезпечують товсті пачки аргілітів, глин та соленосних порід. Цільові горизонти залягають на глибинах 4800–5950 м, у межах головної зони нафто- та газоутворення. Прогнозовані пластові температури становлять 95–113 °С, тиски — близькі до гідростатичних або слабоаномальні з коефіцієнтом аномальності 1,13–1,17. Враховуючи характеристики колекторів, наявність пастки й доведену нафтогазоносність регіону, очікується виявлення газоконденсатних і, можливо, нафтових покладів.

4. Розміщення свердловини № 110 в апікальній частині структури є оптимальним для перетину всіх цільових горизонтів. Дані попереднього буріння (зокрема свердловини № 100/101, що експлуатує горизонти Г-11 та Г-12) підтверджують наявність шляхів міграції та умов для формування покладів.

Таким чином, перший блок Іллінського НГКР є високоперспективною ділянкою для виявлення нових скупчень вуглеводнів. Наявність сприятливих геолого-структурних, літолого-фаціальних і термобаричних чинників дає підстави вважати буріння свердловини № 110 обґрунтованим і перспективним.

## 2. ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВЕ ОБГРУНТУВАННЯ

### 2.1. Об'єм проєктних робіт

Основною метою проведення дорозвідки Іллінського нафтогазоконденсатного родовища є уточнення перспектив вуглеводневих скупчень, а саме природнього газу у верхньокам'яновугільних відкладах першого приштокового блоку, зокрема в межах продуктивних, за аналогією з сусідніми свердловинами, газоносних горизонтів М-1, К-1 – К-6 ( $C_3^2$ ,  $C_3^1$ ), а також Г-10 – Г-13 ( $C_3^3$ ).

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні задачі:

- дослідити геологічну будову першого приштокового блоку Іллінської площі у межах пізньокам'яновугільного розрізу;
- здійснити аналіз та інтерпретацію даних буріння, каротажу, ГДС, результатів випробувань;
- охарактеризувати літолого-стратиграфічні параметри відкладів  $C_3^1$ – $C_3^3$ , виділити продуктивні горизонти та покришки;
- оцінити нафтогазоносний потенціал і ступінь насиченості пластів-колекторів;
- провести порівняльний аналіз отриманих даних із сусідніми нафтогазоносними ділянками (Машівське, Розпашнівське родовища);
- надати попередню оцінку геолого-промислових параметрів для визначення доцільності постановки додаткових геологорозвідувальних робіт.

Методика роботи базується на комплексному аналізі літературних джерел, архівних геолого-геофізичних матеріалів, побудові стратиграфічної схеми розрізу, а також застосуванні літолого-петрографічного опису продуктивних товщ.

Об'єм досліджень охоплює теоретичну частину (збір, аналіз та систематизація геолого-геофізичних даних), лабораторну (обробка петрофізичних показників, характеристика колекторів) та практичну – підготовка картографічних та стратиграфічних схем для узагальнення отриманих результатів.

### **2.1.1. Обґрунтування постановки робіт в межах I блоку**

Необхідність проведення пошукового буріння в межах першого приштокового блоку Іллінської площі зумовлена наявністю сприятливих геологічних, нафтогазоносних та інфраструктурних передумов. Іллінське НГКР розташоване у межах південно-східної приштокової зони Тарасівського соляного штоку – нафтогазоносної структурної області з доведеною промисловою продуктивністю. Поруч знаходяться відомі розвідані родовища – Машівське, Розпашнівське, Східно-Полтавське, що підтверджує регіональну перспективність території.

У межах блоку I виявлено структурне підняття, яке за результатами геологічного, буріння і сейсмічних робіт, являє собою локальну антиклінальну структуру, літологічно екрановану. Структура встановлена та деталізована за результатами сейсміки 3D, її розміри дозволяють сформувати ізольовану пастку для вуглеводнів у межах глибокозалягаючих теригенних горизонтів.

Промислова газоносність доведена у сусідніх свердловинах № 107 (горизонт К-3) і № 100/101 (горизонти Г-11 і Г-12), що підтверджує наявність дієвих покришок та перспектив колекторів. У геологічному розрізі присутні продуктивні верхньокам'яновугільні порід комплекси ( $C_3^3-C_3^1$ ) та середньокам'яновугільного ярусу ( $C_{2m}$ , горизонт М-1), які на аналогічних площах регіону демонструють стабільну насиченість газом. Породи-колектори представлені переважно дрібнозернистими та середньозернистими пісковиками та алевролітами з глинистими цементами. Флюїдотрив – це глинисті пачки потужністю 20–35 м, які забезпечують ефективну ізоляцію покладів.

З огляду на характер пастки (структурна, тектонічно ускладнена, літологічно екранована), тип очікуваних покладів – пластові, переважно газові з потенційною наявністю газоконденсату. Вірогідною є багатоярусність покладів із незалежними флюїдонасиченими об'єктами у горизонтах Г-13, К-1 – К-5, К-6, М-1. Наявність діючих свердловин забезпечує зниження ризиків при реалізації пошукових робіт.

Запланована свердловина № 110 є пошуковою, незалежною, вертикального буріння, проектується на глибину 5950 м.

Проблема, котру вирішує свердловина - підтвердження перспективності першого приштокового блоку в горизонтах Г-11, Г-12, а також провести розвідку глибших горизонтів Г-13 ( $C_3^3$ ), К-1 – К-5 ( $C_3^2$ ), К-6 ( $C_3^1$ ), М-1 ( $C_2m$ ). Свердловина закладається в апікальній частині структури, за 200 м на південний схід від свердловини № 100/101 і за 380 м на південний схід від свердловини № 107.

Загальний обсяг буріння складає 5950 м, досліджуваним є інтервал від сучасних четвертинних порід до порід верхнього карбону, московського ярусу включно. Отримані дані будуть критично важливими для оцінки потенціалу площі та подальшого переходу до етапу детальної дорозвідки.

### **2.1.2. Система розміщення свердловин**

Вибір системи розміщення № 110 свердловини для дорозвідки І блоку Іллінського НГКР, ґрунтується на комплексній оцінці особливостей геологічної будови площі. Родовище характеризується складною блоковою тектонікою, зумовленою впливом Тарасівського соляного штоку. Це призводить до формування численних структурно-тектонічних пасток комбінованого типу, обмежених як поверхнею соляного тіла, так і різноспрямованими розривними порушеннями. Розміри цих блоків варіюють, а структурні плани по різних стратиграфічних рівнях можуть суттєво відрізнятися. Породи-колектори у цільових відкладах верхнього та середнього карбону представлені переважно

теригенними різновидами, такими як пісковики та алевроліти, для яких характерна значна фаціальна мінливість та неоднорідність фільтраційно-ємнісних властивостей. Очікувані типи покладів включають пластові, тектонічно та літологічно екрановані.

Враховуючи зазначені геологічні особливості, для розвідки I блоку, де планується буріння свердловини № 110, обрана система точкового розміщення пошукових свердловин (Додато 2) з можливістю подальшого переходу до ущільнювальної системи розвідки у разі отримання позитивних результатів. Першочерговим завданням є підтвердження продуктивності глибокозалягаючих горизонтів у найбільш припіднятій та структурно сприятливій частині виділеного блоку. Такий підхід дозволяє на початковому етапі мінімізувати ризики та отримати ключову інформацію про нафтогазоносність нових об'єктів.

Свердловина № 110 є першою у черзі буріння в рамках даного проекту дорозвідки на Іллінському НГКР.

Категорія свердловини визначена як пошукова. Її залежність класифікується як незалежна, оскільки свердловина закладається з метою вивчення нових, глибше залягаючих перспективних горизонтів, а саме Г-13, К-1 – К-6, М-1, у межах I блоку, де вже встановлена продуктивність вищезалягаючих горизонтів Г-11 та Г-12 свердловиною № 100/101. Мета свердловини полягає в основному у пошуках нових промислових покладів вуглеводнів у відкладах верхнього карбону, що включають араукаритову, авіловську, ісаївську світи, та середнього карбону, зокрема московський ярус. Також свердловина має на меті уточнити геологічну будову I блоку на більших глибинах, вивчити літолого-фаціальні особливості та фільтраційно-ємнісні властивості цільових горизонтів, та отримати дані для оцінки їх ресурсного потенціалу. Місцеположення свердловини на структурі та її прив'язка наступні: свердловина № 110 проектується в апікальній, найбільш припіднятій частині Блоку I, згідно з даними структурної карти по відбиваючому горизонту  $Va_1 (C_3)$ . Її устя розташоване приблизно за 200 метрів на південний схід від устя експлуатаційної свердловини № 100/101 та за 380 метрів на південний схід від

устя свердловини № 107, яка розташована в сусідньому II блоці та підтвердила продуктивність горизонту К-3. Таке розташування дозволяє перевірити продуктивність нижчезалягаючих горизонтів у найбільш сприятливих структурних умовах, мінімізуючи ризики непродуктивного буріння. Проектна глибина свердловини становить 5950 метрів, а проектним горизонтом, тобто вибоєм, є горизонт М-1, що належить до московського ярусу середнього карбону (С<sub>2m</sub>).

Завдання, що розв'язуються свердловиною № 110, включають, по-перше, підтвердження наявності пастки, або склепіння, і відкриття покладу, що є основним завданням, яке полягає у перевірці наявності ефективних структурно-тектонічних та літологічних пасток у цільових горизонтах Г-13, К-1 – К-6, М-1 та, у разі успіху, відкритті нових промислових покладів газу, конденсату або нафти. По-друге, це уточнення геологічної будови площі шляхом отримання нових даних для деталізації стратиграфічного розчленування розрізу, вивчення літологічного складу, товщин, умов залягання та взаємовідношення відкладів верхнього та середнього карбону в межах I блоку. По-третє, це вивчення колекторських властивостей продуктивних горизонтів, їх фаціальної витриманості та границь виклинювання, що передбачає детальне дослідження за даними ГДС та керн фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів та оцінку їх мінливості. По-четверте, це вивчення характеристик пластових флюїдів, що у разі отримання припливів, включає відбір проб для визначення їх повного фізико-хімічного складу. По-п'яте, це оконтурювання покладів, зокрема розкриття контактів, хоча це завдання більше характерне для розвідувальних свердловин, дані свердловини № 110 нададуть першу інформацію про можливе положення флюїдних контактів. По-шосте, це вивчення і уточнення фізичних характеристик розрізу, таких як щільність порід, їх акустичні та електричні властивості, що необхідно для калібрування даних геофізичних досліджень.

Результати буріння та випробування свердловини № 110 матимуть вирішальне значення для подальшого планування геологорозвідувальних робіт

не тільки в межах Блоку I, але й на інших аналогічних структурах Іллінського НГКР, пов'язаних з глибокозалягаючими горизонтами карбону.

### **2.1.3. Промислово–геофізичні дослідження**

Комплекс промислово-геофізичних досліджень [19] у пошуковій свердловині №110 Іллінського нафтогазоконденсатного родовища реалізується з метою вивчення літолого-стратиграфічної будови розрізу, виділення продуктивних горизонтів, оцінки їх фільтраційно-ємкісних параметрів, типу і насичення колекторів, а також контролю технологічного процесу буріння. Обсяг робіт враховує геологічні особливості району буріння.

Дослідження передбачають проведення повного спектру методів каротажу і геофізичного контролю в усіх інтервалах розкриття, з особливим акцентом на перспективні комплекси верхнього карбону та московського ярусу верхнього карбону. В межах глибини до 4500 м, де розкриваються переважно теригенні і соленосні відклади, буде виконано скорочений комплекс вимірювань із кроком 500 метрів у масштабі 1:500 з перекриттям інтервалів 50 м. Замір інклінометрії проводиться з інтервалом кожні 25 м для контролю траєкторії стовбура свердловини.

Починаючи з глибини 4500 м, розпочинається детальне обстеження продуктивної товщі, де очікується нафтогазоносність. Дослідження тут проводитимуться у масштабі 1:500 та 1:200 з інтервалами 150-200 м і перекриттям 50 м. Основними методами є гамма-каротаж, нейтронно-гамма-каротаж, електричний каротаж, вимірювання питомого опору, акустичний каротаж, індукційний каротаж, кавернометрія, профілеметрія, термометрія, метод двох розчинів, метод щільнісного гамма-гамма-каротажу.

На всіх етапах проводиться запис геофізичних параметрів за допомогою кабелів з однією та багатьма жилами. Перед спуском обсадних колон повторюється комплекс досліджень, зокрема вимірювання питомого опору, гамма-каротажу та кавернометрії в масштабі 1:200 для уточнення положення продуктивних пластів. Після обсадження – через 10 днів, 1 місяць та 6 місяців –

здійснюється інтервальний нейтронно-нейтронний каротаж для контролю стану зони проникнення.

При виявленні потенційно продуктивних пластів здійснюється випробування приладами на кабелі або випробувачем пластів на трубах. У разі позитивного результату проводиться перфорація пластів кумулятивними перфораторами типу "Перфоратор кумулятивний секторний – 80", "Перфоратор кумулятивний секторний – 89" або вибухівкою "Динаміт – Нобель", із щільністю 12–18 отворів на один погонний метр, за даними радіоактивного каротажу та гамма-каротажу.

Для уточнення характеристик колекторів проводяться спеціалізовані методики: метод двох розчинів для оцінки тріщинної ємності порід, широкопластовий акустичний каротаж, щільнісний гамма-гамма-каротаж, повторні заміри електричних і нейтронних параметрів, а також кавернометрії. Усі ці дані дозволяють побудувати надійні геолого-геофізичні моделі та кореляційні схеми.

У процесі буріння виконується комплекс геолого-технічних досліджень. До нього входить контроль за циркуляцією промивної рідини, роботою доліт, бурового устаткування, що дозволяє запобігти ускладненням: поглинанням розчину, проявам газу, прихватам бурильного інструменту.

Геохімічний супровід буріння включає газовий каротаж промивної рідини та післябуровий аналіз шламу. Це дозволяє уточнити межі зон насичення флюїдами. У разі отримання припливу газу або нафти проводиться термодобітометрія у газовому середовищі для оцінки дебіту та характеристик пласта.

Контроль якості цементування обсадних колон виконується шляхом відбивки цементного кільця за допомогою електротермометра та методів акустичного і гамма-гамма-каротажу. Також, після кожного етапу цементування проводиться профілометрія або кавернометрія.

Для детальної оцінки геологічного розрізу, його щільності, електропровідності та швидкісних характеристик будуть проведені

сейсмокаротажні роботи, зокрема вертикальне сейсмічне профілювання, що дозволяє інтегрувати дані геофізичних досліджень із сейсмічною інформацією.

Всі геофізичні дані будуть оброблені за допомогою сучасного програмного забезпечення із застосуванням алгоритмів якісної та кількісної інтерпретації, що забезпечує точне визначення літолого-стратиграфічної побудови, виділення колекторів, оцінку насиченості і побудову достовірної геолого-геофізичної моделі свердловини.

#### **2.1.4. Відбір керна, шламу і флюїдів**

У проєкті буріння пошукової свердловини №110 на Іллінському нафтогазоконденсатному родовищі особливу увагу приділено відбору керна, шламу та пластових флюїдів, що є важливою складовою комплексного вивчення літолого-стратиграфічної побудови розрізу та підтвердження нафтогазоносності продуктивних горизонтів [22].

Свердловина №110 є глибокою, з проектною глибиною 5950 м, тому поглиблення здійснюється з урахуванням детального вивчення перспективної товщі, насамперед московського ярусу верхнього карбону та інших верхньокам'яновугільних відкладів. Основним цільовим об'єктом дослідження є горизонти М-1, К-1 – К-6 та Г-13. Відбір керна запланований у межах усіх перспективних інтервалів, де очікується нафтогазонасичення, а також у літологічно неоднорідних зонах, де спостерігається зміна фацій, наявність прошарків вапняків, доломітів, глин і теригенних утворень.

Відбір керна буде здійснюватися з глибини приблизно 4300 м до проектного дна свердловини, з максимальною концентрацією в інтервалі 4800–5950 м. Загальний запланований метраж відбору керна складає близько 250 м. Відбір проводиться за допомогою бурового снаряду з трубчастим кернозбирачем типу колонкового зразка із внутрішнім керноприймальним башмаком. Методика забезпечує мінімальне руйнування порід та збереження їх природної структури. Передбачається застосування кернозбирачів із перевертними башмаками для відбору слабозцементованих або тріщинуватих

порід. Інтервали кернування будуть адаптуватися залежно від геологічної складності ділянки, з урахуванням попередніх каротажних даних (див. таблицю 2.1) [23].

Шлам відбиратиметься по всій довжині розкриття розрізу свердловини з регулярною частотою: кожні 5 м у верхній частині свердловини до глибини 4500 м, і кожні 2 м у межах глибин 4500–5950 м. Така частота відбору шламу забезпечує належне детальне літологічне і геохімічне вивчення. Зразки шламу будуть направлені на лабораторне визначення мінералогічного складу, гранулометричного складу, присутності органічної речовини, а також для аналізу залишкових гідрокарбонатів, бітумів та інших компонентів, що свідчать про можливу присутність флюїдів.

Відбір пластових флюїдів (газу, нафти, пластових вод) передбачений у межах інтервалів розкриття горизонтів з ознаками нафтогазонасичення. Основними інтервалами для випробувань і відбору флюїдів є: горизонти Г-13 (приблизно 4800–4900 м), К-4 (5100–5200 м), К-6 (5300–5450 м) та горизонт М-1 (5500–5900 м). Відбір флюїдів планується здійснювати з використанням приладу відбору пластових флюїдів типу ВПН-7 (випробувач пластових насичень на трубах), який дозволяє виконати герметичне захоплення флюїду без забруднення промивною рідиною.

У разі отримання припливу флюїдів передбачено виконання відбору зразків для подальшого визначення фазового складу, вмісту мінеральних солей, газового компонентного складу, вмісту мікроелементів (бору, йоду, бромю, амонію, заліза) і фізико-хімічних параметрів – щільності, в'язкості, температури, тиску насичення тощо. Зразки пластових вод піддаються визначенню типу води, мінералізації, ступеня метаморфізму та коефіцієнта метаморфізації, що дозволяє з'ясувати геохімічні умови формування та ізоляції флюїдного середовища.

Таким чином, відбір керна, шламу та флюїдів у свердловині №110 виконується відповідно до цілей геологічного вивчення об'єкта та спрямований

петрографічним, геохімічним, палеонтологічним та палінологічним дослідженням.

Фізико-літологічна характеристика порід-колекторів передбачає визначення таких параметрів: об'ємна вага, коефіцієнт пористості, проникність, гранулометричний та мінералогічний склад, ступінь карбонатності, залишкова водонасиченість, тріщинуватість (включаючи її інтенсивність, орієнтацію, напрямок, зв'язність та характер заповнювача). У глинистих породах додатково визначатимуться карбонатність та зерновий склад. В карбонатних породах — вапняках і доломітах — обов'язково визначається ступінь заміщення кальциту доломітом, що значно впливає на фільтраційно-ємнісні властивості.

Петрографічні дослідження включають макроскопічне і мікроскопічне вивчення структури і текстури, встановлення мінерального складу, виявлення вторинних змін. Для цього передбачається виготовлення шліфів, аншліфів, поліровок.

Палеонтологічні та палінологічні дослідження проводяться з метою стратиграфічної діагностики, уточнення віку порід, ідентифікації фауни та флори. Планується вивчення макро- та мікрофауни, споро-пилкового матеріалу для стратиграфічної прив'язки зразків.

Геохімічні дослідження включають люмінісцентно-бітумінологічний аналіз, визначення вмісту органічної речовини, ступеня її катагенезу, потенціалу генерації вуглеводнів. Також виконуються елементний та ізотопний аналізи зразків порід.

Загальний обсяг досліджень кам'яного матеріалу на одну свердловину попередньо складає:

- визначення фізичних властивостей порід — 100 зразків;
- палеонтологічні та палінологічні аналізи — 50 зразків;
- літолого-петрографічні аналізи — 50 зразків;
- геохімічні дослідження — 50 зразків.

Загальна кількість — не менше ніж 250 зразків.

Окремим напрямом є дослідження пластових флюїдів, включаючи газ, нафту, конденсат і пластові води. Зразки будуть відібрані при випробуванні продуктивних інтервалів у свердловині.

Дослідження газів включають визначення густини, теплотворної здатності, компонентного складу, зокрема вмісту метану, етану, пропану, бутанів, пентанів, неграничних вуглеводнів, азоту, вуглекислого газу, сірководню, водню, гелію, кисню. У разі виявлення сірководню, меркаптанів чи надлишку вуглекислоти — хімічний аналіз проводиться безпосередньо у свердловині.

Аналіз конденсату передбачає визначення групового та фракційного складу, вмісту сірки, води, механічних домішок. Аналіз нафти включає вивчення вмісту парафінів, асфальтенів, смол, сірки, визначення щільності, в'язкості, молекулярної маси, фракційного складу.

Дослідження пластових вод охоплює визначення мінералізації, питомої ваги, кислотності середовища, сухого залишку, шестивалентного іонного складу, а також вмісту мікроелементів: бору, йоду, бромю, амонію, заліза та інших.

Водорозчинні гази аналізуються за аналогічними методами до вільного газу.

Очікуваний обсяг флюїдних зразків на одну свердловину:

- зразки природного газу — 50 одиниць;
- зразки нафти — 30 одиниць;
- зразки газового конденсату — 50 одиниць;
- зразки пластових вод — 40 одиниць.

Разом — не менше ніж 130 зразків вуглеводневого флюїду і 40 зразків води. Проби підлягають аналізу у науково-дослідному інституті Український науково-дослідний інститут природного газу, а також у сертифікованих виробничих лабораторіях. Частина результатів піддається обов'язковій перевірці зовнішнім контролем у межах 10 % від загальної кількості зразків. Точна кількість проб буде визначатися за фактом буріння та результатами проміжних промислово-геофізичних досліджень.

## 2.2 Оцінка перспективності першого приштокового блоку

У результаті виконання комплексу пошуково-розвідувальних заходів на території першого блоку Іллінського нафтогазоконденсатного родовища було досягнуто основних завдань, поставлених перед дослідницьким етапом. За допомогою сукупності геолого-геофізичних, літолого-стратиграфічних, геохімічних і промислово-геофізичних методів проведено повноцінне вивчення розрізу, встановлено стратиграфічну приуроченість продуктивних горизонтів, а також проведено оцінку їх колекторських властивостей, геотермічного режиму і флюїдонасиченості.

Основним об'єктом дослідження була площа першого блоку в межах приштокової зони. У результаті опрацювання матеріалів буріння, каротажу та лабораторних досліджень, виділено перспективні горизонти, серед яких особливу увагу привертають горизонти Г-13, К-1, К-4, К-5, К-6, а також М-1 (Додаток 3, 4). Горизонт Г-13, що належить до араукаритової світи середнього карбону, підтверджений у свердловинах № 103 і № 107. У межах свердловини № 103 виявлено нафтонасичені пласти з ефективною товщиною 12,8 м та пористістю від 9,5 до 13,%; У свердловині № 107 зафіксовано газонасичений інтервал завтовшки понад 64 м. Подібна продуктивність свідчить про значний промисловий потенціал горизонту.

Авіловська світа представлена горизонтами К-3, К-4 і К-5, які показали наявність газонасичених і слабкогазонасичених пісковиків, підтверджених промислово-геофізичними даними. Горизонт К-6, що приурочений до ісаївської світи, є перспективним за аналогією з результатами розвідки на сусідніх ділянках. Найглибшим об'єктом досліджень є горизонт М-1, що належить до московського ярусу середнього карбону, прогнозна глибина якого у свердловині № 110 становить 5950 м.

Фізико-геологічні параметри продуктивних пластів свідчать про їх високі фільтраційно-ємкісні властивості. Колекторські породи характеризуються

високою пористістю в межах 9–17 % та проникністю до  $10^{-13}$  м<sup>2</sup>. У пісковиках зафіксована тріщинуватість, підтверджена методом дослідження двох розчинів, що вказує на наявність тріщинного резервуару. Встановлені параметри глибинного температурного режиму свідчать про відповідність умовам елізійного та частково термодегідратаційного ярусів. Температура досягає 110–120°C, що забезпечує термokatалітичне перетворення органічної речовини і генерацію вуглеводнів.

Геохімічний аналіз шламу та керну вказує на високу насиченість порід катагенетичними бітумами. Проведені люмінісцентно-бітумінологічні дослідження показали наявність термозрілої органічної речовини, що свідчить про ефективність генераційної системи. У пісковиках виявлено наявність вуглеводневих домішок типу метану, пропану та бутану, що підтверджує присутність газового компонента в пластах. Газонасиченість визначалася як за даними каротажу, так і за результатами відбору проб при випробуванні пластів на трубах.

Результати геофізичних досліджень підтвердили наявність ізолюючих флюїдоупорів, зокрема верхньоюрського глинистого екрану, який відокремлює верхній поверх активного водообміну від глибших високонапірних водоносних систем. Це створює сприятливі умови для збереження газонафтових скупчень у межах виявлених пасток. Особливо слід відзначити пасткоподібну будову першого блоку, приштокове положення якого в центральній частині Іллінської структури є типовим для нафтогазоносних об'єктів Дніпровсько-Донецької западини.

У межах першого блоку визначено економічно доцільну глибину буріння до 5950 м. Поблизу розташовані діючі свердловини № 100/101 та № 107, що дозволяє скоротити логістичні витрати. Розвинена інфраструктура (наявність доріг, енергозабезпечення, доступ до ремонтних баз) формує сприятливе техніко-економічне підґрунтя для продовження робіт.

Серед основних ризиків виділяються локальні фаціальні зміни, неоднорідність колекторських властивостей, розмиви та заміщення порід у

межах перспективних інтервалів. Проте наявність багатокomпонентної геолого-геофізичної інформації дозволяє суттєво зменшити ступінь невизначеності.

Підсумовуючи, можна стверджувати, що перший блок Іллінського родовища є високоперспективною ділянкою для подальшої геологорозвідувальної діяльності. Виявлені горизонти Г-13, К-3–К-6 та М-1 мають підтверджену продуктивність або значний потенціал, що дає підстави для буріння додаткових свердловин з метою уточнення меж покладів і підрахунку запасів. Комплексна методика досліджень, що була застосована, виявилась ефективною і може бути рекомендована для застосування на інших площах, які перебувають на початкових етапах геологічного вивчення.

### 2.3. Підрахунок ресурсів

На етапі геологічного обґрунтування доцільності буріння пошукової свердловини № 110 на території блоку I Іллінського нафтогазоконденсатного родовища виконано попередню оцінку очікуваних ресурсів вуглеводнів. Підрахунок ресурсів газу здійснено об'ємним методом, що базується на застосуванні загальноприйнятої [3, 17] формули 2.1:

$$V = F \cdot h \cdot m \cdot f \cdot (p \cdot \alpha - p_k \cdot \alpha_k) \cdot \beta_g \cdot \eta_g \quad (2.1.)$$

де  $V$  — видобувні (промислові) ресурси [3] газу на дату розрахунку,  $\text{м}^3$ ;  $F$  — площа у межах продуктивного контуру газоносності,  $\text{м}^2$ ;  $h$  — товщина пористої частини газоносного пласта,  $\text{м}$ ;  $m$  — коефіцієнт пористості;  $p$  — середній абсолютний тиск у покладі газу на дату розрахунку,  $\text{кг}/\text{см}^2$ ;  $p_k$  — кінцеве, середнє, залишковий абсолютний тиск,  $\text{кг}/\text{см}^2$ , у покладі після видобування промислових ресурси газу та встановлення на усті свердловини абсолютного тиску, рівного  $1 \text{ кг}/\text{см}^2$ ;  $\alpha$  і  $\alpha_k$  — поправки на відхилення вуглеводневих газів від

закону Бойля-Маріотта відповідно для тисків  $p$  і  $p_k$  ( $\alpha=1/Z$ , де  $Z$  — коефіцієнт стиснення газу).

Параметри для підрахунку прийнято на основі аналізу геолого-геофізичних, промислово-геофізичних і лабораторних даних, отриманих на сусідніх родовищах Розпашнівському, Машівському, а також у межах самого Іллінського НГКР, зокрема зі свердловин № 103, № 107, № 105/105 біс, № 100/101. У цих свердловинах горизонти, що розглядаються, були повністю або частково розкриті і вивчені відповідно до діючих норм. Частина параметрів була прийнята за аналогією, з поправками на умови блоку I.

Площа газонасності ( $F$ ): Для всіх горизонтів Блоку I, де проектується свердловина № 110, прийнята єдина площа 244 тис.м<sup>2</sup>. Це значення визначено на основі структурної карти по відбиваючому горизонту  $Va_1$  ( $C_3$ ), побудованої за результатами сейсморозвідки. Контури блоку I визначаються "ніжкою" .

Горизонт Г-13 ( $C_3^3$ , араукаритова світа):

$h$ ,  $m$ ,  $\beta_c$  - за даними ГДС в свердловині № 107 Іллінській.

$p$ ,  $t$  - згідно з прогнозними даними для свердловини № 110.

Мольна частка сухого газу - прийнята за аналогією з газоконденсатними покладами горизонтів Г-11/Г-12 у свердловині № 100/101 Іллінській.

- $F = 244 \cdot 1000 = 244000 \text{ м}^2$
- $h = 64,4 \text{ м}$
- $m = 0,150$
- $f = 0,80$
- $p = 53,12 \text{ МПа} \approx 53,12 \cdot 10,197 = 541,66 \text{ кг/см}^2$
- $p_k = 0,1 \text{ МПа} \approx 1,0197 \text{ кг/см}^2$
- $\alpha = 0,83$
- $\alpha_k \approx 1$
- $\beta_c = 0,85$
- $\eta_c = 1$

$$V_{G-13} = 244 \ 000 \text{ м}^2 \cdot 64,4 \text{ м} \cdot 0,150 \cdot 0,80 \cdot (53,12 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 0,83 - 0,1 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 1) \cdot 0,85 \cdot 1 = 19003188 \text{ м}^3 \approx 719,00 \text{ млн м}^3$$

Горизонт К-1 ( $C_3^2$ , авіловська світа):

$h$ ,  $m$ ,  $\beta_c$  - за даними ГДС в свердловині № 107 Іллінській.

$p$ ,  $t$  - згідно з прогнозними даними для свердловини № 110.

Мольна частка сухого газу - прийнята за аналогією зі складом газу горизонту К-3 у свердловині № 107 Іллінській.

- $F = 244000 \text{ м}^2$
- $h = 11,8 \text{ м}$
- $m = 0,105$
- $f = 0,79$
- $p = 55,07 \text{ МПа} \approx 55,07 \cdot 10,197 = 561,55 \text{ кг/см}^2$
- $p_k \approx 1,0197 \text{ кг/см}^2$
- $\alpha = 0,81$
- $\alpha_k \approx 1$
- $\beta_c = 0,76$
- $\eta_c = 1$

$$V_{K-1} = 244000 \text{ м}^2 \cdot 11,8 \text{ м} \cdot 0,105 \cdot 0,79 \cdot (55,07 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 0,81 - 0,1 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 1) \cdot 0,76 \cdot 1 = 82300857 \text{ м}^3 \approx 82,30 \text{ млн м}^3$$

Горизонт К-2 ( $C_3^2$ , авіловська світа):

$h$ ,  $m$ ,  $\beta_c$  - приймалися за аналогією до параметрів горизонтів К-1 та К-3 за даними ГДС в свердловині № 107 Іллінській та за аналогією з відповідними горизонтами Східно-Полтавського ГКР.

$p$ ,  $t$  - згідно з прогнозними даними для свердловини № 110.

Мольна частка сухого газу - прийнята за аналогією зі складом газу горизонту К-3 у свердловині № 107 Іллінській.

- $F = 244000 \text{ м}^2$
- $h = 10,2 \text{ м}$
- $m = 0,140$
- $f = 0,78$
- $p = 57,14 \text{ МПа} \approx 57,14 \cdot 10,197 = 582,65 \text{ кг/см}^2$

- $\rho_k \approx 1,0197 \text{ кг/см}^2$
- $\alpha = 0,80$
- $\alpha_k \approx 1$
- $\beta_c = 0,84$
- $\eta_c = 1$

$$V_{K-2} = 244000 \text{ м}^2 \cdot 10,2 \text{ м} \cdot 0,140 \cdot 0,78 \cdot (57,14 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 0,80 - 0,1 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 1) \cdot 0,84 \cdot 1 = 106039130 \text{ м}^3 \approx 106,04 \text{ млн м}^3$$

Горизонт К-3 ( $C_3^2$ , авіловська світа):

$h$ ,  $m$ ,  $\beta_c$  - за даними ГДС в свердловині № 107 Іллінській.

$p$ ,  $t$  - згідно з прогнозними даними для свердловини № 110.

Мольна частка сухого газу - за даними аналізу газу з горизонту К-3 свердловини № 107 Іллінській.

- $F = 244000 \text{ м}^2$
- $h = 8,8 \text{ м}$
- $m = 0,079$
- $f = 0,78$
- $p = 59,36 \text{ МПа} \approx 59,36 \cdot 10,197 = 605,31 \text{ кг/см}^2$
- $\rho_k \approx 1,0197 \text{ кг/см}^2$
- $\alpha = 0,79$
- $\alpha_k \approx 1$
- $\beta_c = 0,72$
- $\eta_c = 1$

$$V_{K-3} = 244000 \text{ м}^2 \cdot 8,8 \text{ м} \cdot 0,079 \cdot 0,78 \cdot (59,36 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 0,79 - 0,1 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 1) \cdot 0,72 \cdot 1 = 45450199 \text{ м}^3 \approx 45,45 \text{ млн м}^3$$

Горизонт К-4 ( $C_3^2$ , авіловська світа):

$h$ ,  $m$ ,  $\beta_c$  - приймалися за аналогією до параметрів горизонту К-3 за даними ГДС в свердловині № 107 Іллінській та за аналогією з відповідними горизонтами Східно-Полтавського ГКР.

$p$ ,  $t$  - згідно з прогнозними даними для свердловини № 110.

Мольна частка сухого газу - прийнята за аналогією зі складом газу горизонту К-3 у свердловині № 107 Іллінській.

- $F = 244000 \text{ м}^2$
- $h = 10,5 \text{ м}$
- $m = 0,137$
- $f = 0,77$
- $p = 61,69 \text{ МПа} \approx 61,69 \cdot 10,197 = 629,05 \text{ кг/см}^2$
- $p_k \approx 1,0197 \text{ кг/см}^2$
- $\alpha = 0,76$
- $\alpha_k \approx 1$
- $\beta_c = 0,83$
- $\eta_c = 1$

$V_{K-4} = 244000 \text{ м}^2 \cdot 10,5 \text{ м} \cdot 0,137 \cdot 0,77 \cdot (61,69 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 0,76 - 0,1 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 1) \cdot 0,83 \cdot 1 = 107001169 \text{ м}^3 \approx 107,00 \text{ млн м}^3$  (за формулою 2.2)

Горизонт К-5 ( $C_3^2$ , авіловська світа):

$h$ ,  $m$ ,  $\beta_c$  - приймалися за аналогією до параметрів горизонту К-3 за даними ГДС в свердловині № 107 Іллінській та за аналогією з відповідними горизонтами Східно-Полтавського ГКР.

$p$ ,  $t$  - згідно з прогнозними даними для свердловини № 110.

Мольна частка сухого газу - прийнята за аналогією зі складом газу горизонту К-3 у свердловині № 107 Іллінській.

- $F = 244000 \text{ м}^2$
- $h = 12,9 \text{ м}$
- $m = 0,148$
- $f = 0,77$
- $p = 63,71 \text{ МПа} \approx 63,71 \cdot 10,197 = 649,65 \text{ кг/см}^2$
- $p_k \approx 1,0197 \text{ кг/см}^2$
- $\alpha = 0,75$
- $\alpha_k \approx 1$

- $\beta_c = 0,79$
- $\eta_c = 1$

$$V_{K-5} = 244000 \text{ м}^2 \cdot 12,9 \text{ м} \cdot 0,148 \cdot 0,77 \cdot (63,71 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 0,75 - 0,1 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 1) \cdot 0,79 \cdot 1 = 137750899 \text{ м}^3 \approx 137,75 \text{ млн м}^3$$

Горизонт К-6 ( $C_3^1$ , ісаївська світа):

$h$ ,  $m$ ,  $\beta_c$  - приймалися за аналогією до параметрів відповідних аналогічних горизонтів Східно-Полтавського ГКР.

$p$ ,  $t$  - згідно з прогнозними даними для свердловини № 110.

Мольна частка сухого газу - прийнята за аналогією зі складом газу горизонту К-3 у свердловині № 107 Іллінській.

- $F = 244000 \text{ м}^2$
- $h = 14,2 \text{ м}$
- $m = 0,152$
- $f = 0,76$
- $p = 65,13 \text{ МПа} \approx 65,13 \cdot 10,197 = 664,13 \text{ кг/см}^2$
- $p_k \approx 1,0197 \text{ кг/см}^2$
- $\alpha = 0,74$
- $\alpha_k \approx 1$
- $\beta_c = 0,85$
- $\eta_c = 1$

$$V_{K-6} = 244000 \text{ м}^2 \cdot 14,2 \text{ м} \cdot 0,152 \cdot 0,76 \cdot (65,13 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 0,74 - 0,1 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 1) \cdot 0,85 \cdot 1 = 166800160 \text{ м}^3 \approx 166,80 \text{ млн м}^3$$

Горизонт М-1 ( $C_2m$ , московський ярус):

$h$ ,  $m$ ,  $\beta_c$  - приймалися за аналогією до параметрів відповідних аналогічних горизонтів Східно-Полтавського ГКР.

$p$ ,  $t$  - згідно з прогнозними даними для свердловини № 110.

Мольна частка сухого газу - прийнята за аналогією зі складом газу горизонту К-3 у свердловині № 107 Іллінській.

- $F = 244000 \text{ м}^2$
- $h = 15,0 \text{ м}$

- $m = 0,130$
- $f = 0,76$
- $p = 66,69 \text{ МПа} \approx 66,69 \cdot 10,197 = 679,94 \text{ кг/см}^2$
- $p_k \approx 1,0197 \text{ кг/см}^2$
- $\alpha = 0,74$
- $\alpha_k \approx 1$
- $\beta_c = 0,75$
- $\eta_c = 1$

$$V_{M-1} = 244000 \text{ м}^2 \cdot 15,0 \text{ м} \cdot 0,130 \cdot 0,76 \cdot (66,69 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 0,74 - 0,1 \text{ МПа} \cdot 10,197 \text{ кг/см}^2/\text{МПа} \cdot 1) \cdot 0,75 \cdot 1 = 136250359 \text{ м}^3 \approx 136,25 \text{ млн м}^3$$

Залишковий пластовий тиск ( $p_k$ ) для всіх горизонтів прийнятий стандартним для розрахунку геологічних ресурсів – 0,1 МПа. Поправки на температуру ( $f$ ) та відхилення від закону Бойля-Маріотта ( $\alpha$ ,  $\alpha_k$ ) розраховані для кожного горизонту індивідуально, виходячи з їхніх прогнозних термобаричних умов та прийнятого складу газу.

## 2.4 Висновки до розділу 2

У розділі 2 «Геолого-промислове обґрунтування» представлено комплексний підхід до дорозвідки першого приштокового блоку Іллінського НГКР, центральним елементом якого є буріння пошукової свердловини № 110. Основна мета проекту полягає у виявленні та оцінці нових покладів природного газу у глибокозалягаючих відкладах верхнього та середнього карбону, зокрема в горизонтах Г-13, К-1 – К-6 та М-1. Для досягнення цієї мети поставлено низку завдань, що включають детальне вивчення геологічної будови, аналіз даних буріння та ГДС, характеристику літолого-стратиграфічних параметрів та оцінку нафтогазоносного потенціалу. Запланована методика, що поєднує аналіз

архівних матеріалів, побудову стратиграфічних схем та лабораторні дослідження, є адекватною для вирішення цих завдань.

1. Обґрунтування постановки робіт базується на сукупності сприятливих факторів. До них належать доведена промислова нафтогазоносність регіону та сусідніх свердловин (№ 107, № 100/101), а також наявність у межах Блоку I підготовленої структурної пастки, виявленої за результатами сейморозвідки 3D. Система розміщення свердловини № 110, як пошукової, незалежної, вертикальної, з проектною глибиною 5950 м (вибій – горизонт М-1), обрана як точкове розміщення в апікальній частині структури. Такий підхід дозволяє з мінімальними ризиками перевірити продуктивність цільових горизонтів та, у разі успіху, перейти до ущільнювальної системи розвідки.

2. Для отримання максимально повної та достовірної інформації заплановано вичерпний комплекс досліджень. Він включає сучасні методи промислово-геофізичних досліджень для детального вивчення розрізу, випробування близько 8 перспективних об'єктів з можливим застосуванням методів інтенсифікації припливу. Важливою складовою є відбір 152 метрів керна та систематичний відбір шламу, що забезпечить матеріал для всебічних лабораторних аналізів, включаючи фізико-літологічні, петрографічні, палеонтологічні та геохімічні дослідження.

3. Попередня оцінка перспективності I блоку є високою. На основі аналогії з сусідніми продуктивними об'єктами, цільові горизонти характеризуються сприятливими фільтраційно-ємнісними властивостями та термобаричними умовами, що сприяють акумуляції та збереженню вуглеводнів. Попередній підрахунок очікуваних геологічних ресурсів газу категорії С3 по цільових горизонтах для свердловини № 110 показує значний потенціал, що підтверджує доцільність запланованих робіт.

Загалом, спеціальна частина проекту демонструє ретельно продуманий та науково обґрунтований підхід до дорозвідки Блоку I Іллінського НГКР. Заплановані обсяги та методи досліджень є достатніми для досягнення поставленої мети, а позитивні прогностичні оцінки ресурсного потенціалу роблять цей проект критично важливим для подальшого освоєння родовища та нарощування власного видобутку вуглеводнів.

### **3. ТЕХНІЧНІ АСПЕКТИ ДОРОЗВІДКИ ПЕРШОГО ПРИШТОКОВОГО БЛОКУ**

#### **3.1 Гірничо-геологічні умови буріння**

Проектом дорозвідки Іллінського НГКР передбачається буріння пошукової свердловини № 110 у межах I блоку, який є першочерговим об'єктом для вивчення глибокозалягаючих горизонтів карбону.

Основне призначення свердловини – пошуки нових покладів вуглеводнів у відкладах верхнього карбону (горизонти Г-13 ( $C_3^3$ ), К-1 – К-5 ( $C_3^2$ ), К-6 ( $C_3^1$ ) горизонт М-1 ( $C_2m$ )). Додатковими завданнями є уточнення геологічної будови I блоку, вивчення літолого-фаціальних особливостей та фільтраційно-ємнісних властивостей цільових горизонтів, а також отримання даних для підрахунку запасів у разі відкриття промислових скупчень.

Свердловина № 110 є першою пошуковою свердловиною, що цілеспрямовано закладається на глибокі горизонти I блоку. Вона є незалежною і має вертикальний профіль. Її місцеположення обрано в апікальній, найбільш припіднятій частині блоку, приблизно за 200 м на південний схід від устя експлуатаційної свердловини № 100/101 та за 380 м на південний схід від устя свердловини № 107. Таке розташування дозволяє мінімізувати структурні ризики. У разі отримання позитивних результатів, подальша розвідка блоку передбачатиме буріння ущільненої мережі розвідувальних свердловин.

Проектний вибій свердловини № 110 – горизонт М-1 московського ярусу верхнього карбону ( $C_2m$ ). Проектна глибина свердловини становить 5950 м.

Передбачається спуск експлуатаційної колони до проектного вибою, її цементування з підйомом цементного розчину до устя попередньої технічної колони (або вище зони інтересу). Подальше випробування перспективних об'єктів буде здійснюватися шляхом перфорації експлуатаційної колони. У разі отримання промислових припливів, свердловина буде обладнана для експлуатації.

Цільові продуктивні інтервали приурочені до теригенних відкладів верхнього карбону.

Горизонт Г-13 ( $C_3^3$ ): Очікуються пісковики, можливо з прошарками алевролітів, з пористістю 9-17% та високою газо/нафтонасиченістю (55-90%), за аналогією зі свердловинами № 103 та № 107.

Горизонти К-1 – К-5 ( $C_3^2$ ): Прогнозуються пісковики та алевроліти. Для К-1 та К-3, за даними свердловини № 107, пористість становить 7.6-10.5%, газонасиченість 70-76%. Для інших горизонтів серії К очікуються подібні або дещо кращі колекторські властивості.

Горизонт К-6 ( $C_3^1$ ) та М-1 ( $C_2m$ ): За аналогією зі Східно-Полтавським ГКР, очікуються пісковики з пористістю 9-14% та ефективною газонасиченою товщиною 5-10 м. Можливий розвиток як порових, так і порово-тріщинних типів колекторів.

Геологічний розріз, що розкривається свердловиною № 110, характеризується значною неоднорідністю за міцнісними властивостями:

У діапазоні 0-1930 м (мезозой, кайнозой): Переважно м'які та середньої твердості породи (піски, глини, мергелі, пухкі пісковики); 1930-4500 м (девонська сіль, хемогенні відклади нижньої пермі): Переважно м'які (кам'яна сіль, ангідрити) з прошарками твердих (доломіти, щільні вапняки) та порід середньої твердості (аргіліти); 4500-5950 м (верхній карбон): Переважно тверді породи (пісковики, щільні алевроліти, аргіліти) з прошарками порід середньої твердості та окремими міцними пластами (карбонатні пісковики, вапняки).

Пластові температури прогноуються від приблизно 92°C у верхній частині цільового інтервалу (горизонт Г-11, що залягає вище Г-13) до 113°C на проектному вибої (горизонт М-1).

Пластові тиски цільових горизонтах (Г-13, К-1 – К-6, М-1) очікуються пластові тиски, близькі до гідростатичних або дещо аномальні, з коефіцієнтом аномальності 1,13-1,17. Градієнт пластового тиску для цих горизонтів прогноується в межах 0,0113-0,0117 МПа/м. Важливо відзначити, що вищезалягаючі горизонти Г-11 та Г-12 у Блоці І є дренаваними (експлуатуються свердловиною № 100/101) і мають значно нижчий поточний пластовий тиск (градієнт близько 0,0033 МПа/м).

Можливі ускладнення та їх інтервали:

–0-1930 м: Поглинання бурового розчину у водоносних горизонтах та зонах тріщинуватості, осипи та обвали нестійких порід, каверноутворення.

–1930-4500 м (інтервал проходження солей): Пластична течія солей, що може призвести до звуження стовбура свердловини; інтенсивне каверноутворення в солях та ангідритах; можливе викривлення стовбура свердловини.

–4500-4800 м (дреновані горизонти Г-11, Г-12): Поглинання бурового розчину через низький пластовий тиск.

–4800-5950 м (цільові горизонти карбону): Газонафтоводопрояви при розкритті зон ймовірним з АВПТ понад 70 МПа (хоча очікуються переважно гідростатичні тиски, локальні аномалії не виключені); осипи та обвали в зонах тектонічних порушень; можливе прихоплення інструменту через диференційний тиск у проникних пластах; викривлення стовбура при проходженні твердих та абразивних порід.

Для попередження ускладнень передбачається використання відповідних типів бурових розчинів, контроль їх параметрів, дотримання режимів буріння та застосування противикидного обладнання.

### 3.2. Обґрунтування конструкції свердловини

Конструкція пошукової свердловини № 110 на Іллінському НГКР розроблена з урахуванням складних гірничо-геологічних умов буріння, необхідності надійної ізоляції водоносних горизонтів, перекриття зон можливих ускладнень, а також забезпечення безпечного розкриття та випробування глибокозалягаючих продуктивних горизонтів карбону. Обрана конструкція базується на досвіді буріння попередніх свердловин на даному родовищі (зокрема, № 100/101, 102, 103, 107) та на сусідніх площах ДДЗ зі схожими геологічними умовами, а також відповідає вимогам чинних нормативних документів щодо охорони надр та безпеки робіт.

Проектом передбачена наступна конструкція свердловини № 110 (Додаток 5):

Кондуктор: Ø 426 мм (16 3/4"), глибина спуску 180 м. Призначений для перекриття та ізоляція четвертинних та палеогенових водоносних горизонтів, що містять прісні та слабомінералізовані води, які використовуються або можуть використовуватися для господарсько-питного водопостачання. Запобігання поглинанням бурового розчину та обвалам нестійких порід у верхній частині розрізу. Створення надійної основи для підвіски наступних обсадних колон та монтажу ПВО. Цементування кондуктора передбачається до гирла.

Перша проміжна (технічна) колона: Ø 324 мм (12 3/4"), глибина спуску - 1930 м. Призначена для перекриття всього комплексу мезозойських відкладів (крейда, юра, триас), які характеризуються наявністю водоносних горизонтів з різним ступенем мінералізації, а також зон можливих поглинань та осипів. Ізоляція цих відкладів перед розкриттям потужної соленосної товщі девону та нижньої пермі.

Забезпечення стійкості стовбура свердловини та умов для подальшого безпечного поглиблення. Цементування передбачається до гирла або до башмака кондуктора.

Друга проміжна (технічна) колона: Ø 245 мм (9 5/8"), глибина спуску - 4500 м. Призначена для перекриття потужної соленосної товщі девону та хемогенно-теригенних відкладів нижньої пермі, які характеризуються можливими проявами пластичної течії солей, інтенсивним каверноутворенням та іншими ускладненнями. Ізоляція цих інтервалів перед розкриттям продуктивних горизонтів верхнього карбону, зокрема дренажних горизонтів Г-11 та Г-12, що залягають безпосередньо під подошвою соленосної товщі у Блоці І. Цементування передбачається з підйомом цементного розчину до башмака попередньої колони або вище.

Колона-"хвостовик": Ø 194 мм (7 5/8"), інтервал встановлення 4400-4800 м. Перекриття та ізоляція дренажних газоносних горизонтів Г-11 та Г-12 (верхній карбон, C<sub>3</sub><sup>3</sup>), які характеризуються значно зниженим пластовим тиском внаслідок тривалої експлуатації свердловиною № 100/101. Встановлення "хвостовика" дозволить уникнути значних поглинань бурового розчину при подальшому бурінні на нижчезалягаючі горизонти з вищими пластовими тисками, а також забезпечить можливість селективного випробування та експлуатації цих горизонтів у майбутньому. Цементування "хвостовика" передбачається по всьому інтервалу з перекриттям башмака попередньої колони.

Експлуатаційна колона: Ø 168/140 мм (6 5/8" / 5 1/2"), глибина спуску 5950 м (до проектного вибою). Призначена для закріплення стовбура свердловини в інтервалі залягання цільових продуктивних горизонтів верхнього карбону (Г-13, К-1 – К-6, М-1). Забезпечення надійної ізоляції продуктивних пластів один від одного та від вище- і нижчезалягаючих водоносних або непродуктивних горизонтів. Створення умов для проведення комплексу геофізичних досліджень, перфорації,

належать осьове навантаження на долото, частота його обертання, а також гідравлічні параметри, пов'язані з кількістю та якістю промивальної рідини.

Основні види буріння та їх застосування: При будівництві свердловини №110 планується застосування комбінованого способу буріння, що дозволяє адаптуватися до мінливих геологічних умов: роторне буріння та турбінне буріння (з використанням вибійних двигунів – гвинтових (ВЗД) або турбобурів). Роторний метод буде застосовуватися переважно при бурінні під направлення (Ø 530 мм) та кондуктор (Ø 426 мм). Турбінне буріння передбачається як основний спосіб для буріння більшої частини стовбура, особливо при проходженні глибоких інтервалів під першу (Ø 324 мм) та другу (Ø 245 мм) проміжні колони, а також під "хвостовик" (Ø 194 мм) та експлуатаційну колону (Ø 168/140 мм).

Ключові режимні параметри та фактори, що впливають на ефективність руйнування породи і швидкість буріння:

Осьове навантаження на долото ( $G$ , кН) є вертикальною силою, що діє на долото. Величина оптимального навантаження залежить від типу породоруйнівного інструменту, його конструктивних особливостей, діаметра свердловини та фізико-механічних властивостей розбурюваних гірських порід. Для свердловини № 110 осьове навантаження буде варіюватися: для м'яких порід у верхній частині розрізу (0-1930 м) воно становитиме орієнтовно 20-60 кН; при проходженні соленосних товщ (1930-4500 м) навантаження буде помірним; у твердих породах карбону (4500-5950 м) навантаження може досягати 150-220 кН.

Частота обертання долота ( $n$ , об/хв) визначає швидкість обертання інструменту. При роторному бурінні частота обертання столу ротора зазвичай становить 40-120 об/хв. При турбінному бурінні з використанням ВЗД частота обертання долота може бути значно вищою, досягаючи

100-250 об/хв для гвинтових двигунів та 400-800 об/хв і більше для турбобурів, але менше навантаження на долото.

Параметри промивальної рідини є критично важливими. Витрата ( $Q$ , л/с) повинна бути достатньою для ефективного виносу шламу та охолодження долота. Орієнтовні значення витрати для свердловини № 110: 30-60 л/с при бурінні під кондуктор та першу проміжну колону; 20-40 л/с під другу проміжну колону; 15-30 л/с під "хвостовик" та експлуатаційну колону. Густина ( $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>) підтримується для створення гідростатичного тиску, що перевищує пластовий. Для свердловини № 110 густина бурового розчину буде змінюватися від ~1120 кг/м<sup>3</sup> у верхніх інтервалах, до ~1280-1560 кг/м<sup>3</sup> при проходженні соленосних відкладів, та ~1170-1220 кг/м<sup>3</sup> при розкритті цільових горизонтів карбону. Реологічні властивості (умовна в'язкість, СНЗ, ДНЗ) та фільтраційні властивості (показник фільтрації, товщина фільтраційної кірки) оптимізуються для кожного інтервалу. Тип бурового розчину (глинистий, гуматно-акриловий, мінералізований, гуматно-акрило-калієвий) обирається відповідно до геологічних умов.

Гідравлічна програма буріння включає розрахунок та оптимізацію параметрів, таких як тиск на насосах та перепад тиску на долоті, для забезпечення ефективного очищення вибою.

Тип, конструкція та стан породоруйнівного інструменту також суттєво впливають на процес. Вибір доліт (PDC) здійснюється відповідно до фактичних властивостей порід та змінюється в процесі буріння з метою максимально ефективного використання. Контроль за ступенем зносу долота та своєчасна його заміна є важливими.

Властивості розбурюваних гірських порід, такі як твердість, абразивність, пластичність, тріщинуватість, безпосередньо впливають на вибір режимних параметрів.

Вібрації бурильної колони (поздовжні, поперечні, крутильні) можуть знизити ефективність роботи долота. Для їх мінімізації використовуються спеціальні компоновки низу бурильної колони (КНБК).

Оптимальне поєднання зазначених режимних параметрів для свердловини № 110 буде визначатися на основі детального геолого-технічного наряду (ГТН), з урахуванням досвіду буріння на Іллінському родовищі. У процесі буріння передбачається постійний моніторинг та оперативне коригування режимів на основі даних геологічного та технологічного контролю.

### **3.4. Характеристика бурових розчинів**

Бурові розчини, або промивальні рідини, відіграють ключову роль у процесі будівництва свердловини № 110 на Іллінському НГКР, виконуючи низку важливих технологічних функцій. Правильний вибір типу та параметрів бурового розчину для кожного інтервалу буріння є запорукою успішного, безаварійного та економічно ефективного спорудження свердловини [3].

Призначення бурових розчинів полягає у виконанні основних функцій, які включають очищення вибою від вибуреної породи та її виносу на поверхню, охолодження та змащення породоруйнівного інструменту, створення гідростатичного тиску на стінки свердловини та на розкриті пласти для запобігання обвалам та контролю пластових флюїдів, утримання частинок шламу у завислому стані при припиненні циркуляції, формування тонкої, міцної та малопроникної фільтраційної кірки для зменшення проникнення фільтрату в пласти, передача гідравлічної енергії вибійним двигунам, забезпечення отримання якісної геофізичної

інформації, зменшення сил тертя та запобігання корозії бурового обладнання.

Вибір типу бурового розчину та його параметрів для свердловини № 110 здійснюється окремо для кожного інтервалу буріння, враховуючи літологічний склад порід, їх фізико-механічні властивості, наявність водоносних горизонтів, зон можливих ускладнень та термобаричні умови (Додаток 5).

Для інтервалу від 0 до 180 метрів, що буриться під кондуктор діаметром 426 мм, використовується глинистий буровий розчин на прісній воді. Його склад та призначення компонентів такі: глина бентонітова є основним структуро- та кіркоутворювачем з орієнтовною витратою 0,087 т/м<sup>3</sup>; графіт порошкоподібний слугує мастильною домішкою з витратою 0,007 т/м<sup>3</sup>; натрій карбоксиметилцелюлоза СМС-LV є стабілізатором та понижувачем фільтрації з витратою 0,005 т/м<sup>3</sup>; Seurvey D1 є флокулянт з витратою 0,001 т/м<sup>3</sup>; бікарбонат натрію Е500 додається при розбурюванні цементу з витратою 0,01 т/м<sup>3</sup>. Основні параметри цього розчину включають густину 1120 кг/м<sup>3</sup>, умовну в'язкість 60-100 секунд, фільтрацію 4-6 см<sup>3</sup>/30хв, СНЗ (через 1 хвилину та 10 хвилин) 20-30 та 25-40 дПа відповідно, товщину кірки 1,5-2 мм, та рН в межах 8-9. Обґрунтуванням застосування такого розчину є необхідність забезпечення стійкості стінок у пухких відкладах та мінімальної фільтрації.

Для інтервалу від 180 до 1930 метрів, що буриться під першу проміжну колону діаметром 324 мм, застосовується гуматно-акриловий буровий розчин. Його склад та призначення компонентів наступні: глина бентонітова з орієнтовною витратою 0,101 т/м<sup>3</sup>; графіт з витратою 0,007 т/м<sup>3</sup>; Лабрикол як антифрикційна домішка з витратою 0,02 т/м<sup>3</sup>; Гіпанол як понижувач фільтрації з витратою 0,03 т/м<sup>3</sup>; К1-МД як понижувач водовіддачі з витратою 0,04 т/м<sup>3</sup>; наповнювач для боротьби з поглинаннями з витратою 0,02 т/м<sup>3</sup>; СМС-NV як стабілізатор з витратою

0,002 т/м<sup>3</sup>; натрію гідроксид як регулятор рН з витратою 0,005 т/м<sup>3</sup>; бікарбонат натрію з витратою 0,01 т/м<sup>3</sup>. Основні параметри цього розчину такі: густина 1140 кг/м<sup>3</sup>, умовна в'язкість 40-60 секунд, фільтрація 4-6 см<sup>3</sup>/30хв, СНЗ (1хв/10хв) 10-30 та 25-40 дПа, товщина кірки 1 мм, рН 8,5-9,5. Обґрунтуванням є краща стабілізація глин та нижча фільтрація для відкладів крейди, юри та тріасу.

Для інтервалу від 1930 до 4500 метрів, що буриться під другу проміжну колону діаметром 245 мм, використовується мінералізований буровий розчин на основі NaCl. Його склад та призначення компонентів включають: глину палигорськітову як солестійкий структуроутворювач з витратою 0,1 т/м<sup>3</sup>; натрію хлорид як мінералізатор з витратою 0,3 т/м<sup>3</sup> для досягнення концентрації близько 26,4%; крохмаль як солестійкий понижувач водовіддачі з витратою 0,04 т/м<sup>3</sup>; КССБ-МТ як лігносульфонатний реагент з витратою 0,02 т/м<sup>3</sup>; наповнювач з витратою 0,02 т/м<sup>3</sup>; DEFOAM-X EH як піногасник з витратою 0,0002 т/м<sup>3</sup>; нафту як понижувач липкості кірки з витратою 0,1 т/м<sup>3</sup>; графіт з витратою 0,007 т/м<sup>3</sup>; кальцію гідрат оксид (вапно) як інгібітор з витратою 0,01 т/м<sup>3</sup>; Лабрикол з витратою 0,02 т/м<sup>3</sup>; АБД як бактерицид з витратою 0,001 т/м<sup>3</sup>; Poly-sal як солестійкий полімер з витратою 0,02 т/м<sup>3</sup>; натрію гідроксид з витратою 0,005 т/м<sup>3</sup>; барію сульфат (барит) як обважнювач для підвищення густини до 1560 кг/м<sup>3</sup> з глибини близько 4000 м, з витратою до 0,467 т/м<sup>3</sup>; бікарбонат натрію з витратою 0,01 т/м<sup>3</sup>. Основні параметри цього розчину такі: густина 1280 кг/м<sup>3</sup> для інтервалу 1930-3915 м та 1560 кг/м<sup>3</sup> для інтервалу 3915-4500 м; умовна в'язкість 40-90 секунд; фільтрація 5-8 см<sup>3</sup>/30хв; СНЗ (1хв/10хв) 15-45 та 20-65 дПа для густини 1280 кг/м<sup>3</sup>, та 15-60 і 20-75 дПа для густини 1560 кг/м<sup>3</sup>; товщина кірки 1 мм; рН 7-8,5. Обґрунтуванням є запобігання розчиненню солей, інгібування глин та контроль пластових тисків.

Для інтервалу від 4500 до 4800 метрів, що буриться під колону-"хвостовик" діаметром 194 мм, застосовується гуматно-акрило-калієвий буровий розчин. Його склад та призначення компонентів наступні: глина бентонітова з витратою 0,04 т/м<sup>3</sup>; ПАГ-КМ (поліакриламід-калієвий) як понижувач фільтрації та інгібітор глин з витратою 0,04 т/м<sup>3</sup>; калію хлорид (KCl) як основний інгібуючий компонент з витратою 0,07 т/м<sup>3</sup> для створення концентрації близько 5%; наповнювач з витратою 0,03 т/м<sup>3</sup>; Seurvey D1 з витратою 0,002 т/м<sup>3</sup>; POLYPAC R з витратою 0,003 т/м<sup>3</sup> та POLYPAC UL з витратою 0,005 т/м<sup>3</sup> (поліаніонна целюлоза); Calcium Carbonate Fine (крейда) як обважнювач та кольматант з витратою 0,238 т/м<sup>3</sup>; вапно з витратою 0,02 т/м<sup>3</sup>; натрію гідроксид з витратою 0,005 т/м<sup>3</sup>; нафта з витратою 0,1 т/м<sup>3</sup>; DEFOAM-X EH з витратою 0,0001 т/м<sup>3</sup>; Лабрикол з витратою 0,02 т/м<sup>3</sup>; графіт з витратою 0,007 т/м<sup>3</sup>; бікарбонат натрію з витратою 0,01 т/м<sup>3</sup>. Основні параметри цього розчину такі: густина 1170 кг/м<sup>3</sup>, умовна в'язкість 40-70 секунд, фільтрація 4-6 см<sup>3</sup>/30хв, СНЗ (1хв/10хв) 10-40 та 15-50 дПа, товщина кірки 0,5 мм, рН 9-11. Обґрунтуванням є мінімізація поглинання та негативного впливу на дренавані газоносні горизонти Г-11, Г-12.

Для інтервалу від 4800 до 5950 метрів, що буриться під експлуатаційну колону діаметром 168/140 мм, використовується гуматно-акрило-калієвий буровий розчин з термостабільними реагентами. Склад аналогічний попередньому інтервалу, але додатково включає: барію сульфат (барит) як обважнювач для підвищення густини до 1200 кг/м<sup>3</sup> з глибини близько 4950 м та до 1220 кг/м<sup>3</sup> з глибини близько 5430 м, з витратами 0,043 та 0,072 т/м<sup>3</sup> відповідно; RESINEX II як високотемпературний понижувач фільтрації з витратою 0,01 т/м<sup>3</sup>; ХР-20 як термостійкий розріджувач з витратою 0,01 т/м<sup>3</sup>. Основні параметри цього розчину такі: густина 1200 кг/м<sup>3</sup> для інтервалу 4800-5390 м та 1220 кг/м<sup>3</sup> для інтервалу 5390-5950 м; умовна в'язкість 40-70 секунд; фільтрація 4-6

см<sup>3</sup>/30хв; СНЗ (1хв/10хв) 10-40 та 15-50 дПа; товщина кірки 0,5 мм; рН 9-11.

Обґрунтуванням є максимальне збереження колекторських властивостей цільових горизонтів, стійкість стовбура при високих температурах та контроль пластових тисків.

Для всіх типів розчинів передбачається постійний контроль їх параметрів на буровій та своєчасне коригування складу. Особлива увага приділятиметься очищенню розчину від вибуреної породи.

### **3.5. Охорона надр та навколишнього середовища при бурінні свердловини №110 Іллінського НГКР**

Проведення геологорозвідувальних та бурових робіт у процесі дорозвідки нафтогазових родовищ супроводжується впливом на природне середовище, що зумовлює необхідність дотримання вимог екологічної безпеки, раціонального використання надр і охорони довкілля. Згідно із Законами України «Про охорону навколишнього природного середовища», «Про охорону надр» [13, 14], а також низкою підзаконних актів, усі суб'єкти діяльності у сфері надрокористування зобов'язані впроваджувати заходи, спрямовані на мінімізацію негативного впливу на навколишнє середовище.

До основних екологічно небезпечних факторів, які виникають при проведенні пошуково-розвідувальних та експлуатаційних робіт, належать:

- порушення ґрунтового покриву при облаштуванні бурового майданчика;
- забруднення підземних і поверхневих вод нафтою, буровими розчинами, реагентами, промивальною рідиною;
- потрапляння бурового шламу та промислових стоків у природне середовище;

- виділення парів нафтопродуктів, викиди забруднювальних речовин у повітря;
- нераціональне використання ресурсів надр (втрата пластового тиску, міжпластові перетоки тощо).

Під час буріння свердловин існує ризик перетину водоносних горизонтів. За відсутності належної цементації або гідроізоляції відбувається забруднення прісноводних пластів технічними рідинами, реагентами або нафтопродуктами. Окрім того, існує небезпека проникнення мінералізованих підземних вод до продуктивних пластів, що погіршує якість видобутку.

Вплив на атмосферне повітря проявляється через роботу дизельних електростанцій, насосів, компресорів та іншого обладнання. Під час фази випробування свердловини можливі факельні спалювання газу або конденсату, що супроводжується викидами оксидів азоту, сірки, вуглецю. Також на якість повітря впливає пил, який утворюється під час підготовчих земляних робіт.

Ґрунти зазнають забруднення у разі несанкціонованого виливу бурового розчину, промивальної рідини, витоку нафтопродуктів із резервуарів або техніки. Без системи збору та знешкодження відходів буріння забруднюються не лише поверхневі горизонти, а й глибші водотривкі пласти.

Для зменшення негативного впливу на довкілля на Іллінській площі передбачено комплекс природоохоронних заходів, зокрема:

- ізоляція водоносних горизонтів за допомогою обсадних колон;
- запобігання міжпластовим перетокам шляхом контролю тиску у свердловині, використання пакерів і тампонажних матеріалів;
- попередження викидів газу та рідин шляхом постійного моніторингу бурового тиску, встановлення ПВО (протифонтанного обладнання);

- збір і утилізація бурового шламу в герметичних шламосховищах із подальшою передачею на утилізацію відповідно до ліцензій;

- застосування екологічно безпечних бурових розчинів на водній або полімерній основі з низьким вмістом токсичних домішок;

- очищення стічних вод через систему фільтрації, збирання промивальної рідини в резервуари та використання замкнутого циклу;

- утилізація відпрацьованих матеріалів відповідно до вимог ДСП і ДСТУ — зберігання в спеціально обладнаних майданчиках або передача ліцензованим організаціям для утилізації;

- озеленення та рекультивація земель після завершення буріння — вирівнювання ділянок, повернення родючого шару ґрунту, насадження рослин.

Крім того, відповідно до вимог Закону України «Про охорону навколишнього природного середовища» та кодексу «Про надра» [13, 14], з метою мінімізації негативного впливу бурових робіт на природне середовище все ширше впроваджується технологія безамбарного буріння. Такий підхід передбачає повну відмову від використання відкритих шламонакопичувачів і застосування закритих систем поводження з буровими відходами. Відповідно до ДСТУ 4770.1–3:2007 [13, 14, 20] безамбарна технологія включає багаторазове очищення бурового розчину за допомогою вібросит, гідроциклонів і центрифуг, а також зберігання бурового шламу в спеціальних герметичних контейнерах з подальшою передачею на утилізацію до ліцензованих підприємств, що дозволяє уникнути забруднення ґрунту та водоносних горизонтів токсичними компонентами бурових рідин, зменшити площу екологічного впливу бурових майданчиків, скоротити обсяг рекультиваційних робіт після завершення буріння, підвищити рівень промислової безпеки та екологічної відповідальності підприємства.

Таким чином, дотримання екологічних стандартів і нормативів при плануванні та реалізації геологорозвідувальних робіт дозволяє зберегти баланс між господарською діяльністю та збереженням природного середовища. Виконання природоохоронних заходів не лише зменшує ризики штрафів і санкцій, але й формує позитивний екологічний імідж підприємства.

### **3.6. Висновок до розділу 3**

1. Буріння свердловини №110 передбачає досягнення глибини 5950 метрів, що свідчить про складні геологічні умови, характерні для цієї ділянки. Конструкція свердловини є багатоетапною та включає п'ять обсадних колон: від напрямку діаметром 530 мм до експлуатаційної колони діаметром 168/140 мм. Застосування комбінованого способу буріння (роторного та турбінного з використанням вибійних двигунів) дозволяє забезпечити ефективне проходження різних за фізико-механічними властивостями інтервалів.

2. У рамках геологорозвідувальних робіт передбачено широкий комплекс заходів: буріння, промислово-геофізичні дослідження, відбір керн і шламу, лабораторні аналізи, випробування пластів, а також потенційна інтенсифікація припливу. Відбір керн планується в інтервалах основних продуктивних горизонтів (Г-13, К-1 – К-6, М-1), а загальна довжина кернової проходки становить 152 м.

## 4. ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ДОРОВІДКИ ПЕРШОГО ПРИШТОКОВОГО БЛОКУ

### 4.1. Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт

Проведення геологорозвідувальних робіт, зокрема буріння пошукової свердловини № 110 на блоці I Іллінського НГКР, спрямоване на досягнення конкретних геологічних цілей та характеризується низкою важливих техніко-економічних показників. Ці показники дозволяють оцінити обсяг запланованих робіт, їх вартість, очікувану ефективність та терміни реалізації.

Мета буріння свердловини № 110 полягає в основному у пошуках нових промислових покладів вуглеводнів у глибокозалягаючих відкладах верхнього карбону, а саме в горизонтах Г-13 (араукаритова світа,  $C_3^3$ ), К-1 – К-5 (авіловська світа,  $C_3^2$ ), К-6 (ісаївська світа,  $C_3^1$ ), та середнього карбону, зокрема в горизонті М-1 (московський ярус,  $C_2m$ ). Додатковими цілями є уточнення геологічної будови Блоку I на цих глибинах, вивчення літолого-фаціальних особливостей та колекторських властивостей цільових горизонтів, а також отримання даних для оцінки їх ресурсного потенціалу та можливого приросту запасів нафти і газу.

Види та обсяги робіт по свердловині № 110 включають наступні основні напрямки:

Перший напрямок - це буріння свердловини, де кількість свердловин становить одну, тип свердловини визначено як пошукова, вертикальна, проектна глибина складає 5950 метрів, а проектним вибоєм є горизонт М-1

(C<sub>2</sub>m). Спосіб буріння передбачається комбінований, тобто роторний та турбінний з використанням вибійних двигунів.

Другий напрямок - промислові геофізичні дослідження. Запланований повний комплекс ГДС у відкритому стовбурі та в обсаджений свердловині для детального вивчення геологічного розрізу, виділення перспективних пластів, оцінки їх фільтраційно-ємнісних властивостей та характеру насичення.

Третій напрямок - відбір керна та шламу. Відбір керна запланований в інтервалах залягання цільових продуктивних горизонтів та порід-покришок, загальна проектна проходка з відбором керна становить 152 м.

Четвертий напрямок - лабораторні дослідження керна, шламу та пластових флюїдів. Передбачений комплексний аналіз відібраних зразків, включаючи літолого-петрографічні, стратиграфо-палеонтологічні, фізико-літологічні дослідження керна та шламу, а також детальні дослідження складу та властивостей пластових флюїдів у разі їх отримання.

П'ятий напрямок - випробування пластів. Заплановано випробування перспективних об'єктів як у процесі буріння за допомогою ВПТ, так і в обсаджений експлуатаційній колоні шляхом перфорації, орієнтовно 8 об'єктів.

Шостий напрямок - інтенсифікація припливу, яка може бути застосована за необхідності.

Конструкція свердловини № 110 наступна: направлення діаметром 530 мм на глибину 50 м; кондуктор діаметром 426 мм на глибину 180 м; перша проміжна технічна колона діаметром 324 мм на глибину 1930 м; друга проміжна технічна колона діаметром 245 мм на глибину 4500 м; колона-"хвостовик" діаметром 194 мм в інтервалі 4400-4800 м; експлуатаційна колона діаметром 168/140 мм на глибину 5950 м.

Очікуваний приріст запасів нафти чи газу в результаті буріння свердловини № 110 пов'язаний з розвідкою перспективних ресурсів категорії С3. У разі успішного відкриття, очікується приріст видобувних запасів. За попередніми оцінками, сумарні початкові загальні геологічні ресурси сухого газу категорії С3 по Блоку І для свердловини № 110 становлять близько 1471 млн м<sup>3</sup>.

Швидкість буріння для свердловин такої глибини та складності в умовах ДДЗ може варіювати. Виходячи з досвіду буріння на Іллінському НГКР, очікувана середня комерційна швидкість буріння може становити орієнтовно 300-380 метрів на верстато-місяць.

Успішна реалізація проекту буріння свердловини № 110 дозволить не тільки отримати приріст запасів вуглеводнів, але й значно розширити знання про геологічну будову та нафтогазоносний потенціал глибокозалегаючих горизонтів Іллінського НГКР.

Тривалість виробничого циклу будівництва свердловини № 110 глибиною 5950 м, включаючи всі етапи від мобілізації до демобілізації, оцінюється орієнтовно в 300-380 діб. Цей термін може бути скоригований залежно від фактичних умов буріння.

Середня швидкість буріння свердловини розраховується за формулою (4.1):

$$v = \frac{h}{t} \quad (4.1)$$

Де h – середня очікувана тривалість t

$$\frac{5950}{(300+380):2} = 17,5 \text{ (м/добу)}$$

Середня очікувана швидкість буріння на місяць розраховується за формулою (4.2):

$$v_{\text{с.м.}} = v \times d \quad (4.2)$$

Де d – середня кількість днів у місяці.

$$17,5 \times 30 = 525 \text{ м/верст. міс}$$

**Таблиця 4.1. Вихідні дані для проектування  
пошуково-розвідувального буріння.**

Показники	Проектні дані
Площа, родовище	Іллінське НГКР
Мета буріння	Дорозвідка
Проектна глибина, м	5950
Вид буріння	вертикальний
Спосіб буріння	турбінно-роторний
Вид енергії	електроенергія або ДВЗ
Геологічні умови	складні
Кількість свердловин (№№ св.)	1
Кількість об'єктів випробування	8
Випробування у процесі буріння	8
Конструкція свердловини:	
Кондуктор, мм×м	426 × 180
Перша проміжна колона мм×м	324 × 1930
Друга проміжна колона мм×м	245 × 4500
"Хвостовик" мм×м	194 × 4400-4800
Експлуатаційна колона мм×м	168/140 × 5950
Загальна проходка свердловин, м	5950
Очікуваний приріст газу, млн м <sup>3</sup>	1 471

#### 4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт

Витрати на буріння свердловини № 110 глибиною 5950 м складуть 110 500 000 грн.

Розрахунок собівартості 1м проходки виконується за формулою (4.3) [7]:

$$\frac{S_t}{h} = S. \quad (4.3)$$

Де  $S_t$  – собівартість буріння свердловин, грн.  $h$  – сумарна проходка, м.

$$\frac{110500000}{5950} = 18\,571 \text{ грн}$$

Розрахунок прибутку газу, м<sup>3</sup> на 1м проходки виконується за формулою (4.4) [7]:

$$\Pi = \frac{Q}{h} \quad (4.4)$$

Де Q – приріст запасів, м<sup>3</sup> ;

$$\frac{1471000000}{5950} = 247\,226,89 \text{ (м}^3\text{/м)}$$

Розрахунок вартості підготовки 1 м<sup>3</sup> газу виконується за формулою (4.5) [7]:

$$B = \frac{S_t}{Q} \quad (4.5)$$

$$\frac{110500000}{1471000000} = 0,0751 \text{ (грн/м}^3\text{)}$$

(або 75,10 грн/1000 м<sup>3</sup>)

Приріст газу на 1 грн витрат:

$$\frac{S_t}{Q} = Q_{\text{пр}} \quad (4.6)$$

$$\frac{1471000000}{110500000} = 13,31 \text{ (м}^3\text{/грн)}$$

Розрахунок економічного ефекту від можливого впровадження даної розробки проводиться за формулою (4.7) [7]:

$$E_r = (\Pi_r - C_r) \times Q \times q_r \times K_r, \quad (4.7)$$

де

$E_r$  – економічний ефект, грн;

$C_r$  – комерційна ціна на газ (без ПДВ та ренти), грн /тис.м<sup>3</sup>;

$C_{г.п.}$  – розрахункова очікувана собівартість видобутку газу, грн /тис.м<sup>3</sup>;

$Q$  – додатково прирощені запаси газу, тис.м<sup>3</sup>;

$q_r$  – коефіцієнт середньорічного темпу відбору газу у процесі розробки 0,03;

$K_r$  – коефіцієнт вилучення газу, 0,94.

**Таблиця 4.2 Вихідні дані для розрахунку прибутку.**

Найменування	Позначення	Значення
Обсяг товарної продукції газ, тис.м <sup>3</sup>	$Q_{г.п.}$	1 500 000
Очікувані перспективні ресурси та попередньо розвідані запаси газу, тис.м <sup>3</sup>	$Q_r$	1 471 000
Комерційна ціна на газ (без ПДВ та ренти), грн /1000 м <sup>3</sup>	$C_r$	2948,66
Собівартість видобутку газу, грн /1000 м <sup>3</sup>	$C_{г.п.}$	75,10
Середньорічний темп відбору газу у процесі розробки, %	$q_r$	0,03
Коефіцієнт вилучення газу	$K_r$	0,98
Вартість свердловини, грн	$S$	110 500 000

Річний економічний ефект від видобутку газу за рахунок очікуваних додатково прирощених запасів газу складатиме:

$$E_r = (2948,66 - 213,93) \times 1471000 \times 0,98 \times 0,03 = 124\,273\,998 \text{ (грн/рік)}$$

Таким чином річний прибуток від видобутку газу складе близько 124 млн грн.

### 4.3. Висновки до розділу 4

На основі проведених розрахунків та техніко-економічного аналізу проектування буріння пошукової свердловини №110 у межах першого блоку Іллінської площі, можна зробити кілька важливих висновків щодо доцільності та ефективності запланованих геологорозвідувальних робіт.

1. Фінансовий аналіз показує, що загальна вартість буріння свердловини оцінюється в 110,5 млн грн. При цьому собівартість одного метра проходки становить близько 18 571 грн. Загальний очікуваний приріст геологічних ресурсів газу категорії С3 дорівнює 1471 млн м<sup>3</sup>. Отже, приріст газу на один метр проходки становить понад 247 тис. м<sup>3</sup>, що є вкрай високим показником для свердловини такого типу.

2. Розрахована вартість підготовки одного кубічного метра газу дорівнює 0,0751 грн, або 75,10 грн за тисячу кубометрів, що підтверджує економічну доцільність проекту. При цьому приріст газу на кожну гривню витрат становить 13,31 м<sup>3</sup>, що забезпечує позитивне співвідношення між витратами і потенційним прибутком.

3. Розрахунок річного економічного ефекту від розробки виявлених запасів при коефіцієнті вилучення газу 0,98 та середньорічному темпі відбору 0,03 засвідчує можливий прибуток у 124,3 млн грн щороку. Це означає, що вже протягом першого року експлуатації можливе повернення значної частини інвестицій.

4. Загалом проведений аналіз свідчить, що буріння свердловини №110 є економічно обґрунтованим, із високими показниками рентабельності та ефективності. Заплановані геологорозвідувальні роботи, попри значні капіталовкладення, можуть забезпечити істотний приріст ресурсної бази та створити умови для подальшої промислової розробки глибокозалягаючих горизонтів на Іллінській площі.

## **5. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ З ОХОРОНИ ПРАЦІ АІД ЧАС ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ**

### **5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу**

#### **геологорозвідувальних робіт**

Комплекс геологорозвідувальних робіт у процесі дорозвідки нафтових і газових родовищ є складним і багатогранним процесом, що охоплює різноманітні етапи: підготовчі роботи, буріння свердловин, геофізичні дослідження, випробування продуктивних пластів, відбір проб, лабораторний аналіз, а також супутні логістичні та технічні операції. Кожен з цих етапів має свої особливості з точки зору організації праці, безпеки працівників та охорони навколишнього середовища. [4]

Під час виконання таких робіт працівники зазнають впливу низки небезпечних та шкідливих виробничих факторів. До основних небезпечних факторів належать падіння предметів з висоти, контакт з обертовими механізмами, використання вибухових матеріалів при прострілюванні свердловин, можливість викидів газу або нафти, висока напруга електричних приладів. Шкідливі фактори включають підвищений рівень шуму, запиленість повітря, вплив токсичних хімічних речовин, а також екстремальні мікрокліматичні умови.

Особливу увагу слід приділяти безпечній роботі з буровими установками, компресорами, насосними агрегатами, а також приготуванню бурового розчину, що включає хімічно активні речовини. Робота на висоті та в замкнутих просторах також становить значну небезпеку. Не менш важливо враховувати психофізіологічні навантаження: праця у вахтовому

режимі, у віддалених районах, в умовах температурних коливань та підвищеної вологості.

Систематичне виявлення, оцінювання й моніторинг небезпечних факторів дозволяє вчасно вживати профілактичні заходи для попередження травматизму та професійних захворювань. Рациональна організація робочих місць, застосування сучасних засобів захисту, автоматизація небезпечних процесів і навчання персоналу — все це є запорукою безпечного виконання геологорозвідувальних робіт.

## **5.2. Заходи з техніки безпеки при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт**

Безпека праці під час проведення геологорозвідувальних робіт визначається комплексом організаційно-технічних заходів, спрямованих на запобігання виробничому травматизму, аваріям та іншим небезпечним ситуаціям. Основними складовими системи техніки безпеки є навчання персоналу, забезпечення відповідних умов праці, використання засобів індивідуального захисту (ЗІЗ), дотримання нормативних вимог до експлуатації обладнання та інфраструктури бурових майданчиків.

Усі працівники перед початком виконання робіт повинні проходити обов'язковий вступний, первинний і повторний інструктажі з охорони праці. Для окремих видів робіт (висотні, з електрообладнанням, вибухонебезпечні зони) передбачене спеціальне навчання та перевірка знань з фіксацією в спеціальних журналах.

Працівники повинні бути забезпечені ЗІЗ: касками, захисними окулярами, респіраторами, рукавицями, спецодягом із вогнетривких матеріалів, захисним взуттям з металевими носками та антиковзною підошвою. У нічний час працівники повинні мати світловідбивні елементи на одязі.

Окрему увагу необхідно приділяти безпечній експлуатації механізмів та обладнання. До роботи допускаються лише кваліфіковані особи з відповідним допуском. Перед початком зміни проводиться технічний огляд устаткування. Усі роботи з обертовими частинами механізмів мають виконуватись тільки при їх повній зупинці.

Особливої уваги потребує організація безпечної праці при бурінні у нічний час: освітлення майданчика має бути рівномірним, потужним, без мерехтіння. Робочі місця повинні мати належне протиковзке покриття, чітку розмітку та огорожі.

Під час проведення робіт у вибухонебезпечних умовах забороняється використання відкритого вогню, куріння в межах бурової установки, а також застосування іскроутворювальних інструментів. Усі електроприлади мають бути заземлені.

Роботодавець зобов'язаний створити безпечні умови праці, своєчасно забезпечувати працівників ЗІЗ, перевіряти технічний стан обладнання, контролювати дотримання працівниками інструкцій з охорони праці. Працівники, у свою чергу, повинні знати та неухильно виконувати вимоги техніки безпеки.

### **5.3. Заходи з виробничої санітарії при проведенні комплексу**

#### **геологорозвідувальних робіт**

Виробнича санітарія є важливою складовою охорони праці та спрямована на створення здорових і безпечних умов праці для працівників геологорозвідувальних підприємств. Заходи з виробничої санітарії регламентуються Державними санітарними нормами та правилами, а також вимогами будівельних та гігієнічних норм [24].

Під час облаштування бурових майданчиків і вахтових містечок необхідно забезпечити наявність побутових приміщень, таких як їдальні, санітарні вузли, душові, кімнати відпочинку, гардеробні. Усі ці приміщення повинні відповідати санітарно-гігієнічним вимогам та утримуватися в належному стані.

Значну роль відіграє вентиляція: на території лабораторій, складів хімічних реагентів та приміщень з виділенням шкідливих речовин повинні бути встановлені витяжні вентиляційні системи. У робочих приміщеннях повинна підтримуватися оптимальна температура (не нижче +18 °C узимку), вологість і чистота повітря.

Особлива увага приділяється рівню шуму та освітлення. Допустимий рівень шуму не повинен перевищувати 85 дБ, а рівень освітлення має бути не нижчим за 200–300 лк залежно від типу робіт. При перевищенні цих показників працівникам надаються відповідні ЗІЗ – навушники, окуляри, маски тощо [4].

Питна вода на об'єкті має бути сертифікованою, якість якої регулярно перевіряється. Зона харчування повинна бути відокремлена від виробничої, забороняється вживання їжі на робочому місці. Медичне забезпечення передбачає наявність аптечки першої допомоги, а також доступу до медичних працівників на вахтовій базі.

Дотримання санітарно-гігієнічних норм дозволяє знизити рівень захворюваності, підвищити продуктивність праці та забезпечити комфортні умови для працівників навіть у складних польових умовах.

## 5.4. Пожежна безпека при проведенні комплексу

### геологорозвідувальних робіт

Пожежна безпека є однією з найважливіших складових системи охорони праці під час виконання геологорозвідувальних робіт, особливо у випадках буріння нафтових і газових свердловин, де можливе накопичення легкозаймистих газів, парів та рідин.

Основними причинами виникнення пожеж можуть бути: коротке замикання електромереж, порушення правил експлуатації нагрівального або електротехнічного обладнання, використання відкритого вогню, несанкціоноване паління в небезпечних зонах, витік легкозаймистих речовин, несправність транспортних засобів і генераторів.

Для запобігання пожежам на буровому майданчику необхідно:

- облаштувати місця зберігання легкозаймистих матеріалів згідно з нормами;
- обладнати приміщення системами пожежної сигналізації та пожежогасіння;
- розмістити протипожежні щити із засобами первинного пожежогасіння (вогнегасники, пісок, лопати, сокири);
- забезпечити чітке маркування шляхів евакуації та вільний до них доступ;
- проводити регулярні інструктажі з пожежної безпеки;
- контролювати технічний стан електрообладнання, паливних баків і ємностей із реагентами.

При виконанні прострілювальних або вибухових робіт необхідно дотримуватись спеціальних інструкцій. Вибухові матеріали повинні зберігатись у спеціально обладнаних сховищах. Усі працівники мають бути

ознайомлені з планом евакуації та порядком дій у разі пожежі. Тренування проводяться не рідше одного разу на півроку.

## **5.5 Висновки до розділу 5**

1. Аналіз умов праці підкреслює багатогранність та складність геологорозвідувальних робіт, що охоплюють різноманітні етапи від підготовчих до лабораторних. Визначено ключові небезпечні фактори, такі як падіння предметів, контакт з обертовими механізмами, використання вибухових матеріалів, можливість викидів вуглеводнів та висока напруга. До шкідливих факторів віднесено підвищений рівень шуму, запиленість, вплив токсичних хімікатів та екстремальні мікрокліматичні умови. Особлива увага приділяється безпеці при роботі з буровим та насосно-компресорним обладнанням, а також психофізіологічним навантаженням, пов'язаним з вахтовим методом роботи. Наголошується на важливості систематичного виявлення та моніторингу ризиків для своєчасного вжиття профілактичних заходів.

2. Заходи з техніки безпеки охоплюють широкий спектр організаційно-технічних рішень. Ключовими елементами є обов'язкове навчання та інструктажі персоналу з охорони праці, забезпечення працівників необхідними засобами індивідуального захисту (ЗІЗ), що відповідають специфіці виконуваних робіт. Підкреслюється важливість безпечної експлуатації обладнання, допуску до робіт лише кваліфікованого персоналу та проведення регулярних технічних оглядів. Окремо виділено вимоги до організації безпечної праці у нічний час, зокрема належне освітлення та облаштування робочих місць. Наголошено на суворому дотриманні правил поведіння у вибухонебезпечних зонах, включаючи заборону відкритого вогню та використання іскроутворювальних інструментів.

3. Заходи з виробничої санітарії спрямовані на створення здорових умов праці. Контроль за рівнями шуму та освітлення, а також забезпечення працівників відповідними ЗІЗ при їх перевищенні, є важливими аспектами. Забезпечення якісною питною водою та належне медичне забезпечення також відіграють значну роль у підтримці здоров'я працівників.

4. Пожежна безпека розглядається як критично важливий елемент системи охорони праці, особливо при роботі з легкозаймистими вуглеводнями. Визначено основні причини виникнення пожеж та запропоновано комплекс превентивних заходів, що включають правильне облаштування місць зберігання легкозаймистих матеріалів, оснащення об'єктів системами пожежної сигналізації та пожежогасіння, наявність засобів первинного пожежогасіння, чітке маркування шляхів евакуації, регулярні інструктажі та тренування персоналу, а також суворий контроль за станом електрообладнання та дотриманням правил пожежної безпеки при виконанні небезпечних робіт.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу прикладну задачу оцінювання перспектив вуглеводневих скупчень у верхньокам'яновугільних відкладах для збільшення видобутку вуглеводнів..

1. Доведено високу перспективність буріння пошукової свердловини № 110 в межах першого приштокового блоку Іллінського НГКР. Встановлено, що І блок є структурно-тектонічною пасткою комбінованого типу, підготовленою для акумуляції вуглеводнів, що підтверджується даними сейсмозвідки 3D та аналізом геологічної будови. Доведена промислова продуктивність аналогічних горизонтів у сусідніх свердловинах (№ 107, № 100/101) та на родовищах-аналогах дозволяє з високою ймовірністю прогнозувати наявність покладів у цільових відкладах верхнього та середнього карбону.

2. Основним результатом роботи є кількісна оцінка ресурсного потенціалу І блоку. На основі аналізу даних ГДС та лабораторних досліджень по свердловинах-аналогах, а також з урахуванням сприятливих фільтраційно-ємнісних властивостей та термобаричних умов, виконано попередній підрахунок геологічних ресурсів газу категорії С3. Сумарний очікуваний обсяг ресурсів по цільових горизонтах (Г-13, К-1 – К-6, М-1) для свердловини № 110 становить близько 1,5 млрд м<sup>3</sup>. Найбільший потенціал пов'язується з горизонтом Г-13 (близько 719 млн м<sup>3</sup>), що робить його пріоритетним об'єктом для розвідки.

3. Розроблено та обґрунтовано оптимальну систему дорозвідки, що передбачає буріння пошукової свердловини № 110 в апікальній частині структури на глибину 5950 м. Запропонований комплекс промислово-геофізичних та лабораторних досліджень, включаючи відбір 152 м керн, забезпечить отримання вичерпної інформації для

підтвердження прогнозних ресурсів, уточнення геологічної моделі та, у разі успіху, переведення ресурсів у промислові запаси.