

**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 Тектонічні та літологічні особливості будови Більської
структури**

Пояснювальна записка

Керівник

старший викладач Лазебна Ю.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата,

Виконавець роботи

Кострикiна М.О.
студент, ПІБ

група_401НЗ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту _____

Полтава, 2024

Національний університет Полтавська політехніка
імені Юрія Кондратюка

Навчально–науковий інститут нафти і газу

Кафедра Буріння та геології

Освітньо–кваліфікаційний рівень: Бакалавр

СПЕЦІАЛЬНІСТЬ 103 НАУКИ ПРО ЗЕМЛЮ

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

“ _____ ” _____ 2024 року

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

Кострикiна Марина Олександрiвна

1. Тема проекту (роботи) Тектонiчні та лiтологiчні особливостi будови Бiльської структури

Керiвник проекту (роботи) старший викладач Лазебна Ю.В.
(прiзвище, iм'я, по батьковi, науковий ступiнь, вчене звання)

затверджений наказом вищого навч. закладу вiд 08. 12.2023 року №1481/ф,а

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17.06.24

3. Вихiднi данi до проекту (роботи) 1. Науково–технiчна лiтература, перiодичнi видання, конспекти лекцiй. 2. Геологiчні звiти та звiти фiнансової дiяльностi пiдприємств за профiлем роботи. 3. Графiчні додатки по площi: структурнi карти, геолого–технiчний наряд, сейсмо–геологiчні профiлi.

4. Змiст розрахунково–пояснювальної записки (перелiк питань, якi потрібно розробити) Вступ; спеціальна частина; технiчна частина; економiчна частина; охорона працi.

5. Перелiк графiчного матерiалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Структурна карта площi, геолого технiчний наряд та сейсмогеологiчний профiль, висновок.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Геологічна частина			
Спеціальна частина			
Технічна частина			
Економічна частина			
Охорона праці			

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Геологічна частина	27.05–31.05
2	Спеціальна частина	01.06–06.06
3	Технічна частина	07.06–10.06
4	Економічна частина	10.06–12.06
5	Охорона праці	13.06–16.06
6	Попередні захисти робіт	17.06–23.06
7	Захист бакалаврської роботи	24.06–28.06

Студент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

(підпис)

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ

ВСТУП

1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1. Географічно-економічні умови Більського родовища.....	8
1.2. Геолого–геофізична вивченість Більського родовища.....	9
1.3. Геологічна будова Більського родовища.....	10
1.3.1. Стратиграфія.....	11
1.3.2. Тектоніка.....	15
1.3.3. Нафтогазоносність.....	19
1.3.4. Гідрогеологічна характеристика.....	20
Висновки до 1 розділу.....	25

II. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт в межах Більського родовища.....	26
2.1.1. Обґрунтування постановки робіт.....	26
2.1.2 Система розміщення свердловин.....	28
2.1.3. Промислово–геофізичні дослідження в межах Більського родовища..	41
2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів.....	42
2.1.5 Лабораторні дослідження.....	45
2.1.6 Оцінка перспективності площі.....	51
2.2. Підрахунок запасів.....	54
Висновки до розділу 2.....	57

3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо–геологічні умови буріння.....	58
3.2. Обґрунтування конструкції свердловини.....	61
3.3. Режими буріння.....	63
3.4. Характеристика бурових розчинів.....	66
3.5. Охорона надр та навколишнього середовища.....	69
3.5.1. Охорона надр при бурінні свердловин.....	70
3.5.2. Охорона надр в процесі розробки родовища.....	71
3.5.3. Охорона надр в процесі інтенсифікації.....	73
3.5.4. Охорона навколишнього середовища.....	73
3.5.5. Охорона навколишнього середовища при будівництві свердловин.....	74

3.5.6. Охорона надр та навколишнього середовища при облаштуванні і розробці родовища.....	75
Висновки до розділу 3.....	80

4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт.....	81
4.2 Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт.....	87
4.3 Висновки до розділу 4.....	92

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт.....	93
5.2 Розробка заходів з охорони праці.....	96
5.2.1 Заходи з техніки безпеки.....	97
5.2.2 Заходи з виробничої санітарії.....	99
5.3 Пожежна безпека.....	101
Висновки до розділу 5.....	105

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А: Структурна карта по покрівльв горизонту В-14 Більського НГКР

ДОДАТОК Б: Структурна карта по покрівльв горизонту В-15а Більського НГКР

ДОДАТОК В: Геологічний розріз I-I по лінії свердловин 470,101,168,161.

ДОДАТОК Г: Геологічний розріз II-II по лінії свердловин 162,160,165,168.

ДОДАТОК Д і Е: Графік залежності $R_{пл.}, R_{ст.}, R_{пр} = f(Q)$ по свердловині № 162 горизонту В-14.

ДОДАТОК Ж: Геолого-технічний наряд по всердловині № 166 Більського родовища.

АНОТАЦІЯ

Кострикіна М. О. «Тектонічні і літологічні особливості будови Більської нафтогазоконденсатоносної структури».

Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю». Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава. 2024.

Основними напрямками дослідження кваліфікаційної роботи є з'ясування стратиграфічних і тектонічних особливостей Більського родовища; вивчення літолого-стратиграфічних особливостей розрізу родовища; характеристика наявності порід-колекторів, які містять поклади вуглеводнів; дослідження літологічних та колекторських властивостей порід колектора, аналіз газоконденсатності продуктивних горизонтів.

У роботі застосовано комплекс геолого-геофізичних, аналітичних та статистичних методів для виділення перспектив добування вуглеводнів Більського родовищ.

Основним результатом кваліфікаційної роботи є встановлення, що Більська нафтогазоконденсатоносна структура має значний потенціал для видобутку вуглеводнів, відповідно подальші геологічні дослідження, буріння і випробування свердловин допоможуть виявити наявні запаси нафти, газу і конденсату, а також визначити найбільш ефективні методи їх видобутку.

Робота виконана згідно завдання і включає в себе: геологічну, спеціальну, технічну, економічну частини та розділ з охорони праці.

Пояснювальна записка виконана на 117 сторінках, з яких 100 основного тексту, 8 рисунків та 12 таблиць. Вона також містить графічні додатки, що включають у себе 8 рисунків: структурні карти по відбивальних горизонтах В-14, В-15а, сейсмологічні профілі по лініях I-I, II-II.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: РОДОВИЩЕ, ПОШУК І РОЗВІДКА, ЗАПАСИ, ГАЗ, КОНДЕНСАТ

ANNOTATION

Kostrykina Maryna «Tectonic and lithological features of the structure of the Bilska oil and gas condensate-bearing structure».

Bachelor's thesis in the speciality 103 «Earth Sciences». National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic», Poltava. 2024.

The main areas of research of the qualification work are: clarification of stratigraphic and tectonic features of the Bilske field; study of lithological and stratigraphic features of the field section; characterisation of the presence of reservoir rocks containing hydrocarbon deposits; study of lithological and reservoir properties of reservoir rocks, analysis of gas condensability of productive horizons.

A set of geological, geophysical, analytical and statistical methods was used to identify the prospects for hydrocarbon production at the Bilske field.

The main result of the qualification work is the establishment that the Bilska oil, gas and condensate-bearing structure has significant potential for hydrocarbon production, and further geological exploration, drilling and testing of wells will help to identify existing oil, gas and condensate reserves and determine the most efficient methods of their production.

The work was performed in accordance with the assignment and includes: geological, special, technical, economic and labour protection sections.

The explanatory note is made on 117 pages, including 100 main text, 8 figures and 12 tables. It also contains graphic appendices, which include 8 figures: structural maps for reflective horizons B-14, B-15a, seismological profiles along lines I-I, II-II.

KEY WORDS: DEPOSIT, SEARCH AND EXPLORATION, RESERVES, GAS, CONDENSATE

Вступ

Актуальність: Більська нафтогазова структура розташована на території України і є однією з перспективних структур для видобутку нафти та газу. Це геологічне утворення характеризується специфічними умовами залягання вуглеводнів, що робить його цікавим для геологорозвідки та видобутку. Вивчення стратегічно-тектонічних особливостей Більського родовища є важливою задачею для ефективної розвідки та експлуатації вуглеводнів. Цей процес включає аналіз геологічної будови, тектонічних процесів та історії розвитку регіону, що дозволяє отримати глибоке розуміння геологічної структури та потенціалу родовища, що є ключовим для планування ефективної розвідки та видобутку вуглеводнів.

Мета досліджень: уточнення геологічної будови нижньокам'яновугільних відкладів південної прибортової зони ДДЗ за комплексом стратиграфічних, структурно-тектонічних досліджень, виявлення нових ділянок та об'єктів полягає у вивченні тектонічних і літологічних особливостей будови Більської нафтогазоконденсатоносної структури.

Об'єкт: тектонічні процеси та геологічна будова Більської структури.

Предмет: аналіз геологічної будови та літологічної особливості розрузу Більського родовища.

Задачі:

- вивчення стратиграфічних і тектонічних особливостей Більського родовища;
- вивчення літолого - стратиграфічних особливостей розрізу родовища;
- визначення наявності порід-колекторів, які містять поклади вуглеводнів;
- дослідження літологічних та колекторських властивостей порід колектора, аналіз газоконденсатності продуктивних горизонтів;
- визначення економічної доцільності розробки родовища на основі геологічних даних та прогнозів

1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1. Географічно-економічні умови Більського родовища

Більське нафтогазоконденсатне родовище в адміністративному відношенні розташоване в Зіньківському районі Полтавської області і Охтирському районі Сумської області.

Найближчі районні центри розташовані: м. Зіньків на північний захід від площі на відстані 18 км, смт. Котельва на південний схід на відстані 14 км. Найбільш великими населеними пунктами, розташованими поблизу, є с. Більськ, Батьки, Довжик, Куземин (рис. 1.1). Зв'язок з обласним центром м. Полтавою здійснюється по асфальтованій дорозі. До Більського родовища підведені нафтогазоконденсато- і газопроводи.

В геологічному відношенні родовище знаходиться в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини на північному схилі Шилівської депресії.

Східна частина родовища розташована на території археологічного заповідника "Більське городище скіфської доби", що знаходиться під охороною держави.

Ландшафт місцевості лісостеповий. Лісові масиви розташовані у північній і північно-східній частині площі.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна кількість опадів складає 470 мм. Найбільш холодний місяць січень, він має середню температуру -7°C , найбільш жаркий - липень ($+21^{\circ}\text{C}$).

Корисні копалини району представлені пісками і глинами, які використовуються у гончарному виробництві. Також використовуються підземні води кайнозойських відкладів для питного і технічного водопостачання.

В орогідрографічному відношенні Більське родовище знаходиться в міжріччі річок Ворскла на сході і Грунь на заході. Поверхня рельєфу

представляє собою сильно розчленовану рівнину, зрізану балками і яругами. Найбільш високі позначки рельєфу у межах родовища знаходяться в південно-східній і центральній частинах площі і складають 175-190 м над рівнем моря.

Правий берег р. Ворскла високий і крутий, зрізаний глибокими і короткими яругами, глибиною до 40 м. На лівому березі р. Грунь розвинуті тераси: сучасна, заплавна і надзаплавна. Сучасна тераса є досить рівна поверхня з абсолютними позначками в межах 115-120 м. Надзаплавна тераса здіймається над заплавою на 4-5 м.

1.2. Геолого–геофізична вивченість Більського родовища

В 1952-1953 рр. на площі одночасно з структурно-картувальним бурінням проводилися сейсмічні дослідження МВХ, якими було виявлено Більську брахіантклиналь у відкладах середньої юри і глинистої товщі тріасу. В 1957 р. розпочато пошуково-розвідувальне буріння з метою оцінки їх промислової нафтогазоносності. У цьому ж році свердловиною № 1 одержано промисловий приплив газу з утворень середньої юри (продуктивний горизонт Ю-1, інт. 1696-1700 м).

У 1958 р. родовище прийняте на Державний баланс. На першому етапі пошуково-розвідувальних робіт (1957-1963 рр.) пробурено 27 свердловин і підготовлено до розробки поклади вуглеводнів у породах тріасу та юри. Сейсмічними роботами 1963-1977 рр. структура підготовлена до буріння по відбиваючих горизонтах середнього і нижнього карбону.

В результаті проведення другого етапу робіт встановлена промислова нафтогазоносність нижньо-кам'яновугільних відкладів. За цей період пробурено вісім свердловин, якими розкрито карбонатні відклади від четвертинних до нижньо-кам'яновугільних (турнейськнй ярус).

Дослідно-промислову експлуатацію родовища почато в 1963 р., з газоконденсатного покладу горизонту Ю-1, який на даний час вже

повністю вироблений . Поклади горизонтів I-1, I-2, I-3 розробляються з 1974 р. Нафтова облямівка горизонту I-3 введена в розробку в 1964 р. Експлуатація нафтових свердловин супроводжувалась швидкими проривами вільного газу і води, зниженням дебітів нафти. У зв'язку з переходом на фонтанування чистим газом вони законсервовані. Протягом експлуатації нафтових свердловин (1964 – 1966 рр.) видобуто 23,1 тис.т. нафти і 64 млн. м³ газу.

З 1968 р. УкрНДІГазом рекомендована подальша розробка родовища як газоконденсатного з попутним видобутком нафти.

Візейські газоконденсатні поклади В-14 і В-15б, введені в розробку з 1970 р. як основний об'єкт. По стану на 1.01.2007 року з покладів В-14 - В-15б видобуто 1889,7 млн.м³ газу, і 140,0 тис. т. конденсату.

1.3. Геологічна будова Більського родовища

В загальному тектонічному плані Більська структура розташована у зоні центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини, у рельєфі поверхні кристалічного фундаменту в районі Більської площі виділяються північна і південна зони виступів і западин. Головним структурним елементом осадового чохла даної площі є велике яскраво виражене Більське підняття являє собою брахіантиклінальну складку північнозахідного простягання, що розбита поперечними розривними порушеннями типу скиди на декілька блоків. Площини зміщувачів основних порушень падають на південний схід, в цьому ж напрямку сходиноподібно занурюється вся складка. Перикліналі підняття, ускладнені скидами меншої амплітуди діагонального простягання, що замикаються на основні порушення. Для формування Більської структури характерний конседиментаційний коливальноциклічний характер тектонічного розвитку з періодичним поновленням (активізацією) руху соляних мас, з відновленням всієї системи скидових порушень закладених в пізньовізейський час.

Більська структура є типовою криптодіапіровою складкою з девонським соляним ядром, що залягає на глибині 5300-5500 м в апікальній частині куполу. Структурні плани складки мають успадкований характер, по палеозойських відкладах крила залягають з більш крутими кутами, в мезозої структура виположується, розривні порушення стають малоамплітудними, деякі затухають.

Найбільш складна геологічна будова спостерігається по візейськотурнейському поверху, відклади якого перекривають розчленовану поверхню девонського розрізу, через прояв галокінезу та блокову тектоніку. Такі умови залягання відкладів спричинили коливання товщин із збільшенням їх від припіднятих апікальних частин до занурених на крилах (Додаток А). Така геологічна будова в сукупності з поверхневими умовами призводить до ускладненої картини хвильового поля на сейсмічних матеріалах. Слід відзначити, що геологічний розріз Більського родовища впевнено зіставляється з розрізами сусідніх родовищ та площ.

Літологічно, розрізи розвідувальних і експлуатаційних свердловин досліджуваної площі складені осадовими породами. Теригенні відклади представлені глинами, аргілітами, пісками, пісковиками, алевролітами. Карбонатні породи – це крейда і вапняки різного геологічного віку.

В 1952-1953 рр. на площі одночасно з структурно-картувальним бурінням проводилися сейсмічні дослідження МВХ, якими було виявлено Більську брахіантклиналь у відкладах середньої юри і глинистої товщі тріасу. В 1957 р. розпочато пошуково-розвідувальне буріння з метою оцінки їх промислової нафтогазоносності. У цьому ж році свердловиною № 1 одержано промисловий приплив газу з утворень середньої юри (продуктивний горизонт Ю-1, інт. 1696-1700 м).

1.3.1. Стратиграфія

У межах Більського підняття породи кристалічного фундаменту, як і утворення франського ярусу верхнього девону, не розкриті. Франські

відклади відомі на сусідніх площах. У межах Загорянської площі вони представлені діабазами глинисто-карбонатної брекчії у верхній частині розрізу, а на Качанівській – кам'яною сіллю.

Найбільш давніми утвореннями, розкритими свердловинами і охарактеризованими палеонтологічно, є відклади, що належать до фаменського ярусу девону.

У будові геологічного розрізу даної площі беруть участь палеозойські, мезозойські і кайнозойські відклади [1] (Додаток Б).

Палеозойська ератема (PZ)

Представлена девонською, кам'яновугільною та пермською системами не у повному обсязі. У складі палеозойської ератеми виділяються, пізньодевонські, пізньокам'яновугільні і ранньопермські відклади.

Девонська система (D)

Девонська система в межах площі розкрита лише в межах верхнього девону (D_{fm}).

Верхньодевонський відділ (D₃)

Верхньодевонський відділ розкритий св. 470 і представлений відкладами фаменський ярусу (D_{3fm}).

Фаменський ярус (D_{3fm₂})

Фаменські утворення у представлені тільки верхньою частиною (верхньофаменський під'ярус) в обсязі верхів данково-лебедянського надгоризонту. Відклади представляють собою теригенно-карбонатну товщу з переважанням у нижній частині дрібно-середньозернистих пісковиків і у верхній - щільних схванокристалічних вапняків.

Кам'яновугільна система (C)

Утворення кам'яновугільної системи у межах структури представлені нижнім, середнім і верхнім відділами з усіма ярусами уніфікованої шкали.

Нижньокам'яновугільний відділ (C₁)

Нижньокам'яновугільний відділ представлений турнейським, візейськими ярусами у повному обсязі

Турнейський ярус (C_{1t})

Відклади турнейського ярусу узгоджено залягають на утвореннях верхнього девону. До турнейського ярусу відноситься карбонатно-теригенна частина розрізу з характерною фауною форамініфер і остракод, яка розділяється на дві товщі. Нижня піщано-глиниста з прошарками вапняків, верхня піщано-карбонатна з прошарками аргілітів. Товщина ярусу коливається від 226 м в св. 150 до 255 м в св. 470.

Візейський ярус (C_{1v})

В об'ємі візейського ярусу виділяються нижньо- і верхньовізейський під'яруси.

Нижньовізейський під'ярус представлений XIV-XIII мікро фауністичними горизонтами. Літологічне розріз складений вапняками з прошарками аргілітів і алевролітів, у верхній частині під'ярусу з потужною пачкою (40 м) пісковиків Верхньовізейський під'ярус представлений XII, XII і XI і мікрофауністичними горизонтами. Літологічно горизонти представлені пісковиками, аргілітами, алевролітами. В XII і XI горизонтах присутні прошарки вапняків. Максимальна товщина візейських відкладів (835 м) розкрита у св. 470.[15]

Серпухівський ярус (C_{1s})

У межах даної площі виділяється в об'ємі нижнього (X і IX мікрофауністичні горизонти) і верхнього (VIII-V мікрофауністичні горизонти) під'ярусів і представляє собою піщано-глинисту товщу. Верхньосерпухівський під'ярус залягає на нижньосерпухівському зі стратиграфічним неузгодженням. Товщина ярусу до 606 м (св. 102).

Середньокам'яновугільний відділ (C₂)

Середній карбон представлений башкирським і московським ярусами.

Башкирський ярус (C_{2b})

Башкирський ярус неузгоджено залягає на підстилаючих ранньокам'яновугільних відкладах і представлений типово морськими утвореннями. Ці відклади за літологічним складом підрозділяються на дві

товщі: нижню-глинисто-карбонатну і верхню - глинисто-піщанисту. Товщина башкирських відкладів змінюються від 497 м (св.104) до 543 м (св. 151).

Московський ярус (C_{2m})

Московський ярус не узгоджено залягає на підстилаючих башкирських відкладах. Літологічно складений пісковиками, у верхній частині прошарки вапняків. Потужність відкладів змінюється від 328 м (св. 160) до 373 м (св. 103), зростаючи від склепіння до крил структури.

Середньокам'яновугільний відділ (C₃)

Представлений чергуванням пісковиків з аргілітами з прошарками вапняків. Товщина відкладів змінюється від 386 м (св.100) до 469 м (св. 104).

Пермська система (P)

Пермська система неузгоджено залягає на підстилаючих пізнокам'яновугільних відкладах пісків, гіпсів, конгломератів. У складі відділу виділяються картамишська, микитівська та слов'янська свити. Товщина відкладів 72-198м.

Мезозойська ератема (MZ)

Мезозойські відклади представлені тріасовою, юрською та крейдовою системами.

Тріасова система (T)

Відклади залягають на розмитій поверхні нижньої пермі. У нижній частині представлені піщано-глинистою товщею, що переходить вище по розрізу у піщану, яка потім змінюється піщано-карбонатною. Закінчується розріз глинистою товщею. До піщано-карбонатної товщі тріасу приурочений нафтогазовий поклад, до глинистої товщі - газовий. Товщина тріасових відкладів коливається від 487м (св. 100) до 605 м (св. 105).

Піщано-карбонатна товща тріасу - T_{пк}.

Літологічно представлена частим чергуванням пісковиків світло-сірих і зеленуватих, середньозернистих, сильно слюдистих вапнякових з глинами строкате барвистими і цегляно-червоними, що переходять в алевроліт. Дана

пачка характеризується сильною вапняковитістю порід: місцями вміщує крупні стягування і зростки білуватого цукроподібного вапняку. В нижній частині описуваної товщі переважають прошарки пісковиків, у верхній - домінуюче значення набирають алевролітові-глинисті різноманітності порід. Таким чином, піщано-карбонатна товща тріасу може розглядатися як перехідна від нижньої піщанистої до верхньої глинистої товщі тріасу. До піщано-карбонатної товщі на Більській площі приурочені поклади нафти і газу. Товщина відкладів піщано-карбонатної товщі 52-74 м. [3]

Юрська система (J)

Представлена середнім і верхнім відділами. Середньоюрські відклади в об'ємі байоського і батського ярусів літологічне складені в нижній частині піщаними різновидами, до яких приурочений газовий поклад, у верхній - глинами. Аналогічну будову мають пізноюрські відклали, представлені келовейським, оксфордським і кимериджським ярусами. Товщина юри коливається від 489м (св. 100) до 605 м (св. 105).

Крейдова система (K)

У складі крейдової системи відокремлюються нижній і верхній відділи. Нижній відділ складений пісками з прошарками глин, верхній відділ в основному складений білою писальною крейдою і крейдоподібними мергелями. Товщина системи від 705 м (св. 165) до 783 м (св. 105).

Кайнозойська ератема (KZ)

У кайнозойській групі представлені палеогенова, неогенова і четвертинна системи. Літологічно вони складені пісками сірими і зеленувато-сірими, дрібно-середньо-зернистими з прошарками глин і пісків та пачкою світло-сірих, піщаних мергелів київської серії. Товщина відкладів 321-374 м.

1.3.2. Тектоніка

В загальному тектонічному плані Більська структура розташована у зоні центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини [1]. За даними

КМПХ у рельєфі поверхні кристалічного фундаменту в районі Більської площі виділяються північна і південна зони виступів і западин [2].

Північна зона включає Качанівську западину, Зіньківський і Груньський виступи.

Вся ця дислокована зона примикає до розлому південно-східного простягання, по якому поверхня фундаменту різко опускається приблизно на 750 м. У при піднятій частині, на північ від вказаного розлому, спостерігається загальне моноклінальне підняття поверхні фундаменту до борту.

Південна зона виступів і западин включає Лютенківську западину, Покровський виступ і Солохівську западину. Ця зона відноситься до Центральної частини грабену.

Описані вище зони, а також розділяюча їх монокліналь інтенсивно розбиті розривними порушеннями.

Глибина залягання покрівлі кристалічного фундаменту в області північної зони виступів і западин коливається від 6,5 до 7,5 км. До борту спостерігається поступовий підйом до 4 км. У південній зоні виступів і западин глибина залягання поверхні фундаменту коливається від 8,5 - 11 км.

У 2000-2001 рр. на Більській площі виконувались сейсморозвідувальні роботи 3D, які дозволили суттєво уточнити її будову. [3]

Головним структурним елементом осадового чохла даної площі є велике яскраво виражене Більське брахіантиклінальне асиметричне підняття, яке є типовою солянокупольною структурою з девонським соляним ядром, що залягає на глибині близько 6000 м.

По відкладах карбону структура представляє собою витягнуту брахіантиклінальну складку північно-західного простягання, ускладнену серією диз'юнктивних порушень.

Найбільший інтерес з точки зору перспектив нафтогазоносності представляють гор. В-14, В-15 і В-16. структурне положення яких відповідає відбиваючому горизонту $V_{1^{3-11}}$. По цьому відбиваючому горизонту Більське

асиметричне підняття має амплітуду біля 650 м, розміри 12x8 км по ізогіпсі -4250 м і приблизно навпіл розбито тектонічним порушенням північне східного простягання амплітудою 200-350 м.

На південному крилі кути падіння пластів складають 17-18 °, на північному 14-16 °.

У піднесеному і зануреному блоках поклади гор. В-14-В-16 мають різні рівні ГВК, тобто, вони гідродинамічне ізольовані [2].

Головне порушення простежується у св. 14, 101, 150, 151, 160, 161, 162, 163, 165, 166 та 470; по розрізу воно відмічається починаючи і турнейських відкладів (за даними сейсмозвідки) і, скоріше за все, має вихід на денну поверхню. Порушення обумовлює розміри і розміщення пасток вуглеводнів як візейських, так юрських і тріасових покладів. Крім головного порушення, структура ускладнена кількома дрібнішими (амплітудою 50-100м) порушеннями як паралельними йому, так і субмеридіонального простягання. Час утворення основного порушення умовно визначається як пізновізейський. Так, св. 470 і 101 які пробурені на перикліналі знаходяться у піднесеному блоці розкрили розріз пізновізейських відкладів на 50-70 м менше, ніж присклепінні св. 163 і 150. Активізація соляного тектогенезу була у передбашкирський і башкирський час (товщина S_{2v} у св. 470, 101 — 500 м, у св. 151, 160-у опущеному блоці - 550 м). Активізація процесу формування Більської структури, ймовірно, відбувалась також у пізнокам'яновугільний час [9].

Аналіз товщин і геологічних побудов дозволяє припустити, що протягом цього часу на фоні загального занурення площі відбувалось локальні піднесення пластів у центральній частині структури, що супроводжувалось активізацією тектонічних рухів. Як було зазначено вище, головне порушення простежується у багатьох свердловинах, але ми не спостерігали його у периклінальних свердловинах 104, 105, не було його і в св. 164, яка опинилася в окремому опущеному блоці. Враховуючи також дані інтерпретації 3D – сейсмозвідки, відповідно до яких головне порушення

стає малоамплітудним у північно-східному напрямку при перетині ним субширотного порушення, можна припустити, що структуроутворюючими для Більського родовища є порушення амплітудою 60-150 м субширотного простягання, які виникли внаслідок соляного тектогенезу і утворили структуру горстового типу. Дещо пізніше, за рахунок сповзання по солі, в межах горсту були утворені окремі блоки. Останні, по головному порушенню, скоріше за все, мали місце і в новіший етап тектогенезу. В процесі вивчення геологічного матеріалу можливо передбачити наявність у південно-східній частині родовища малоамплітудних розривних порушень [2].

Детальний аналіз геологічної будови родовищ., дозволяє припустити, що склепінна частина складки у межах зануреного блоку по великоамплітудному скиду зсунулася у південно-східному напрямку і в сучасному плані розташована між св. 150 і 102, на ділянці, де на підставі старих побудов буріння свердловин не вважалось доцільним. Це припущення було одним з аргументів постановки на родовищі детальних сейсморозвідувальних робіт 3D [1].

Результати цих робіт не інтерпретуються однозначно. Але, незважаючи на цей факт, вони підтвердили зміщення склепіння Більського підняття по візейських відкладах у районі св. 150 на схід.

Аналогічні до візейських структурні форми Більського підняття простежуються і по вищезалігаючих башкирських і московських відкладах середнього карбону, але з більш густою сіткою скидів.

Структурний план верхнього карбону в цілому повторює структурні форми відкладів середнього карбону. Структурні карти покладу В-14 і В-156 Більського ГКР наведено на Додатку А і Додатку В відповідно.

По мезозойських відкладах відбувається виположення крил і периклінальних ділянок і зменшення кутів нахилу шарів до 3-6 °.

Відбиваючому сейсмічному горизонту J_{2bs_2} -Р відповідає покрівля продуктивного юрського пісковика. Палеосклепіння Більської структури, з

урахуванням впливу скидів, розташоване в районі св. 17. Всі продуктивні свердловини опинилися в межах зазначеного палеосклепіння, ускладненого скидом амплітудою 40 м та малоамплітудними порушеннями, паралельними великій осі складки. Припускаючи, що антиклінальна юрська пастка була заповнена вуглеводнями до її тектонічного ускладнення, з врахуванням наявності продукції в св. 14 та в св. 17, перша з яких після палеорекострукції буде знаходитись приблизно на 50 м нижче за другу, можна прогнозувати газоводяний контакт (ГВК) в найбільш зануреному блоці на рівні не вищому за -1400 м. В інших блоках, що розташовані в межах палеосклепіння і примикають до дрібних порушень, ГВК можна прогнозувати на рівні не вищому за -1375 м.

Структурна будова продуктивного тріасового гор. $T_{пк}$, покрівля якого відповідає відбиваючому горизонту III в, в значній мірі подібна до будови горизонту II в. В межах Більської брахіантиклінальної складки виділяються дві крупні структурні форми. Перша - напівантикліналь, що примикає з північного заходу до порушення, в межах якої розташована св. 6. Друга являє собою самостійну антиклінальну структуру, замкнену по ізолінії -1650 м і розбиту порушенням субширотного простягання амплітудою 70 м на дві частини, кожна з яких має своє склепіння [15].

Сучасне склепіння зазначеної антикліналі знаходиться в районі св. 211. Палеосклепіння структури, з урахуванням скидів, розташоване в районі св. 207 і 17, як і на структурному плані горизонту J_2bs_{2-p} .

Висока тектонічна активність структури в цілому, а також її локальних ділянок і тектонічних порушень в неотектонічний етап, мабуть, негативно відбилися на збереженні покладів вуглеводнів.

1.3.3. Нафтогазоносність

Більське газоконденсатне родовище — належить до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району Східного нафтогазоносного регіону

України. Промислова газонасність родовища приурочена до відкладів юри, триасу і нижнього карбону [10].

Характерними особливостями родовища є його багатопластовість, літологічна неоднорідність по площі і розрізу, низька їх газонасиченість і проникність, наявність тектонічних порушень, суттєве погіршення колекторських властивостей пластів на периферійних ділянках структур.

Загальна висота поверху газонасності досягає максимального значення 620 м.

[REDACTED]

[REDACTED] Дослідно - промислова експлуатація їх розпочата в 1970 р.

1.3.4. Гідрогеологічна характеристика

Спеціальні гідрогеологічні дослідження безпосередньо на Більському родовищі не проводились. Дані про підземні води отримані по свердловинах пошуково-розвідувального буріння на нафту і газ, при випробування яких отримані припливи пластових вод [3].

До числа найбільш представницьких у гідрогеологічному відношенні, безпосередньо на родовищі, відносяться свердловини 105 та 104 де з ранньокам'яновугільних відкладів отримані припливи пластової води.

Головною метою гідрогеологічних досліджень - вивчення газодинамічного зв'язку покладу вуглеводнів з пластовими водами, а також отримання гідрохімічної характеристики підземних вод у водоносній частині розрізу родовища.

Результати гідрогеологічних досліджень використовувались для визначення положення газо- і водонафтових контактів, режиму покладу та інших відомостей, необхідних при проектуванні розробки родовищ.

Припливи води до свердловини визначались по кривій відновлення рівня. Відбір пластових вод здійснювався за допомогою глибинних пробовідбірників ПД-ЗМ.

У непродуктивній частині розрізу основні водоносні пласти і комплекси приурочені до піщаних відкладів полтавської світи неогену, харківської і бучакської світ палеогену, верхньої (сеноманський ярус) і нижньої крейди, батського і байоського ярусів середньої юри, тріасу і середнього карбону. Крім того, окремі пласти є у верхній частині кімериджського і у нижній частині келовейського ярусів верхньої юри, у верхньому карбоні. Найбільш потужні, переважно глинисті водоупорні товщі, що відіграють роль регіональних упорів, приурочені до відкладів верхньої юри, верхньої і нижньої частини тріасу. Дебіти вод у свердловинах, пробурених для водопостачання пошуково-розвідувальних свердловин, що розкрили бучакський водоносний горизонт на Гоголівському родовищі[2].

До відкладів келовейського і верхньої частини байоського ярусів приурочені добре витримані по площі водоносні пласти загальною товщиною біля 90 м. Вони розділені регіональною верхньобайосько-нижньобатською глинистою товщею більш як 100 м. Байоський водоносний горизонт, пов'язаний з пісками, випробуваний на Більському, Рибальському, Солохівському родовищах, де були отримані значні припливи води

Верхня частина тріасових відкладів (тріас глинистий) – регіонально витриманий глинистий водоупор. Під ним залягає великої товщини водоносний комплекс, представлений піщаними породами нижньої частини тріасу (тріасу піщаного). На Більському родовищі він має товщину до 300 м. Глибина залягання пісковиків тріасу 1700-2000 м.

Багатоводність на Більському родовищі змінюється в широких межах – від 0,25 м³/добу у св. 104 (випробування у колоні) до 312 м³/доб у св. 470 (випробувач пластів); в цілому пластові води мають добрий напір.

Пластові води візейських відкладів відносяться до хлоркальцієвого типу (по В. Суліну) з мінералізацією до 250 г/л. Ступінь метаморфізації коливається від 0,51 до 0,80.

Водний режим експлуатації свердловин був розглянутий за промисловими даними і даними хімічного складу супутніх вод свердловин 161, 162, 165, 166, 180, 181. Згідно проведеного аналізу, був зроблений висновок, що проба представлена сумішшю конденсаційної води з незначними домішками технічної рідини та пластової рідини [19].

У червні 2011 відібрана на усті проба була представлена хлоридно-натрієвою водою з дещо нижчою мінералізацією 1,44 г/л і густиною меншою за 1г/см³. Наприкінці 2011 р. мінералізація супутньої води, відібраної на усті значно збільшилась до 15,3 г/л, саме як і її густина – 1,008 г/см³. Таке підвищення мінералізації і густини пояснювалось домішкою технічної речовини, на що вказував коефіцієнт метаморфізації $r_{Na/rCl} = 0,87$.

У листопаді 2015 р. зі свердловини 181 на усті була відібрана проба супутньої води, яка була представлена прісною гідрокарбонатною натрієвою

водою з мінералізацією 0,23 г/л. Густина проби ($0,996 \text{ г/см}^3$), саме як і мінералізація відповідали водам конденсаційного походження і в даному випадку були визначальними у встановленні генезису проби. Таким чином надходження до стовбуру свердловини пластової води не зафіксовано. Конденсаційна вода фіксується у свердловині в підвищених об'ємах.

Крім пластових вод, отриманих при випробуванні свердловин, на Більському ГКР є води, які виносяться газом в процесі експлуатації свердловин.

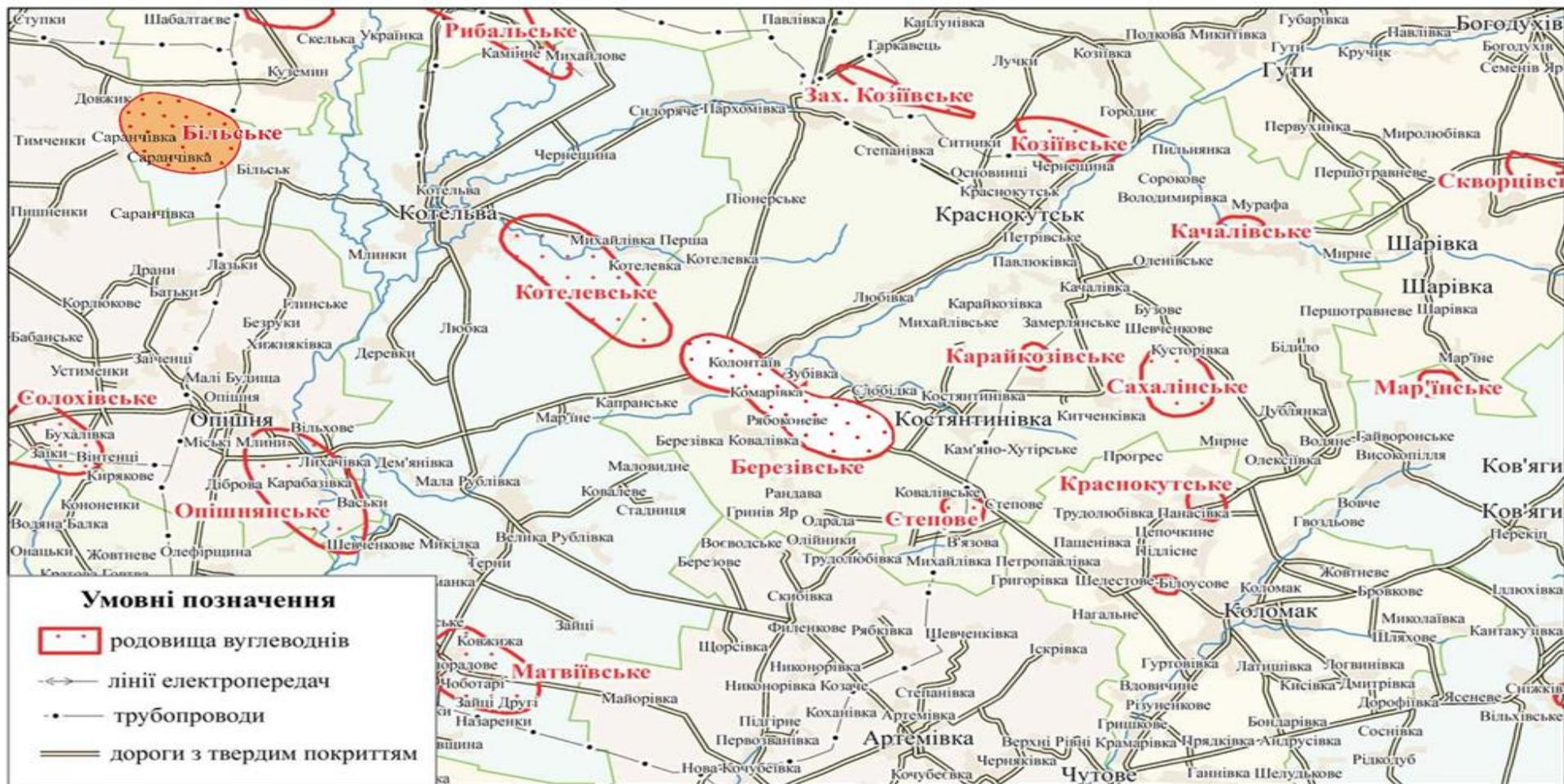
Дослідження хімічного складу вод, які виносяться експлуатаційними свердловинами, показало, що вони відрізняються вмістом значної кількості піску та значною ступеню мінералізації. Остання коливається від 0,32 г/л тобто прісних вод, до 231,7 г/л, тобто розсолів високої концентрації.

Ретельний аналіз даних по складу і кількості виносної рідини, співставлення їх з пластовими водами, дозволило прийти до висновку, ці води, які виносяться експлуатаційними свердловинами, різні по своєму генезису. Крім конденсаційної води, яка з'являється внаслідок конденсації водяних парів, яка викликана різким зменшенням температури та тиску на вибої свердловини, а в подальшому стовбурі свердловини та в лінії маніфольду. Ця вода містить також в своєму складі і зв'язану воду, яка виноситься з пласта разом з газом. В деяких свердловинах спостерігається винос крайових та підшовних вод, які підтягуються до свердловин [3].

Крім конденсаційної, зв'язаної та пластової води в проміжок певного часу після вводу в експлуатацію свердловин спостерігається присутність, в складі винесеної води інерідної рідини, яка потрапила в пласт під час буріння.

Поява в свердловинах хлоркальцієвих вод високої мінералізації свідчить про просування защемлених “водяних включень” (відносно малі дебіти, які не заважають експлуатації свердловин) або про поступлення пластової води (підвищені дебіти води).

Таким чином, хімічний склад води, яка виноситься, служить добрим показником характеру роботи свердловин і його вивчення використовується для контролю за режимом роботи експлуатаційних свердловин.



Висновки до 1 розділу

1) Родовище в адміністративному відношенні розташоване в Зіньківському районі Полтавської області і Охтирському районі Сумської області.

2) Більське родовище знаходиться в межах Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району. В тектонічному відношенні розташоване в центральній частині північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини на північному схилі Шилівської депресії.

3) Більське родовище представлене брахіантиклінальною структурою яка розбита поперечними розломними порушеннями в північнозахідному напрямку.

4) Розріз в межах родовища розкрито до відкладу верхнього девону (D₃). Нафтогазоносність пов'язана з юрськими, тріасовими відкладами мезозою та нижньопермськими і кам'яновугільними відкладами палеозою. Найбільший за запасами є поклад гор. В-14, В-15, що знаходиться в межах візейського ярусу.

5) До числа найбільш представницьких у гідрогеологічному відношенні, відносяться свердловини 105 та 104 де з ранньокам'яновугільних відкладів отримані припливи пластової води. Водоносні пласти знаходяться у зоні активного водообміну, містять прісні води переважно гідрокарбонатно-хлоридно-натрієво-кальцієвого складу і використовуються для питного водопостачання.

II. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт в межах Більського родовища

2.1.1. Обґрунтування постановки робіт

Більська структура була виявлена в результаті структурно-картувального буріння і сейсмічних досліджень в 1952-1953 р. В 1957 р. розпочато пошуково-розвідувальне буріння. У цьому ж році свердловиною № 1 одержано промисловий приплив газу з утворень середньої юри (продуктивний горизонт Ю-1, інт. 1696-1700 м).

У 1958 р. родовище прийнято на державний баланс.

Розробка родовища поділяється на два блоки.

На першому етапі пробурено 27 свердловин (1957-1963 рр.) і підготовлено до розробки поклади вуглеводнів у породах тріасу та юри [2].

Дослідно-промислову експлуатацію родовища почато в 1963 р., з газоконденсатного покладу горизонту Ю-1, який на цей час вже повністю вироблений. Поклади горизонтів І-1, І-2, І-3 почали розроблятися з 1974 р.

В результаті проведення другого етапу робіт встановлена промислова нафтогазоносність нижньо-кам'яновугільних відкладів. За цей період пробурено вісім свердловин, якими розкрито карбонатні відклади від четвертинних до нижньокам'яновугільних (турнейський ярус).

Станом на 01.01.2016 р. загальний фонд свердловин на візейські поклади становить 9 од. (160, 161, 162, 165, 166, 170, 171, 180, 181), з яких 8 – діючі 1 - бездіюча (160).

Протягом другого етапу розробки родовища складались такі проєктні документи:

1. Проєкт розробки візейських покладів Більського ДКМ. Автори: Григор'єв В.С., Руднєва О.І., Капцова В.В., та ін. Звіт УкрНДІГазу за дог. 50.115/94, Харків, 1994 р., 146 с.

2. Корективи до проекту розроблення візейських газоконденсатних покладів Більського родовища. Автори: Григор'єв В.С. та ін. Звіт з дог. 05/97-98, Харків, 1998, 97 с.

3. Геологічна будова та підрахунок запасів вуглеводнів нижньокам'яно-вугільних відкладів Більського родовища Полтавської області України. Автори: Кулініч Г.В, та ін. Звіт ГДП Полтаванафтогазгеологія, Полтава, 1993, 3 книги.

4. Проект дорозробки Більського газоконденсатного родовища. Звіт про науково-дослідну роботу УкрНДІГаз., 2001 р.

В останньому проектному документі на розробку та експлуатацію родовища проведено аналіз поточного стану розробки газоконденсатних покладів, проведені підрахунки запасів газу методом падіння пластового тиску (по свердловинах №№ 162, 165 і 166, що введені в експлуатацію в 1997- 2000 рр.), проведено оцінку залишкових промислових запасів газу. На основі даного проектного документу зроблено висновок про доцільність подальшої розробки візейських відкладів Більського родовища [23].

В останній час завдяки проведенню сейсморозвідувальних робіт 3D, а також інформації, отриманої в результаті буріння розвідувальних і експлуатаційних свердловин, вдалося уточнити геологічну модель родовища.

По відкладах раннього карбону структура представляє собою витягнуту брахіантиклінальну складку північно-західного простягання, ускладнену серією диз'юнктивних порушень.

Оскільки на родовищі в кам'яновугільних відкладах газоносними є горизонти В-14-16, і з ними пов'язуються найбільші перспективи, будова його характеризується по відбиваючому горизонту Vв13-п, положення якого відповідає покрівлі продуктивного горизонту В-14. По цьому відбиваючому горизонту Більське асиметричне підняття має амплітуду біля 650 м, розміри 12x8 км по ізогіпсі -4250 м. [

Кути падіння пластів на крилах складають 14-8°. Слід зазначити, що усі виявлені на даний час поклади знаходяться в склепінній частині підняття, яка

приблизно навпіл розбита тектонічним порушенням північно-східного простягання амплітудою.

Детальний аналіз геологічної будови родовища дозволяє припустити, що склепінна частина складки у межах зануреного блоку по великоамплітудному скиду зсунулася у південно-східному напрямку і в сучасному плані розташована між свердловинами 150 і 102, на ділянці, де на підставі старих побудов буріння свердловин не вважалось доцільним. Це припущення було одним з аргументів постановки на родовищі детальних сейсморозвідувальних робіт 3D.[23]

2.1.2. Система розміщення свердловин

Станом на 01.01.2016 р. діючий фонд свердловин, що розробляють пок

[REDACTED]

В [REDACTED]

[REDACTED]

з дебітом 400 тис.м³/добу при депресії 2,89 МПа. За 4 роки роботи дебіт знизився до 260 тис. м³ /добу, а пластовий тиск до 17,6 МПа, водний фактор досяг 33 л/тис. м³.

[Redacted text block consisting of multiple lines of blacked-out content]

Дані початкових пластових тисків у свердловинах 101 і 151 свідчать, що блок 1в гідродинамічно відокремлений від блоку 1б. Пластовий тиск, заміряний при переведенні свердловини 162 на поклад гор. В-14 склав

5,39 МПа, що відповідає даним поточних тисків, які заміряні в св. 165, 166. Отримані дані дозволяють стверджувати, що св. 151, 162, 165, 166 знаходяться в межах єдиної гідродинамічної системи в межах одного тектонічного блоку 1в.

Газонасичена товщина змінюється в свердловинах 151, 160, 165, 166 від 21 м до 26,8 м.

В блоці 1в пробурено св. 167 та св. 183. За результатами ГДС гор. В-14 характеризується як газонасичений, однак при випробуванні промислового припливу не отримано.

[Redacted text block consisting of multiple lines of blacked-out content]

ід

питомої ваги 1,13 г/см³ дебітом 4,6 м³/добу при Нс.д.=1710 м (ізольовано цементним мостом в інтервалі 3950-4100 м).

[Redacted text block containing multiple lines of blacked-out content]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] пт В-16а розкритий

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted text block 1]

[Redacted text block 2]

[Redacted text block 3]

[Redacted text block 4]

[Redacted text block 5]

[Redacted text block 6]

[Redacted text block 7]

В південно-східній присклепінній частині горизонт В-166 розкритий св. 170 (блок 2а) і св. 181, 171 (блок 2б). За геологічними побудовами і даними оцінки запасів МППТ можна стверджувати, що між блоками 2а та 2б наявний гідродинамічний зв'язок.

2.1.3. Промислово–геофізичні дослідження в межах Більського родовища

На Більському ГКР проводять такі дослідження:

- 1) Газодинамічні дослідження свердловин:
 - а) визначення статичних, пластових та приведених тисків (визначається щорічно графоаналітичним способом по всьому фонду свердловин);
 - б) вимір статичних тисків (виконується взірцевим манометром);
 - в) в свердловинах зупинених на змір пластового тиску, знімають криву відновлення тиску на усті;
 - г) дослідження експлуатаційних свердловин на приплив (замір дебітів);
 - д) вимір вибійних тисків по даним виміру затрубних тисків на усті;
 - е) контрольні виміри робочих параметрів свердловин і дебітів, поточних тисків на усті, на вході в УКПГ, і в газозбірному колекторі (проводять раз на квартал).
- 2) Дослідження по контролю за технічним станом експлуатаційних свердловин.

Контроль за появою пробок в НКТ проводять на основі замірів робочих тисків на усті або шляхом спуску в НКТ шаблона.
- 3). Комплекс геофізичних досліджень по контролю за обводненням свердловин та відробкою пластів.
- 4) Гідрогеологічні дослідження по контролю за обводненням свердловин і пластів.
- 5) Газоконденсатні дослідження свердловин (відбір проб газу і конденсату проводять по УКПГ 2 рази на рік).[22]

2.1.4. Відбір керна, шламу і флюїдів

Для отримання прямої геологічної інформації про літологічному складі, фільтраційно-ємнісних властивостях і характер насичення розкривається розрізу в свердловинах відбирають зразки порід, звані керном.

Відбір зразків керна проводиться в процесі буріння спеціальними колонковими долотами. Обсяги та інтервали відбору керна визначаються призначенням свердловин і вирішуваних завдань. В опорних свердловинах проводиться суцільний відбір керна, в параметричних - він проектується в обсязі до 20% від глибини свердловини, в пошукових - зазвичай 10-12%.

Відомості про фізико-літологічні властивості порід продуктивних горизонтів наводяться на підставі даних лабораторних досліджень керну, піднятого зі свердловин.(рис.2.1-2.2).



Рисунок. 2.1. керн, піднятий зі свердловин



Рисунок. 2.2. керн, піднятий зі свердловин

Кількість зразків та інтервалів відбору наведено у таблиці 2.1

Таблиця:2.1 Зразки керну відібрані на свердловині № 162 Більського родовища

№ п/п	№ керну	Інте				Види досліджень
1						петрографія
2						петрографія палеонтологія
3						петрографія палеонтологія
4						петрографія
5						петрографія палеонтологія
6						петрографія
7						петрографія
8						петрографія
9						петрографія
10						петрографія
11						петрографія
12						петрографія
13						петрографія
14						петрографія

Відбір зразків кермового матеріалу виконувався зі застосуванням керновідбірного пристрою КСК185\100 (рис. 2.3)

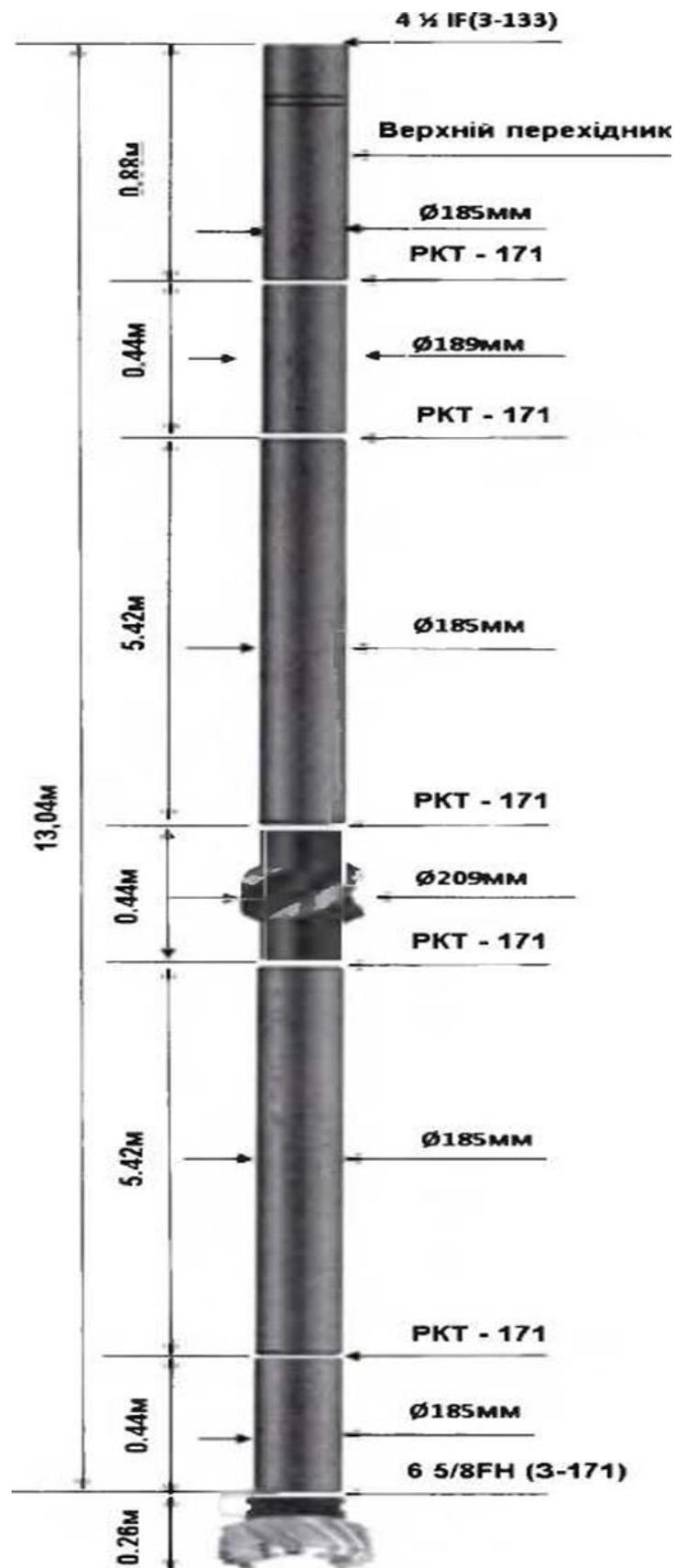


Рисунок. 2.3. Схема керновідбірного пристрою КСК 185/100

2.1.4 Лабораторні дослідження

Серед лабораторних досліджень петрографії, дослідження зразків
кернового матеріалу (табл. 2.1)

The table is completely redacted with black bars. It appears to have multiple rows and columns, but no text is visible within the cells.

[REDACTED]

[REDACTED]вним даним розробки.

Дослідження родовищ на газоконденсатність проводиться з метою визначення параметрів і показників, що є являються вихідними даними для підрахунку запасів газу та конденсату, проектування розробки і облаштування родовищ та переробки конденсату.

Для дослідження застосовується метод малих відборів газу, за яким вся продукція свердловини спрямовується в промисловий шлейф, а частина потоку за допомогою спеціального пробовідбірної зонду, який монтується на гирлі фонтанної арматури, відводиться на установки по дослідженню на конденсатність УДК-1, УПДК-1. Під час дослідження свердловин на газоконденсатність на усталених режимах роботи відбувається поділ продукції з пласта у сепараційних установках на рідку (конденсат) і газову (газ сепарації) компоненти та проводиться визначення їх кількісного співвідношення – конденсатогозового фактора (КГФ) для сирого і стабільного конденсатів.

Проводиться відбір представницьких проб газової (газ сепарації) та рідкої (сирий і стабільний конденсат) фаз для подальшого вивчення фізико-хімічних характеристик пластової вуглеводневої системи. [22]

Для визначення системи розробки того чи іншого експлуатаційного об'єкта необхідно знати всі властивості цього об'єкта, які можуть впливати на технологічний процес вилучення з нього нафти чи газу.

Дослідницькі роботи по контролю за розробкою покладів вуглеводнів в процесі розробки Більського родовища направлені на своєчасне виявлення і попередження ускладнень у роботі свердловин, уточнення продуктивності покладів, визначення фізико-хімічних властивостей продукції свердловин, уточнення газоконденсатної характеристики, оцінку запасів вуглеводнів методом падіння пластового тиску, оцінку активності законтурних вод, режиму розробки покладів, визначення положення ГВК, тощо.

Вирішення поставлених завдань досягається проведенням комплексу газогідродинамічних, лабораторних, термометричних і геофізичних досліджень, обсяги і види яких регламентуються діючими правилами розробки, галузевими стандартами та іншими нормативно-правовими актами [4, 5].

Промислово-геофізичні дослідження рекомендується проводити при появі ускладнень у процесі експлуатації свердловин. Такі дослідження також потрібно вважати обов'язковими при проведенні капітальних ремонтів свердловин.

Рекомендується при необхідності здійснювати комплексне обстеження стану експлуатаційних колон та НКТ свердловин за допомогою профілеміра, дефектометра, локатора муфт, шаблонування з метою виявлення й контролю за ступенем їх деформації, як при проведенні ремонтних робіт, так і в процесі експлуатації свердловин.

При виносі води, виносі породи внаслідок руйнування привибійної зони необхідно зменшити дебіт свердловин та провести уточнення оптимального дебіту.

Вести точний облік видобутку флюїдів з метою дотримання встановленого для кожної свердловини технологічного режиму, а також поточного контролю за розробкою родовища.

Крім того, дослідження свердловин повинні забезпечити визначення параметрів пласта, динаміку змін поточних пластових тисків по площі покладу, встановити допустимі робочі дебїти, оцінити ефективність заходів з запобігання корозії труб і промислового обладнання та ін.

Обробка результатів дослідження свердловин Більського родовища (візейські поклади , горизонти В-14 – В-156)

Результати досліджень свердловини можна обробляти по формулах: по двочленній формулі (по закону Дарсі) або по степеневій .

При інтерпретації результатів дослідження свердловини по двочленному закону використовують залежність:

$$P_k^2 - P_c^2 = A Q + B Q^2, \quad (2.1)$$

де А і В — коефіцієнти фільтраційного опору.

По одержаних даних будують індикаторну лінію залежності:

$$\Delta P^2 = P_k^2 - P_c^2 = f(Q), \quad (2.2.)$$

Вказану залежність, як це видно з самої двочленної формули, виражають параболою, що виходить з початку координат (рис. 2.4) .

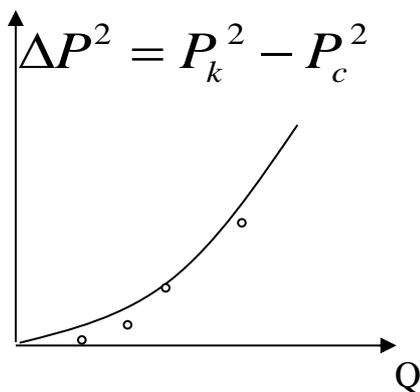


Рисунок 2.4 Індикаторна лінія

в вигляді $\Delta P^2 = P_k^2 - P_c^2$
від дебїта Q газової свердловини

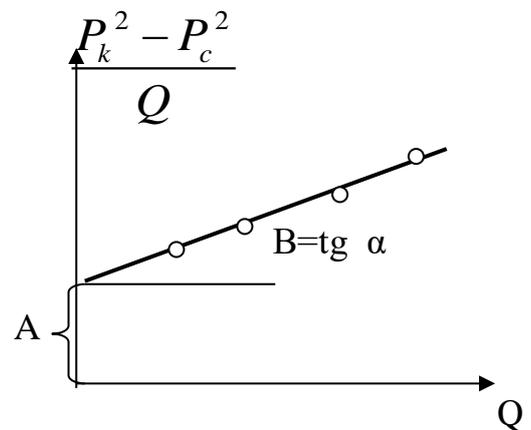


Рисунок 2.5 Залежність

$\frac{P_k^2 - P_c^2}{Q}$
від дебїта Q газової свердловини

Основною задачею дослідження газової свердловини є визначення коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B . Для цього достатньо привести вираз (3.1) до рівняння прямої лінії, для чого слід ліву і праву частини поділити на дебіт Q :

$$\frac{\Delta P^2}{Q} = \frac{P_k^2 - P_c^2}{Q} = A + BQ, \quad (2.3)$$

Побудувавши графік залежності $\Delta p^2 / Q = \varphi(Q)$ одержимо пряму лінію, що відсікає на осі ординат відрізок, рівний коефіцієнту A , а тангенс кута нахилу його рівний коефіцієнту B (рис. 2.5).

Для більш точного визначення коефіцієнтів A і B , особливо при наявності великої кількості точок, можна скористатися методом найменших квадратів:

$$A = \frac{\sum_i \frac{(\Delta P^2)_i}{Q_i} \sum_i (Q^2)_i - \sum_i Q_i \sum_i (\Delta P^2)_i}{N \sum_i Q_i^2 - (\sum_i Q_i)^2}, \quad (2.4)$$

$$B = N \frac{\sum_i (\Delta P^2)_i - \sum_i Q_i \sum_i \frac{(\Delta P^2)_i}{Q}}{N \sum_i Q_i^2 - (\sum_i Q_i)^2}. \quad (2.5)$$

Для практичних цілей достатньо графічного визначення коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B .

Коефіцієнти фільтраційних опорів A і B залежать від [5]:

- 1) від властивостей пласта - проникності (k), коефіцієнта макрошоскості β , що залежить від k і m ; товщини пласта (h) і температури $T_{пл}$.
- 2) від властивостей газу – густини ($\rho_{ст}$); в'язкості (μ); коефіцієнта над стисливості (z);
- 3) від конструкції свердловини – радіуса свердловини (R_c); степені (відношення розкритої частини пласта до всієї площі пласта) і характеру

(форма і число каналів в цементному кільці і стінках свердловини) розкриття пласта;

4) від геометрії припливу газу до свердловини – радіуса контура живлення (R_k).

Вважається, що опір А обумовлений силами тертя, а опір В – інерційними силами.

Результат досліджень св. 166 на усталених режимах приведені в табл. 2.2. і на рис. 2.6 .

Таблиця 2.2 – Результати досліджень св. 166 на усталених режимах фільтрації (18.09.2015 р.). Горизонт В-14 (блок І) . Інтервал перфорації 3809 – 3839 м.

№ реж	Час ви-міру, год	дшт	$P_{тр}$, МПа	$P_{зтр}$, МПа	$P_{виб}$, МПа	Q, тис. м ³ /доб	$P_{пл}^2 - P_{виб}^2$, МПа ²	$\frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{Q}$, (МПа ² ×доб)/тис м ³
1	3	ш/р	8,72	11,57	15,55	65	39,10	0,60
2	2	ш/р	9,80	11,78	15,86	50	29,36	0,59
3	2	ш/р	10,78	12,06	16,24	30	17,16	0,57

$P_{ст} = 12,63$ МПа ; $P_{пл} = 16,76$ МПа ; $P_{пл2} = 280,9$ МПа²

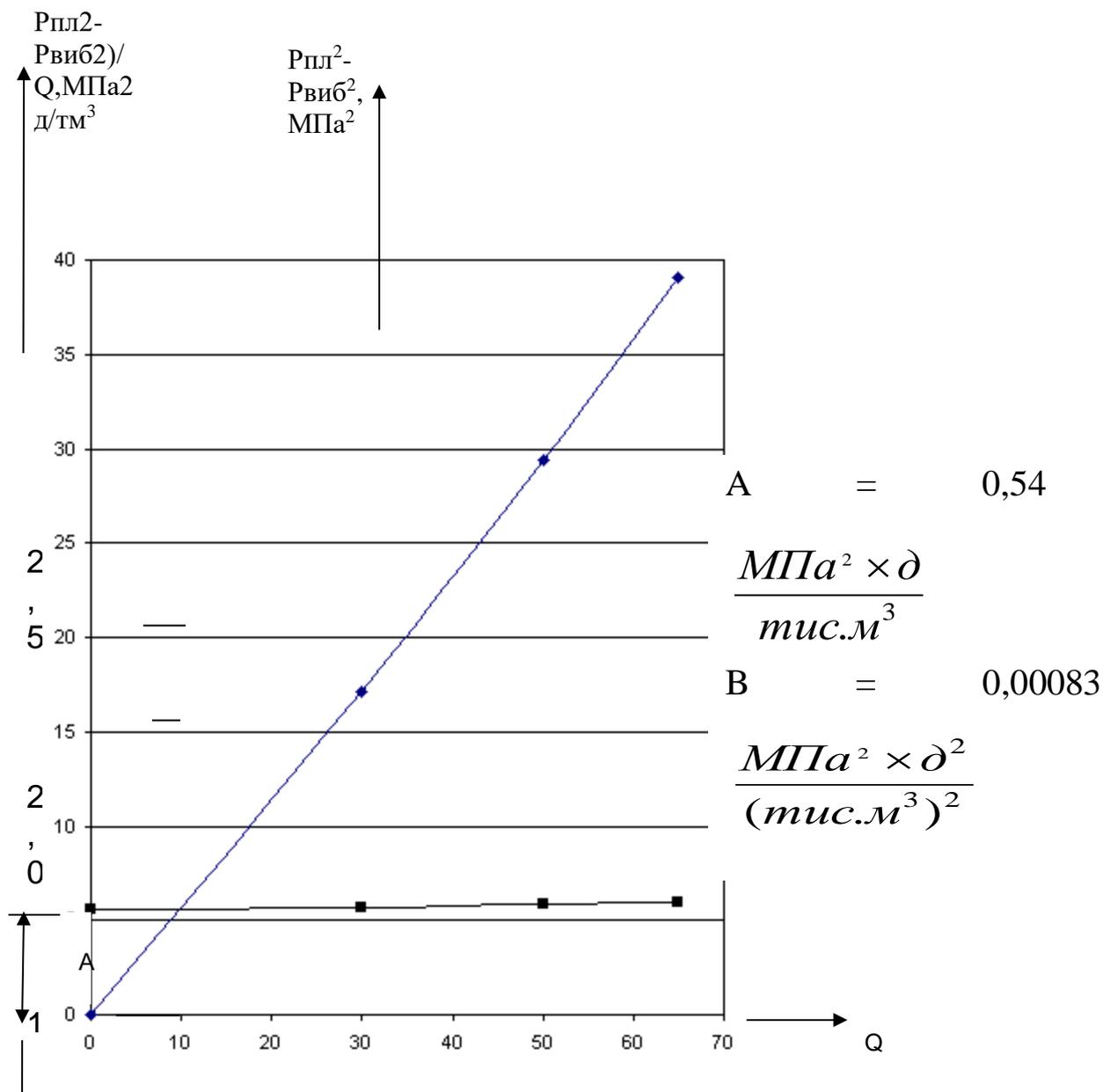


Рис. 2.6 - Графіки залежностей $R_{пл}^2-R_{виб}^2 = f(Q)$ і $(R_{пл}^2-R_{виб}^2)/Q = f(Q)$ по свердловині № 166.

2.1.6 Оцінка перспективності площі

У загальному тектонічному плані Більська структура розташована у зоні центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини. За даними КМПХ у рельєфі поверхні кристалічного фундаменту в районі Більської площі виділяються північна і південна зони виступів і западин.

Оскільки на родовищі в кам'яновугільної системи газонесними є горизонти В-14-16, і з ними пов'язуються найбільші перспективи, будова його

характеризується по відбиваючому горизонту V_B^{13-p} , положення якого відповідає покрівлі продуктивного горизонту В-14. По цьому відбиваючому горизонту Більське асиметричне підняття має амплітуду біля 650 м, розміри 12x8 км по ізогіпсі - 4250 м. Кути падіння пластів на крилах складають 14-18°. Слід зазначити, що усі виявлені на даний час поклади знаходяться в склепінній частині підняття, яка приблизно навпіл розбита тектонічним порушенням північно-східного простягання амплітудою 200- 350 м.

Дорозвідку візейських покладів пропонується здійснювати за рахунок буріння оціночно-експлуатаційної свердловини 168 та вище і нижче залягаючих об'єктів свердловинами існуючого експлуатаційного фонду. [17]

Так, поклад гор. В-16а в блоці 1б вміщує запаси газу в об'ємі 82 млн м³ газу, які віднесені до попередньо розвіданих (коди класів 122+222). Дорозвідку даного покладу пропонується проводити шляхом дострілу перспективного за результатами ГДС горизонту в свердловині 165 після завершення розробки покладу гор. В-14.

Поклад гор. В-15а в блоці 1б, вміщує запаси газу в об'ємі 65 млн м³, які віднесені до попередньо розвіданих з невизначеним промисловим значенням (код класу 332). Дорозвідку покладу гор. В-15а в блоці 1б рекомендується здійснювати оціночно-експлуатаційною свердловиною 168, яку передбачається пробурити з розкриттям гор. В-15б з подальшим залученням у розробку покладів горизонтів В-15а та В-14.

Поклади горизонту В-15а у блоках 2а та 2б вміщують запаси газу в об'ємі 22 млн м³, які віднесені до попередньо розвіданих з невизначеним промисловим значенням (код класу 332). Дорозвідку покладів пропонується здійснювати шляхом переведення експлуатаційних свердловин 181 та 170, які розробляють нижче залягаючі горизонти В-15б та В-16б у блоках 2а та 2б.

Головним структурним елементом осадового чохла даної площі є яскраво виражене Більське брахіантиклінальне асиметричне підняття, яке є типовою солянокупольною структурою з девонським соляним ядром, що залягає на глибині біля 6000 м.

Завдяки проведенню сейсморозвідувальних робіт 3D, а також інформації, отриманої в результаті буріння розвідувальних і експлуатаційних свердловин, вдалося уточнити геологічну модель родовища. [18]

Дорозвідку візейських покладів пропонується здійснювати за рахунок буріння оціночно-експлуатаційної свердловини 168 та вище і нижче залягаючих об'єктів свердловинами існуючого експлуатаційного фонду.

Розробка Більського ГКР ведеться задовільно, згідно з проектом дорозробки та його корективами.

На основі фактичного матеріалу повинні визначатися і періодично уточнюватися:

- а) режим покладу;
- б) початкові і поточні запаси газу;
- в) розподіл пластового тиску по покладу;
- г) взаємодія окремих ділянок покладу;
- д) інтенсивність просування пластових вод.

Даний комплекс досліджень і спостережень дозволить краще вивчити і уточнити геологічну будову родовища.

На подальше для забезпечення стабільної експлуатації свердловин доцільно передбачити і проводити регулярний контроль за їх станом, що включає наступні операції:

- ревізія ліфтових труб і їх заміна (при необхідності);
- застосування індивідуальних методів боротьби з корозією ліфтових труб;
- систематичне шаблонування і дебітометрія НКТ.

З метою регулювання і підвищення ефективності процесу розробки родовища приймалися наступні заходи:

- експлуатація обводнених свердловин (переважно в зимовий період, коли тиск в газозбірній системі знижений).
- реконструкція УКПГ.

Отримані результати підкреслюють необхідність постійного моніторингу поточних даних розробки експлуатаційних об'єктів з метою коригування структурно-тектонічних моделей та підвищення їх достовірності з точки зору відповідності геологічної будови родовища наявним даним розробки.

2.2. Підрахунок запасів

Підрахунок запасів газу за методом падіння пластового тиску проведений по горизонту В-14 в блоці 1б (св.101), в блоці 2б (св. 180), в блоці 1в (св.162, 165, 166). По горизонту В-15б – в блоці 2б (св. 171, 181) і в блоці 1б (св. 161). По горизонту В-16б – в блоці 2а (св. 170).

В основу підрахунку запасів газу покладів, що розглядаються, були покладені фактичні промислові дані по вимірах статичних і пластових тисків в кожній свердловині. Пластові тиски розраховувались із статичних за барометричною формулою, а також враховувались виміри їх глибинним манометром.

Промислові дані вимірів статичних і пластових тисків, а також сумарного видобутку газу на дату заміру представлені в табл. 2.3. При визначенні дренуваних запасів газу гор. В-14 в блоці 1в та покладу гор. В-15б в блоці 2а та 2б послу жили відомості про сумарний видобуток газу з покладу і значення середнього пластового тиску по покладу (табл. 2.3-2.4). На Додатках Д, Е, відображено динаміку пластових тисків по свердловинах за увесь період розробки візейських покладів. На підставі цих даних був проведений розрахунок приведених пластових тисків $\bar{P} = P/Z$ і побудовані залежності статичного, пластового та приведенного пластового тисків від сумарного видобутку газу з прив'язкою часу по кожній свердловині. [19]

Залежності приведенного пластового тиску від сумарного видобутку газу $\bar{P} = f(Q_{\text{вид}})$ фактично по всіх свердловинах представляються лінійними, що відповідає умовам газового режиму роботи покладів.

Деякі відхилення окремих значень вимірів пластових тисків від прямої лінії пояснюються можливими похибками вимірів, неповною стабілізацією пластових тисків, впливом рідини, що накопичується на вибоях свердловин.

Слід також відзначити, що при високих темпах відборів газу із свердловин на початковій стадії їх експлуатації внаслідок глибоких депресійних воронки і короткочасної зупинки свердловин на вимір пластового тиску вимірювані статичні і пластові тиски знижуються. У процесі подальшої експлуатації свердловин депресія на пласт знижується і похибки вимірів пластових тисків зменшуються.

Прояв пружно-водонапірного режиму відзначається на пізніших стадіях експлуатації свердловин і характеризується збільшенням ω (Qвид.). В цьому випадку величина зниження пластового тиску на одиницю видобутку газу зменшується, і залежність P^- (Qвид.) виположується. [3]

Таблиця 2.3 – Вихідні дані для оцінки дренованих запасів газу по покладу гор. В-14 (блок 1в)

Дата	Середньозваж. пласт. тиск, МПа	Z(Pпл)	Pпл/Z(Pпл)	$\Sigma Q_{\text{вид.газу.}}$, млн м ³
Початковий	18,40	0,8876	20,73	0
2000	17,72	0,8887	19,94	22,940
2001	16,62	0,8907	18,66	71,765
2002	15,09	0,8940	16,88	139,658
2003	13,64	0,8974	15,20	204,143
2004	12,45	0,9002	13,83	258,888
2005	11,28	0,9031	12,49	311,736
2006	9,57	0,9088	10,53	385,604
2007	7,78	0,9153	8,50	462,719
2008	6,31	0,9239	6,83	526,428
2009	5,29	0,9313	5,68	569,448
2010	4,91	0,9352	5,25	588,570
2011	4,32	0,9412	4,59	618,835
2012	3,74	0,9497	3,94	648,529
2013	3,18	0,9621	3,30	677,919
2014	2,75	0,9752	2,82	700,183
2015	2,32	0,9915	2,34	720,991

Таблиця 2.4 – Вихідні дані для оцінки дренованих запасів газу по покладу гор. В-15б (блок 2а+2б)

Дата	Середньозваж. пласт. тиск, МПа	Z(Рпл)	Рпл/Z(Рпл)	$\Sigma Q_{\text{вид.газу.}}$, млн м ³
Початковий	10,89	0,9030	12,06	0
2009	9,89	0,9073	10,90	16,491
2010	9,06	0,9120	9,93	30,328
2011	8,24	0,9166	8,99	43,772
2012	7,50	0,9214	8,14	55,802
2013	6,83	0,9279	7,36	66,953
2014	6,48	0,9310	6,96	88,380
2015	5,81	0,9374	6,20	106,852

Висновки до розділу 2

1) Оскільки на родовищі в кам'яновугільних відкладах газоносними є горизонти В-14-16, і з ними пов'язуються найбільші перспективи, будова його характеризується по відбиваючому горизонту Vv13-п, положення якого відповідає покрівлі продуктивного горизонту В-14.

2) Діючий фонд свердловин, що розробляють поклади візейського ярусу Більського НГКР складає 8 свердловин, промислові припливи газу отримані у відкладах пізньовізейського під'ярусу в горизонтах В-14, В-15а.

3) Виконано комплекс промислово-геофізичних досліджень та досліджень з контролю за технічним станом експлуатаційних свердловин; проведено комплекс геофізичних досліджень по контролю за обводненням свердловин та відробкою пластів.

4) Відібрано зразки керна матеріалу зі свердловини 162, за результатами петрографічного дослідження визначено, що глибині показники в межах 5585-5592 м літологічно представлені аргалітом та пісковиком, що містять поклади вуглеводнів.

5) Оскільки в межах горизонтів В-14 – В-15б наявні поклади вуглеводнів з промисловими запасами, родовище є перспективним для подальшої дорозвідки з метою виявлення нових продуктивних горизонтів.

3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо–геологічні умови буріння

Розташування свердловин зумовлено найперспективнішим з геологічної точки зору місцем, яке обумовлено оптимальними геологічними умовами розкриття перспективних продуктивних горизонтів на Більському родовищі. При реалізації планованої діяльності не передбачається активних і масштабних впливів на навколишнє середовище.[10]

Таблиця 3.1 -Гірничо-геологічні умови буріння свердловини

Назва та індекс статиграфічних підрозділи	Глибина по вертикалі/ по стволу		Градієнт очікуваного тиску МПа/м*100	Темпера ура в кінці інтервалів С*	Коротка літологічна характеристика	Кут пад. Пластів, градус	Можливі ускладнення
	Від	До					
KZ	0	335	-	-	пісками сірими і зеленувато-сірими, пісками сірими і зеленувато-сірими, дрібнозернистими з прошарками глини і пісків та пачкою світло-сірих, піщаних мергелів	2	Част. погл.
K	335	995	-	-	прошарками глини, крейдою і крейдоподібними мергелями.	2	Част. погл. звуж. стовб. осипи
J	995	1480	-	-	Гравеліти, конгломерати, алеволіти, доломіти, прошарки глини та арлітів	2	Част. погл. звуж. стовб. осипи
T	1480	2435	-	-	піщано-глинистою, піщано-карбонатною, пісковики світло-сірих і зеленуватих, середньозернистих, сильно слюдистих вапнякових з глинами строкате барвистими і цегляно-червоними.	2	Част. погл.

Продовження таблиці 3.1 -Гірничо-геологічні умови буріння свердловини

P	2435	3095	-	-	пісків, гіпсів, конгломератів.	2	Част. погл. звуж. стовб.
C _{2m}	3095	3546	1.05	90	Аргіліти гідрослюди, хлорид-гідрослюдисті, алевритості, часті карбонатні пісковики, вапняки, вугілля кам'яне, газове, жирне	2	Част. погл. звуж. стовб. осипи
C _{2b}	3546	4160	1.07	103	Аргіліти гідрослюдисті, алевритисті, шаруваті. Алевроліти поліміктов, кварцові, ооліт-кварцові. Пісковики поліміктові, кварцові. Вапняки органічно-детритові, кристалічно-зернисті.	2	Част. погл. звуж. стовб. осипи
C ₂	4160	4741	1.04	80	Пісковики кварц-польовошпатові, слюдисті, різнозернисті. Алевроліти кварц-польовошпатові, слюдисті. Алевроліти. Вапняки детритусові, доломітовані, глинисті.	2	Част. погл. звуж. стовб. Осипи
C _{1s}	4741	4490	1.08	118	Пісковики кварцові. Одиначні прошарки вапняків дрібнозернистих з включенням піриту, доломітизовані, вуглисті, глинисті	2	Част. погл. звуж. стовб. Осипи
C _{1v}	4741	5390	-	-	вапняками з прошарками аргілітів і алевролітів, пісковиками, аргілітами, алевролітами, вапняки	2	Част. погл.
C _{1t}	5390	5400	-	-	карбонатно-теригенна, піщано-глиниста з прошарками вапняків, піщано-карбонатна з прошарками аргілітів	2	Част. погл. звуж. стовб. Осипи
D _{3fm} ²	5400	5710	-	-	теригенно-карбонатну, дрібно-середньозернистих пісковиків, щільних сховано кристалічних вапняків.	2	Част. погл.

Поглинання розчину може бути пов'язано також з аномальними значеннями пластових тисків. (рис. 3.1)

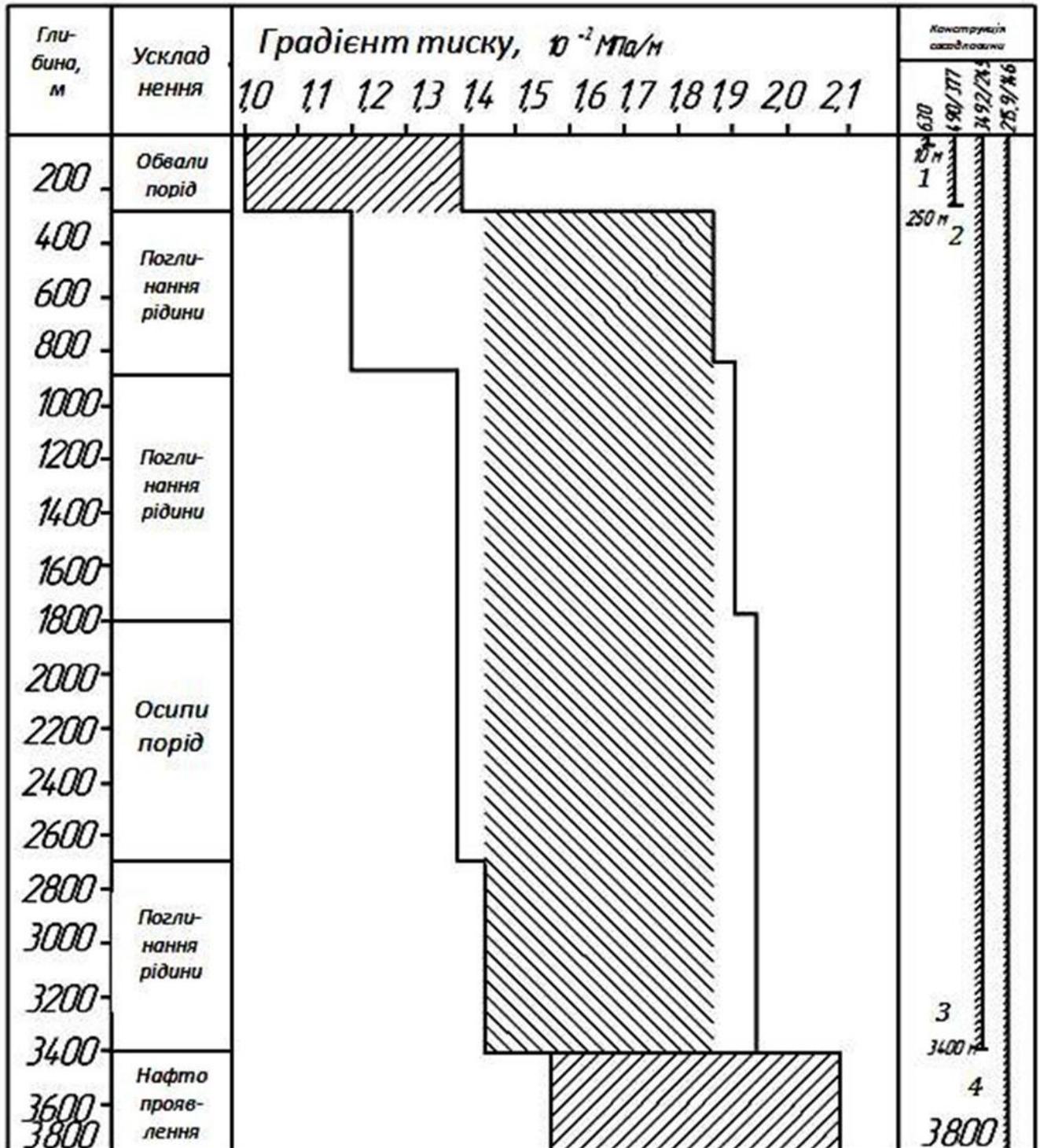


Рисунок 3.1 Суміщений графік зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання

3.2. Обґрунтування конструкції свердловини

Під конструкцією свердловини розуміють схему її будови, яка включає сукупність даних про кількість обсадних колон, інтервали їх спуску, діаметри обсадних колон і доліт для буріння стовбура свердловини під кожен колону, інтервали цементування обсадних колон [5].

Конструкція свердловини складається з декількох концентрично розміщених одна в іншій обсадних колон, кожна з яких має своє призначення залежно від гірничо-геологічних умов розбурюваного розрізу.

Розрізняють наступні типи обсадних колон. Направлення – перша труба або колона труб, призначена для кріплення верхніх шарів ґрунту, складених нестійкими породами, для запобігання розмиву гирла свердловини та направлення потоку промивальної рідини зі свердловини в очисну систему. Глибина спуску направлення залежить від стану поверхневих відкладень і коливається від 5-7 до кількох десятків метрів. Кондуктор – колона, яку спускають у свердловину після направлення; його головна функція – запобігання обвалюванню нестійких порід, що залягають на малих глибинах, а також ізоляція водоносних горизонтів, які служать основним джерелом питної води. Колони труб, що встановлюються між кондуктором і експлуатаційною колоною, призначені для перекриття нестійких порід, які залягають на значній глибині, ізоляції продуктивних горизонтів, розміщених набагато вище від проектною глибини, ізоляції зон можливих ускладнень та для інших цілей називають проміжними. Проміжна колона може бути відсутня чи може бути одна і більше. Колона труб, яка призначена не лише для закріплення стінок свердловини та ізоляції нафтогазоводоносних горизонтів, а також є каналом для транспортування з продуктивного пласта рідини, газу або закачування в пласт рідини або газу, називається експлуатаційною. Зазвичай верхній кінець колони обсадних труб установлюють на гирлі свердловини. Інколи верхній кінець колони обсадних труб установлюють на значній глибині від гирла. Такі колони називають потайними чи хвостовиками. Частина експлуатаційної колони, яка

складається з труб з отворами по бічній поверхні або в якій після спуску у свердловину роблять отвори шляхом перфорації, називається фільтром.

Конструкцію свердловини рекомендується проектувати в такій послідовності [6]:

- встановлення кількості обсадних колон та глибин їх спуску;
- вибір видів обсадних колон;
- проектування діаметрів обсадних колон та доліт для буріння під кожену колону;
- обґрунтування інтервалів тампонування кожної колони.

Для встановлення кількості обсадних колон та глибини їх спуску спершу будують суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску та тиску гідророзриву за глибиною свердловини. На його основі проектується перший орієнтовний варіант конструкції свердловини. Кінцевий варіант рішення про кількість обсадних колон і глибину їх спуску приймається після аналізу геолого-технічних умов буріння з урахуванням можливих ускладнень, досвіду спорудження свердловин на даному родовищі.

У закінченому вигляді конструкція свердловини приводиться у вигляді таблиці та схеми.

Число обсадних колон і можливі глибини їх спуску залежать від кількості інтервалів, несумісних за умовами буріння, визначуваних по графіку поєднаних тисків (графіку зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання).

При виборі числа обсадних колон необхідно враховувати стійкість гірських порід і необхідність перекриття порід. Важливо пам'ятати про наявність флюїдів, агресивних по відношенню до промивальних рідин, обсадних труб і тампонажних матеріалів. У разі проектування пошуково-розвідувальних свердловин необхідно передбачити можливість спуску резервної обсадної колони [7].

Інтервали цементування обсадних колон визначаються у відповідності правилами безпеки в нафтовій і газовій промисловості.

Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіці градієнтів тиску знаходимо зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон (рис. 3.1).

3.3. Режими буріння

Режими буріння - сукупність тих факторів, які впливають на ефективність руйнування породи та інтенсивність зношування долота і якими можна оперативнo управляти в період роботи долота на вибої, а самі фактори називають режимними параметрами. [9]

Ефективність руйнування породи долотом залежить від багатьох факторів: осьового навантаження на долото, частоти його обертання, чистоти вибою свердловини, конструкції долота, властивостей породи та інших. Деякими з цих факторів можна оперативнo управляти в період роботи долота на вибої або перед спуском його в свердловину. Зміна інших факторів потребує тривалого часу, так що в період роботи одного долота такі фактори залишаються майже без змін.

До режимних параметрів належать:

- а) осьове навантаження на долота - R_d ;
- б) частота обертання долота - ω_d ;
- в) секунднa витрата промивальної рідини - Q ;
- г) параметри промивальної рідини.

Режими буріння поділяють на [19]: 1) звичайний: оптимальний, раціональний, форсований (швидкісний або силовий); 2) спеціальний. Оптимальний, це такий режим буріння, що забезпечує найвищу продуктивність праці при мінімальних затратах і якісне виконання поставленого завдання. Критерієм оптимізації є мінімум вартості одного метра проходки та максимум рейсової швидкості. Раціональний режим – це такий режим буріння, який забезпечує найкраще значення одного чи декількох показників при даному технічному оснащенні. Форсований режим – це такий режим буріння, котрий приводить до збільшення швидкості буріння. Швидкісний режим – це такий

режим буріння, при котрому інтенсифікація процесу руйнування породи досягається внаслідок збільшення швидкості обертання долота. Силовий режим – це такий режим буріння, при якому інтенсифікація процесу руйнування досягається внаслідок збільшення осьового навантаження на долото. Спеціальний режим – це такий режим буріння, який забезпечує найкраще виконання того або іншого спеціального завдання.

Прикладом спеціального режиму буріння може бути буріння похило спрямованої свердловини. Буріння нафтогазових свердловин у пористих і нестійких породах та розкриття нафтогазових пластів пов'язані зі значними труднощами, а саме: великим поглинанням бурового розчину, навіть до катастрофічного, та пов'язаними з цим значними витратами на постачання хімічних реагентів, приготуванням промивальних рідин, спусканням проміжних колон, тампонажними роботами та ін.; розмиванням буровим розчином нестійких порід, що не дозволяє одержати якісний керн для геологічних досліджень; виникненням у процесі буріння свердловин ускладнень, пов'язаних із розмиванням стінок свердловин, каверноутвореннями, накопиченням на вибої шламу, прихоплюванням і заклинюванням бурового інструменту та ін.; при розкритті нафтогазоносних горизонтів можливе закупорювання буровим розчином продуктивного пласта і неотримання очікуваного ефекту. [9]

Запобігти цим ускладненням можна шляхом використання як бурового розчину газорідинних сумішей, що мають цілий ряд переваг порівняно з промивальними рідинами і дають можливість усунути вище перелічені негативні явища. Газорідинні суміші є дисперсними системами, що складаються з двох компонентів – газоподібного та рідкого (суміш води та різноманітних хімічних реагентів: поверхнево-активні речовини, інгібітори, стабілізатори тощо).

Найбільш поширеними в нафтогазовій промисловості є аеровані рідини та піни. У нашому випадку розглядаються піни та обладнання, пов'язане з ними. При бурінні з промиванням вибою пінами порівняно з буровими розчинами збільшується механічна швидкість буріння в твердих породах (приблизно в

4 рази), є можливість запобігання поглинанню в пористих та тріщинуватих породах і кольматації проникних пластів. При розкритті та освоєнні продуктивних горизонтів продуктивність свердловини зростає в 1,5–2 рази з одночасним скороченням термінів освоєння в 4–5 разів. Швидкість потоку піни при якісному очищенні свердловини в 2 рази менша порівняно з водою промивальною рідиною і в 10 разів менша порівняно з повітрям або газом.

При бурінні нафтових свердловин зустрічають два типи осадових глинистих сланців: незцементовані глинисті (чи глини) і щільні глинисті сланці. Буріння обох типів глин пов'язане з осипанням і каверноутворенням. Нестабільність стовбура свердловини при бурінні глинистих розрізів зв'язують з сипкими глинами [8].

Інтенсивність осипання сланцеватих глин пов'язана із вмістом монтморилоніту (чи вмістом активної глини) і віком порід.

До механічних чинників, які впливають на сипучість глин, відноситься в основному ерозія, викликана рухом бурового розчину з високим ступенем турбулентності. Більшість гідравлічних програм проектують з метою забезпечення ламінарного режиму руху потоку рідини в затрубному просторі

Механічний вплив інструменту проявляється також в руйнуванні сланцеватих глин в результаті ударів бурильної колони, а каверноутворення – внаслідок зміщень глинистих розрізів. Останнє відбувається тому, що при утворенні стовбура свердловини порушується напруженість системи, що викликає динамічні зміщення в розрізі. Такі зміщення ведуть до руйнування пласта сланцева-тих глин в зоні стовбура свердловини на дрібні розломи (фрагменти), які обсипаються в стовбур [9].

Під поглинанням розуміють часткову або повну втрату циркуляції бурового розчину в процесі буріння, промивання, спуску обсадної колони (або поглинання цементного розчину при цементуванні) [5, 6].

Поглинання виникає, коли гідростатичний тиск бурового розчину перевищує міцність на розрив пласта і створює тріщини, по яких йде розчин. Для виникнення поглинання розмір порових отворів тріщин, що утворилися, має

бути більше розміру твердих часток бурового розчину. На практиці, розмір тріщин, який може викликати поглинання, знаходиться в межах 0,1 - 1 мм.

Усі типи гірських порід здатні до поглинання, але слабкі пласти і передусім кавернозні особливо. У м'яких породах, таких як піщаник, поглинання в основному виникає внаслідок високої проникності цих порід і легкості, з якою можуть утворюватися тріщини. У твердих гірських породах (наприклад, вапняк, доломіт і твердий сланець) поглинання відбувається через наявність порожнеч, каверн, щілин, природних і штучних тріщин.

3.4. Характеристика бурових розчинів

Вибір типів та параметрів бурового розчину для буріння свердловин, що проектується, здійснюється у відповідності до гірничо-геологічної характеристики розріз, очікуваних пластових тисків, а також вимог технологічних і екологічних регламентуючих документів. [1]

Бурові промивальні рідини, які застосовують в процесі буріння свердловин, виконують ряд технологічних функцій. Невідповідність якості бурових промивальних рідин певним геолого-технологічним вимогам ускладнює буріння, а інколи стає причиною аварій. Підтримання необхідної якості бурових промивальних рідин протягом всього часу буріння свердловини є нерідко складною задачею, особливо при бурінні глибоких свердловин, де спостерігаються високі температури, тиски та мінералізація пластових вод. Для того, щоб бурові промивальні рідини відповідали всім вимогам, які визначаються умовами буріння свердловини, необхідно вести постійний контроль за властивостями рідини і при необхідності проводити їх коректування [8].

Основні функції бурових промивальних рідин, фактори та обмеження, які на них впливають:

1. Основною функцією бурових промивальних рідин є транспортування шламу з вибою на поверхню. Іншої можливості виносити вибурену породу із

свердловини практично не має. При великих швидкостях течії рідини в затрубному просторі спостерігається розмивання стінок свердловини, зростання гідравлічних втрат, які можуть призвести до гідророзриву пластів.

Практично намагаються здійснювати гідротранспортування вибуреної породи при низьких швидкостях бурових промивальних рідин в затрубному просторі. Збільшуючи динамічне напруження зсуву, зменшують швидкість осідання частинок шламу відносно потоку бурової промивальної рідини і покращують умови виносу вибуреної породи при порівняно низьких швидкостях течії у кільцевому просторі.

Залежно від умов буріння швидкість бурової промивальної рідини в кільцевому просторі підтримують в межах 0,4/1,2 м/с.

2. Очищення вибою від зруйнованої долотом породи. Ця функція бурової промивальної рідини є важливою тому, що чим швидше змивається вибурена порода з вибою, тим ефективніше працює долото. Навіть невелика кількість частинок породи, які залишились на вибої, призводить до зниження швидкості буріння, так як у цьому разі проходить повторне подрібнення уже вибуреної породи, яка переходить в бурову промивальну рідину у вигляді активної фази, збільшуючи її в'язкість і густину.

Якість очищення вибою свердловини можна покращити збільшенням продуктивності бурових насосів або степені турбулізації бурової промивальної рідини в привибійній зоні. Турбулізація потоку рідини суттєво залежить від швидкості обертання долота, конструкції і розміщення промивних каналів. [9]

3. Зрівноваження пластового тиску в свердловині. Пластовий тиск в свердловині можна зрівноважити двома шляхами: вагою стовпа бурової промивальної рідини; створенням протитиску на гирлі свердловини. В практиці буріння частіше застосовують перший спосіб.

Все більше розповсюдження знаходить метод промивання з від'ємним диференціальним тиском на вибій, який називають промиванням свердловини з незбалансованим пластовим тиском.

4. Важливою технологічною функцією бурової промивальної рідини є утримання в змуленому стані частинок твердої фази, які знаходяться в ньому, особливо після припинення циркуляції при проведенні спуско-підіймальних операцій (СПО), ремонтних та інших робіт у свердловині.

Величина цього фактору визначається в основному статичним напруженням зсуву (СНЗ). Виконання цієї функції визначається в основному величиною статичного напруження зсуву (СНЗ) рідини. З підвищенням СНЗ покращується утримання частинок породи, обважнювача та глини в змуленому стані. Однак великі значення СНЗ, при відновленні циркуляції, призводять до значного підвищення гідродинамічного тиску, що може стати причиною поглинань бурової промивальної рідини.

5. Збереження стійкості стінок свердловини. В процесі буріння свердловин гідростатичний тиск стовпа бурової промивальної рідини перевищує пластовий. Під дією перепаду тиску тверда фаза разом з фільтратом проникає в пористі породи, утворюючи фільтраційну кірку на стінках свердловини. Фільтраційна кірка володіє певною механічною міцністю, зв'язує слабозцементовані частинки гірських порід, сповільнює поступлення фільтрату в стінки свердловини, зменшує область подальшого розповсюдження зони змочування навколо ствола. Проте зберегти стійкість стінок свердловини таким шляхом не завжди вдається, особливо при розбурюванні тектонічно порушених порід з великими кутами падіння. [8]

6. Розмив породи на вибою свердловини (гідромоніторний ефект). Руйнування м'яких порід, які залягають на малих глибинах можна здійснювати комбінованим методом: гідравлічним, механічним.

7. Зменшення абразивного зношування і корозії бурильного інструменту. Бурова промивальна рідина повинна володіти певними мастильними властивостями.

Корозійну активність бурових промивальних рідин зменшують введенням до них спеціальних домішок-інгібіторів корозії.

8. Охолодження долота. Руйнування породи долотом в процесі буріння супроводжується з виділенням великої кількості тепла, що призводить до його нагрівання. Більшість бурових промивальних рідин володіють відносно великою теплоємністю, а тому охолоджують долота навіть при невеликій продуктивності бурових насосів.

Окрім вище названих функцій, бурова промивальна рідина забезпечує проведення геофізичних робіт, зменшує вагу бурильної колони, закупорює канали поглинаючих горизонтів, зменшує вібрацію бурильної колони при роторному способі буріння. [8]

Тому правильний вибір типів промивальних рідин для розкриття всіх інтервалів при спорудженні свердловини є одним з першочергових завдань. Зважаючи на геолого-технічні умови буріння на родовищі приймаємо для буріння під кондуктор глинистий розчин, приготовлений з бентонітової глини, оброблений КМЦ.

При бурінні під проміжну колону в інтервалі 250-1210м використовується полімер інгібований буровий розчин оброблений кальцинованою содою, ПВЛР, КМЦ, графітом, нафтою, РПС, хлористим калієм та сульфонолом.

При розкритті соляного штоку передбачаємо використання солена сиченого бурового розчину обробеного кальцинованою та каустичною содою, КМЦ, ФХЛС та NaCl.

3.5. Охорона надр та навколишнього середовища

Охорона надр та навколишнього середовища в процесі розбурювання і розробки газоконденсатних родовищ є одним з основних умов раціональної розробки покладів природного газу, а також забезпечення технологічної безпеки на всіх етапах промислового освоєння родовища.

Заходи, пов'язані з охороною надр і навколишнього середовища, повинні здійснюватись згідно діючих заходів, правил і нормативних документів.[13]

Проектом розробки Більського родовища передбачено виконання контрольно-дослідних робіт в процесі всього циклу розробки родовища.

Охорона надр передбачає здійснення комплексу заходів, направлених на запобігання втратам вуглеводнів, а також супутніх корисних копалин в результаті неякісної проводки свердловин та порушення технологічних режимів видобутку вуглеводнів [10]. Нераціональний видобуток газу призводить до передчасного обводнення або дегазації пластів, перетоків флюїдів між продуктивними і сусідніми горизонтами, руйнування колектора, обсадної колони і цементного кільця.

Охорона надр вміщує охорону надр при бурінні свердловин, охорону надр при розробці родовища, охорону надр при інтенсифікації видобутку вуглеводнів та охорону надр при ремонтах свердловин [5.].

3.5.1. Охорона надр при бурінні свердловин

Стабільні дебіти водних свердловин та висока якість води зони активного водообміну визначають широке використання їх для питного і технічного водозабезпечення. Виходячи з цього, буріння свердловин в цій частині розрізу повинно вестись на розчинах, не оброблених хімреагентами, які забруднюють водоносні горизонти. [7]

Товщина зони активного водообміну складає в середньому 1200 м.

Заходи по охороні надр при бурінні свердловин повинні бути представлені в проектах на будівництво свердловин і забезпечувати:

надійну ізоляцію між собою всіх розкритих водоносних, продуктивних і непродуктивних горизонтів шляхом спуску і цементування обсадних колон;

надійну герметичність обсадних колон і цементного каменю, як за колоною, так і в башмаку експлуатаційної колони, випробування обсадних колон на герметичність шляхом опресування або пониження рівня і проведення комплексу досліджень за якістю цементування;

запобігання можливого відкритого фонтанування, грифоутворення, поглинання промивної рідини або обвалів в процесі проводки свердловин. При цьому технологія розкриття продуктивних горизонтів повинна бути такою, при якій досягалося б збереження природних колекторських властивостей;

застосування високоякісних промивних бурових розчинів з мінімальною водовіддачею для попередження обвалів порід в стовбурі свердловини і охорони горизонтів з прісною водою;

забезпечення достатніх швидкостей промивки свердловин для виносу розбурених порід, які обвалюються і осипаються. [9]

3.5.2. Охорона надр в процесі розробки родовища

Охорона надр в процесі розробки Більського передбачає систему заходів, спрямованих на повне видобування корисних копалин, запобігання забруднення і здійснення контролю за охороною надр [6].

Головними ускладненнями в процесі розробки Більського НГКР можуть бути:

- обводнення продуктивних горизонтів і накопичення рідини в привибійній зоні свердловин;
- утворення гідратних пробок;
- корозія свердловинного обладнання;
- міжпластові перетікання і міжколонні газопрояви, які можуть привести до значних втрат вуглеводнів та аварійних ситуацій.

Контроль за експлуатацією родовища повинен ґрунтуватися на регулярних спостереженнях, які здійснюються відповідно до “Правил розробки газових і газоконденсатних родовищ” і Галузевого стандарту України [10].

Для профілактики і боротьби з ускладненнями рекомендується:

- роботу свердловин проводити на встановлених технологічних режимах, які забезпечили б цілісність скелету пласта і недопущення до передчасної зупинки свердловин;
- систематично (не менш одного разу на місяць) проводити виміри і врахування об’ємів продукції, що видобувається;
- проводити виміри пластових, статичних і устьових тисків та аналіз хімічного складу продукції;
- постійний контроль втрат продукції;

- комплекс промислово-геофізичних досліджень з метою контролю просування контакту “газ-вода”, контролю за характером зміни насиченості колектору і технічним станом стовбура свердловини, регулярне спостереження за міжколонним тиском та газопроявами на усті;

- приймати міри по захисту від корозійного і ерозійного впливу та інших ускладнень у роботі свердловин, проводити геохімічну зйомку біля обладнання;

- застосовувати поверхнево-активні речовини для видалення рідини з привибійної зони свердловин і механічні методи виносу рідини;

- проводити ізоляційні роботи по обмеженню або ліквідуванню припливу води і спеціальні геофізичні і гідрогеологічні дослідження для визначення припливу води.

Особливу увагу слід звернути на приповерхневу зону стовбура свердловини, що найбільш зазнає різного роду впливів. Важливість охорони цієї зони очевидна і у зв'язку з приуроченістю до неї запасів прісних і мінеральних вод, зв'язком з ґрунтом, гідрогеологічною сіткою та ін.

Якщо в процесі розробки з'явилися ознаки газопроявів, або міжколонних перетоків газу і води, які призводять до втрат вуглеводнів і забрудненню надр, газовидобувне підприємство зобов'язане виявити причину і ліквідувати некерований рух флюїдів.

Експлуатація аварійних свердловин (порушення герметичності експлуатаційної колони, фланцевих з'єднань та ін.) не дозволяється.

Рівень відбору вуглеводнів і депресія на пласт повинні вибиратися за умови забезпечення збереження скелету пласта, недопущення передчасного випадіння конденсату в привибійній зоні і підтягування язиків і конусів води до вибою свердловин.

У випадках утворення технічних скупчень вуглеводнів у верхніх пластах необхідно виявити джерело живлення і негайно вжити заходів для ліквідації і попередження нарощування запасів в них.

При значному вмісті агресивних компонентів в газі повинні бути встановлені гранично-допустимі режими роботи свердловин, або проведені інші

технічні заходи для запобігання руйнування обладнання свердловин (НКТ і фонтанної арматури та ін).

Пластові води відкладів внаслідок високої мінералізації (до 250 г/л) з меліоративною метою використовуватись не можуть. У зв'язку з високою мінералізацією вод при їх подачі на поверхню необхідне антикорозійне обладнання.

3.5.3. Охорона надр в процесі інтенсифікації

Основними умовами забезпечення охорони надр при збільшенні продуктивності свердловин шляхом дії на привибійну зону пласта повинні бути:

збереження герметичності колони, обсадних труб і цементного кільця в зацементованому інтервалі;

недопущення руйнування продуктивного пласта в привибійній зоні;

запобігання не очікувано прискореного переміщення контакта “газ-вода”

внаслідок передчасного утворення конусів обводнення.

Забороняється проводити інтенсифікацію в технічно-непридатних свердловинах, свердловинах, які розташовані поблизу контактів “газ-вода”, в свердловинах з невеликими розмежуваннями між газоносними і водоносними пластами. Всі несправності або дефекти свердловин та обладнання повинні бути ліквідовані до початку робіт по інтенсифікації. [11]

3.5.4. Охорона навколишнього середовища

Заходи по охороні навколишнього середовища у процесі розробки родовища повинні бути спрямовані на попередження забруднення ґрунтів, поверхневих і підземних вод, атмосферного басейну газопродуктами, промисловими стічними водами, хімреагентами, а також на раціональне використання земель і прісних вод [5, 7].

Роботи по збереженню ґрунту проводяться на першому етапі освоєння родовищ перед бурінням свердловин, прокладкою трубопроводів і облаштуванням промислової площадки.

При проведенні бурових робіт площадки по контуру обваловують шаром ґрунту висотою біля 0,5 м. Обваловування застосовують навколо складу паливно-мастильних матеріалів і земляних амбарів – накопичувачів на випадок розтікання рідини. [3]

3.5.5. Охорона навколишнього середовища при будівництві свердловин

Забруднення навколишнього середовища при будівництві свердловин має місце при проведенні робіт з монтажем, демонтажем бурової установки, бурінням і освоєнням свердловин. Під час монтажу і буріння свердловин на буровому майданчику можуть мати місце:

механічне пошкодження ґрунту в результаті проведення земляних робіт і пересування транспортних засобів;

забруднення ґрунту в результаті дії експлуатаційних і технологічних факторів, аварійних ситуацій і природних факторів.

При бурінні свердловин види забруднення можна розділити на експлуатаційні, природні і аварійні. [13]

Експлуатаційні – відпрацьована вода, яка використовувалась для миття обладнання, підлоги, вібросит, охолодження штоків насосів, відпрацьована вода з гідрогалям лебідки, очищення сіток вібросит, забруднення сажею від викидів в двигунах внутрішнього згорання.

Технологічні – обривання бурового інструменту при підйомі, переливи бурового розчину, очищення жолобів, ємностей, розливи бурового, цементного розчину під час цементування обсадних колон, порода, яку вибурили із свердловини.

Експлуатаційні і технологічні – це постійні джерела можливого забруднення території. Крім цього, існує можливість забруднення в результаті

аварійних ситуацій: газопрояви і викиди пластових флюїдів, пошкодження трубопроводів або запірної арматури.

Природні фактори – талі та дощові води.

При сучасній технології буріння свердловин основні місця забруднення, де можливий розлив рідини і забруднення території є майданчики під підлогою бурової вежі, агрегатне приміщення, насосне приміщення, дільниця приготування розчину, ємності для хімреагентів, паливо-мастильних матеріалів, місця зберігання хімреагентів, обважнювачів і ін.

Тверді і напівтверді бурові відходи (шлам), рідкі бурові відходи (бурові стічні води) підлягають накопиченню і утилізації.

Бурові стічні води повинні бути очищені і утилізовані. Бурові розчини, що використовуються для буріння верхніх інтервалів підлягають дообробці і використовуються для подальшого поглиблення свердловини. Надлишки бурового розчину транспортуються на іншу бурову або центральний пункт, де підлягають дообробці для подальшого використання або утилізації і заховання в шламонакопичувачах. [13]

3.5.6. Охорона навколишнього середовища при облаштуванні і розробці родовища

Охорона атмосферного повітря

Забруднювачами атмосфери при видобутку вуглеводнів є сполуки сірки, азоту, продукти згорання вуглеводнів (оксиди вуглецю, сажа), легкі вуглеводні та ін.

Забруднення атмосфери може мати місце при:

- роботі двигунів внутрішнього згорання і підігрівачів;
- випробуваннях, дослідженнях і ремонтах свердловин;
- продувках свердловин і газопроводів (шлейфів) в атмосферу;
- витоку газу через нещільності технологічного обладнання на УКПГ і свердловинах;
- аварійних викидах газу в атмосферу.

Для зниження негативного впливу на атмосферу повинні бути розроблені спеціальні заходи, в яких необхідно передбачити:

інвентаризацію джерел викидів;

визначення складу викидів, дебіту, можливу періодичність і ін.;

візуальний і інструментальний контроль викидів шкідливих речовин в атмосферу;

виконання критерію не перевищення граничнодопустимих концентрацій (ГДК) всіх складників, які викидаються від газопромислових об'єктів;

обмеження шумового впливу (не більш 60 Дб);

комплекс заходів для попередження і ліквідації аварійних ситуацій.

Випробування та дослідження свердловин в процесі їх експлуатації повинні здійснюватися тільки в промисловий колектор з повною утилізацією вуглеводнів (без випуску газу в атмосферу). [13]

З метою запобігання можливим викидам видобувної продукції через

негерметичне обладнання і наземні комунікації, необхідно здійснювати систематичний візуальний контроль. В свердловинах з міжколонними або заколонними газопроявами слід передбачити проведення дебітометрії та термометрії у комплексу з радіоактивним каротажем з метою виявлення місцезнаходження негерметичності обсадних колон.

Експлуатація аварійних свердловин (порушена герметичність експлуатаційної колони, фланцевих з'єднань та ін.) не дозволяється. Для боротьби з відкладами солей і корозією внутрішнього свердловинного і промислового обладнання слід застосовувати антикорозійні покриття та інгібітори. [14]

Охорона водного середовища

Заходи по охороні водного середовища повинні передбачити охорону горизонтів з прісними водами у верхній частині геологічного розрізу родовища, ґрунтових і поверхневих вод.

Основними забруднювачами поверхневих і підземних водних джерел є конденсат, паливо-мастильні матеріали, хімічно-оброблені і обвалочні рідини

для глушіння свердловин, високо-мінералізовані пластові і промстичні води, кислоти, поверхнево-активні речовини (ПАР), розчинники і інші реагенти, які застосовуються в технологічних процесах видобутку, внутрішньопромислового збору, підготовки і транспорту газу і конденсату. [13]

Вплив зазначених забруднювачів на водні джерела (підземні водоносні горизонти) може мати місце як при бурінні свердловин, так і при їх експлуатації.

Охорона прісноводних пластів повинна забезпечуватись за рахунок застосування екологічно безпечного бурового розчину, перекриття обсадною колоною з наступним цементуванням їх тампонажним цементом до гирла.

При бурінні свердловин недопустиме порушення дренажних систем на площадках буріння свердловин і трубопроводів.

При розробці родовища вплив виробничих об'єктів на водне середовище території в робочому режимі мінімальний і може бути помітним лише у випадках порушення нормального технологічного процесу.

Потенційними негативними факторами впливу при розробці родовища можуть бути:

попадання в ґрунт і ґрунтові води витоків конденсату через нещільність фланцевих з'єднань несправного обладнання, дренавання забруднюючих речовин в підземні горизонти води;

забруднення ґрунтових вод при недбалому виконанні ремонтних робіт.

Вплив зазначених факторів має випадковий характер, локальний за місцезнаходженням, нетривалий часі попереджується насамперед у і регламентуванням технологічного процесу в межах проектного режиму та організацією надійного контролю за технічним станом обладнання. [23]

З метою запобігання забруднення водного середовища передбачається комплекс організаційних і техніко-технологічних заходів:

спорудження земляних амбарів з гідроізоляцією їх дна та стінок для збору відпрацьованого бурового розчину і стічних вод; обвалування території бурової;

закладення глибини днища земляних шламових амбарів з обліком рівня ґрунтових вод;

зберігання хімреагентів, ПММ, конденсату в металевих ємностях;
виключення попадання на землю та у поверхневі і підземні води поверхнево-активних речовин, кислот, лугів, полімерних розчинів та інших хімреагентів та рідких вуглеводнів;

герметизовану систему збору, підготовки і транспорту продукції, що виключає втрати вуглеводнів.

Для здійснення контролю за станом водного середовища і для оцінки впливу на поверхневі і ґрунтові води рекомендується створити пункти спостережень, які повинні розташовуватися на місцевій гідрографічній сітці. Результати спостережень будуть служити матеріалом для оцінки забруднення вод. При аналізі якості підземних і ґрунтових вод необхідно проводити регулярні лабораторні визначення хімічного складу наявності забруднень буровими стічними водами, конденсатом або хімреагентами.

При бурінні водних свердловин для водопостачання бурових або виробничого об'єкта, необхідно передбачити водоохоронну санітарну зону з двох поясів, діаметр яких складає, відповідно 30 і 60 м. Водні свердловини у випадку недоцільності їх використання підлягають ліквідації з дотриманням санітарних норм і проведенням ліквідаційного тампонажу.

Рекультивация землі на площадці бурової установки

Рекультивация землі на площадці бурової включає два етапи: технічний і біологічний. В обсязі технічної рекультивации необхідно передбачити наступні заходи:

очистку території від бетону, сміття, сторонніх предметів і забрудненого ґрунту;

нейтралізацію залишкового об'єму відпрацьованих шкідливих речовин (бурового розчину, технологічних рідин);

затвердіння і поховання відпрацьованого бурового розчину;

засипання земляних амбарів ґрунтом;

планування площадки бурової (по можливості передбачити розташування в місцях де ґрунт ущільнений);

розпушування ґрунту на глибину 0,5 м;
рекультивацію родючого шару ґрунту на площадках, які зайняті тимчасовими дорогами та ін. [3. 23]

Біологічний етап рекультивації виконується в об'ємі, який передбачений землекористувачем і включає наступні основні види робіт:

оранку і дискування землі;
застосування органічних і мінеральних добрив;
посів трав, прикочування посівів важкими котками;
культивацію.

Утилізація промстоків в процесі розробки родовища

Досвід розробки газоконденсатних родовищ та аналіз супутніх промислових вод, які видобуваються, дозволяє зробити висновки, що формування промислових стоків в процесі розробки родовищ відбувається за рахунок конденсаційних та пластових вод, що видобуваються разом з газом, ливневих стоків та інших водних відходів промислового процесу. В цій групі промислових стоків тільки пластові води мають високу мінералізацію, що на Більському родовищі досягає 250 г/л та вміст солі в промислових стоках залежить від питомого обсягу пластової води в загальному обсязі промстоків.

На Більському родовищі водоносні горизонти є в усіх розкритих стратиграфічних комплексах. Води верхніх горизонтів в процесі буріння надійно ізолюються від нижче залягаючої продуктивної частини розрізу і в процесі розробки родовища участі не приймають. [3]

Існуюча схема обладнання Більського родовища передбачає скидання промислових та супутніх вод в амбар.

Висновки до розділу 3.

1) Розташування свердловин зумовлено найперспективнішим з геологічної точки зору місцем, яке обумовлено оптимальними геологічними умовами розкриття перспективних продуктивних горизонтів на Більському родовищі.

2) Обґрунтування конструкції свердловини є ключовим етапом у процесі проектування та буріння нафтових і газових свердловин. Це включає в себе визначення оптимальних параметрів для забезпечення безпечного, ефективного та економічно вигідного видобутку.

3) Режими буріння залежать від типу бурової установки, геологічних умов, а також мети буріння. Кожен режим буріння має свої особливості та оптимальні умови застосування, які залежать від конкретних завдань і умов буріння.

4) У процесі буріння слід враховувати екологічні аспекти, такі як збереження навколишнього середовища та мінімізація впливу на місцеву екосистему.

5) При облаштуванні та розробці Більського родовища необхідно враховувати низку заходів для охорони навколишнього середовища, зокрема при бурінні свердловин, в процесі розробки родовища та інтенсифікації.

4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1. Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт

Більське родовище має складну блочну будову і характеризується значною кількістю невеликих покладів газу. Продуктивні горизонти розробляються в основному одиничними свердловинами.

Таблиця 4.1. Вихідні дані по №166 свердловині

Показники	Дані по свердловинах
	№ 166
1	2
Родовище	Більське
Проектна глибина, м	5710
Вид буріння	Похилоскерована
Спосіб буріння	Роторний
Тип верстату	БУ-5000ЕУ1
Вид енергії	електрична
Геологічні умови	ускладнені
Кількість свердловин	1
Кількість об'єктів випробування:	
– в процесі буріння;	4
– в експлуатаційній колоні.	4
Конструкція свердловини, мм ×	
кондукто	426мм
проміжна колона	324мм
хвостовик	
експлуатаційна колона	230\80×70
Запланований приріст запасів газу, млрд. м ³	475.4

З урахуванням геологічної будови, розподілу тисків і температур по площі та розрізу, а також запасів газу і конденсату, фізико-хімічних властивостей флюїдів, розрахунки прогнозних технологічних показників по візейських покладах виконуються за двома варіантами: за першим варіантом розробка покладів здійснюється існуючим фондом свердловин, за другим варіантом передбачено переоснащення існуючого компресорного обладнання із заміною проточної частини ($P_{вх}=0,5$ МПа), дата вводу – 01.07.2017 р.

[Redacted text block]

Свердловини 56802,76 тис. грн.

Таблиця- 4.2. Відомості про видобуток продукції

Роки розробки	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	вс [REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2016	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2017	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2018	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2019	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2020	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2021	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2022	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2023	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2024	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2025	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2026	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2027	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2028	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2029	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2030	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2031	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2032	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2033	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2034	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2035	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2036	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2037	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2038	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Всього		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Початкові пластові тиски і температури, склад і фізичні властивості пластового газу прийняті у відповідності з матеріалами підрахунку запасів газу. Коефіцієнти фільтраційних опорів прийняті з досліджень свердловин на стаціонарних режимах фільтрації та скореговані згідно фактичної роботи свердловин. Для свердловин, на яких не проводилися дослідження, коефіцієнт А розраховувався по робочому режиму, виходячи із рівняння припливу газу до вибою свердловини. В блоці 1б передбачається пробурити проектну свердловину 168 на гор. В-15б (прогнозна дата вводу 01.01.2018 р.) з подальшим переводом на гор. В-14. Свердловина 168 закладена згідно «Уточненого проекту розробки візейських відкладів Більського НГКР.

[Redacted text block]

[Redacted]							
[Redacted]							

Таблиця 4.5 Поточні технологічні параметри свердловин Більського родовища (горизонт В-14, блок 1в)

№ св	Блок	Горизонт	Qвид.г., млн.м ³	█	█	█	█	█	█
█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
█	█	█	█	█	█	█	█	█	█

4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт

Експлуатаційні витрати розраховані виходячи з фактичних даних ГПУ “Полтавагазвидобування” нормативних даних. Аналіз структури і собівартості видобутку газу та конденсату дозволив систематизувати та встановити наступні основні складові витрат:

1. Умовно-постійні витрати:

[Redacted content]

враховує фактор часу, тобто зменшення цінності грошових потоків майбутніх періодів.

Експлуатаційні витрати розраховані виходячи з фактичних даних ГПУ “Полтавагазвидобування” нормативних даних. Аналіз структури і собівартості видобутку газу та конденсату дозволив систематизувати та встановити наступні основні складові витрат:

1. Умовно-постійні витрати:

[Redacted content]

видобутого газу (фактична ціна реалізації газу в табл. 4.8) і ставки плати за користування надрами для газу (табл. 4.8), для конденсату – це результат множення обсягу видобутого конденсату, вартості одиниці видобутого конденсату (фактична ціна реалізації конденсату в табл. 4.8) і ставки плати за користування надрами для конденсату (табл. 4.8).

Таблиця 4.7. Капітальні вкладення

Роки розробки	Буріння свердловин	облаштування свердловин (наземне)					
1	2	3					
2016							
2017							
2018							
2019							
2020							
2021							
2022							
2023							
2024							
2025							
2026							
2027							
2028							
2029							
2030							
2031							
2032							
2033							
2034							
2035							
2036							
2037							
2038							
всього							

Таблиця 4.8. Амортизаційні відрахування

Роки розробки	Амортизаційні відрахування по групах, тис.грн								■
	3 група	3а група	■	■	■	■	■	■	
2016	72,■	■	■	■	■	■	■	■	■
2017	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2018	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2019	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2020	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2021	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2022	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2036	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2037	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2038	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Всього	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Висновки до розділу 4

1) Оцінку економічної ефективності розробки візейських покладів Більського НГКР виконано в ринкових цінах.

2) Капітальні вкладення на оновлення основних фондів Більського НГКР передбачають витрати на: буріння, облаштування (наземне), шлейф, НКТ, ФА, КГ, заміну НКТ, оновлення основних фондів складають 28,1 тис. грн на свердловину у рік.

3) Основні складові витрат на видобуток газу та конденсату включають: умовно-постійні та умовно-змінні витрати, рентна плата за надра.

Враховуючи вище викладене рекомендується розробка візейських покладів Більського НГКР, по якому спостерігається окупність частини проектних капітальних вкладень на заміну проточної частини та більший коефіцієнт вилучення запасів газу і конденсату.

V. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Проектування виробничих об'єктів, розробка нових технологій, засобів виробництва, засобів колективного та індивідуального захисту працюючих повинні проводитись з урахуванням вимог нормативних актів з охорони праці. При розробці проектів мають бути передбачені заходи, що забезпечують безпеку ведення всіх технологічних процесів, які визначені в робочій документації: паспортах буро-вибухових робіт, вентиляції, кріплення та схемах спорудження бурових установок, відпрацювання площ, доставки людей на об'єкти робіт, трас пересування бурових установок і негабаритних блоків, геологічних нарядах (паспортах), типових проектах робочих місць, регламентах і графіках виконання робіт, проектах на спорудження відомчих доріг, складів ПММ, складів вибухових матеріалів, а також у документах Державної служби геології та надр України щодо змісту розділу «Охорони праці» у проектах на геологорозвідувальні роботи. [13]

При розробці проектів на всі види геологорозвідувальних робіт повинні враховуватись природно-кліматичні умови та інші особливості районів (лавино- та селенебезпечність, наявність небезпечних комах і тварин, джерел можливих хвороб), необхідність віддалення наземних та підземних об'єктів від ліній електропередач, газо- і нафтопроводів, інших комунікацій та споруд, передбачатись необхідні матеріальні та інші ресурси для забезпечення безпечних умов роботи, створення нормальних житлових, культурно-побутових умов праці і відпочинку на польових об'єктах і в базових селищах у відповідності з чинними нормами і правилами.

Усі геологорозвідувальні роботи здійснюються за розробленими спеціалізованими організаціями і затвердженими у встановленому порядку

проектами [11]. Геологорозвідувальні роботи необхідно планувати і виконувати з урахуванням конкретних природно-кліматичних умов і специфіки робіт.

Підприємства, що виконують геологорозвідувальні роботи, зобов'язані, не пізніше ніж за один місяць до початку робіт, зареєструватись у територіальних управліннях Державної служби України з питань праці. Заново створені підприємства повинні отримати у територіальних управліннях Державної служби України з питань праці дозвіл на початок робіт.

Пуск в роботу нових об'єктів, а також після капітального ремонту та реконструкції дозволяється лише після приймання їх комісією, яку призначає наказом керівник підприємства, з обов'язковою участю представників відомчої профспілки і органів Державної служби України з питань праці.

Приймання в експлуатацію самохідних і пересувних геологорозвідувальних установок, змонтованих на транспортних засобах, якщо при їх переміщеннях з однієї точки на іншу не потрібний перемонтаж обладнання, проводиться оформленням акту комісією підприємства перед початком польових робіт, після кожного капітального ремонту або реконсервації, але не рідше одного разу на рік.

Атестацію робочих місць на відповідність умовам праці необхідно проводити один раз на 5 років, а також у випадку зміни умов праці. [18]

Всі об'єкти геологорозвідувальних робіт, розташовані поза населеними пунктами на відстані 5 км і більше від пунктів телефонного зв'язку необхідно забезпечити цілодобовим телефонним чи радіозв'язком з базою партії або експедиції. Для цього, в районах де є стійкий мобільний зв'язок, використовуються мобільні телефони, які видаються всім керівним особам. При відсутності мобільного зв'язку потрібно передбачити радіостанції і встановити режим зв'язку, або прокласти телефонну лінію від ближнього населеного пункту. Керівники підприємств зобов'язані забезпечити всі об'єкти робіт відповідними інструкціями з охорони праці робітників за видами і умовами

робіт, а також попереджувальними знаками та знаками безпеки згідно з затвердженим переліком.

Всіх працівників необхідно забезпечити і вони зобов'язані користуватись спеціальним одягом, спеціальним взуттям і іншими засобами індивідуального захисту відповідно до затверджених норм і умов праці.

Керівні працівники і фахівці геологічних підприємств під час кожного відвідування виробничих об'єктів зобов'язані перевіряти виконання всіма їх працівниками вимог посадових інструкцій з охорони праці, стан охорони праці та вживати заходи щодо усунення виявлених порушень. Результати перевірок слід заносити до «Журналу перевірки стану охорони праці», який необхідно мати на кожному об'єкті. [3]

Кожен працівник, помітивши небезпеку, яка загрожує людям, будовам і майну, повинен вжити залежних від нього заходів для її усунення і негайно повідомити своєму безпосередньому керівнику або особі технічного нагляду. Керівник робіт або особа технічного нагляду зобов'язані вжити заходів щодо усунення небезпеки; у разі неможливості попередити небезпеку – припинити роботи, вивести працюючих у безпечне місце і повідомити старшу посадову особу.

У разі виконання завдання групою у складі двох і більше осіб одного з них необхідно призначити старшим, відповідальним за безпечне ведення робіт, розпорядження якого обов'язкові для членів групи.

Відповідальні за безпеку робіт у змінах особи під час здачі-прийому зміни зобов'язані перевірити стан робочих місць і обладнання з записом наслідків огляду в журналі здачі та прийому змін. Особа, яка приймає зміну, до початку робіт повинна вжити заходів по усуненню наявних недоліків.

Підприємство зобов'язано забезпечити проведення первинного (при вступі на роботу) та періодичних медичних оглядів працівників з урахуванням профілю і умов їх роботи в порядку, встановленому МОЗ України.

Допускати до роботи можна лише осіб, які пройшли відповідний медичний огляд та інструктаж з охорони праці. Професійна підготовка, підвищення кваліфікації та перепідготовка працівників повинна проводитись у відповідності з діючими нормативними актами. Технічне керівництво геологорозвідувальними роботами можна покладати тільки на осіб, які мають відповідну спеціальну освіту.

5.2. Розробка заходів з охорони праці

При розробці проектів мають бути передбачені заходи, що забезпечують безпеку ведення всіх технологічних процесів, які визначені в робочій документації: паспортах буро-вибухових робіт, вентиляції, кріплення та схемах спорудження бурових установок, відпрацювання площ, доставки людей на об'єкти робіт, трас пересування бурових установок і негабаритних блоків, геологічних нарядах (паспортах), типових проектах робочих місць, регламентах і графіках виконання робіт, проектах на спорудження відомчих доріг, складів ПММ, складів вибухових матеріалів, а також у документах Державної служби геології та надр України щодо змісту розділу «Охорони праці» у проектах на геологорозвідувальні роботи.

При розробці проектів на всі види геологорозвідувальних робіт повинні враховуватись природно-кліматичні умови та інші особливості районів (лавино- та селенебезпечність, наявність небезпечних комах і тварин, джерел можливих хвороб), необхідність віддалення наземних та підземних об'єктів від ліній електропередач, газо- і нафтопроводів, інших комунікацій та споруд, передбачатись необхідні матеріальні та інші ресурси для забезпечення безпечних умов роботи, створення нормальних житлових, культурно-побутових умов праці і відпочинку на польових об'єктах і в базових селищах у відповідності з чинними нормами і правилами

5.2.1. Заходи з техніки безпеки

Забезпечення безпеки під час експлуатації бурового, геологорозвідувального, геофізичного, випробувального, лабораторного, вантажопідйомного обладнання, електротехнічних, вентиляційних установок, систем водотеплогазопостачання, будівельної техніки, засобів зв'язку, автомобільного, гусеничного, водного транспорту та ін. здійснюється шляхом:

- проведення вхідного контролю на відповідність вимогам технічних умов, правил безпеки, стандартів та інших нормативів для обладнання, яке підприємства одержують від заводів-виробників;

- попереднього вивчення та дотримання вимог ремонтно-експлуатаційної документації щодо застосування обладнання, інструменту та приладів;

- своєчасного проведення всіх видів ремонтів, модернізації і планової заміни фізично та морально застарілого обладнання і транспортних засобів або тих, що не відповідають вимогам безпеки;

- проведення в установлені терміни випробувань, технічного огляду, ревізії, реєстрації в органах нагляду вантажопідйомних механізмів, апаратів та посудин, що працюють під тиском, компресорних установок, транспортних засобів, в т.ч. суден;

- вводу в експлуатацію змонтованого і відремонтованого обладнання, транспортних засобів після приведення їх у відповідність з вимогами технічних умов, паспортів, правил і норм охорони праці;

- встановлення придатності до подальшої експлуатації або списання обладнання, транспортних засобів, що відпрацювали розрахункові терміни. - забезпечення безпеки під час ведення виробничих процесів, будівництва та експлуатації будов і споруд здійснюється шляхом:

- обстеження та паспортизація будівель та споруд відносно до вимог правил;

- забезпечення об'єктів якісною проектною і робочою документацією;

- перевірки стану робочих місць, обладнання, засобів контролю і захисту перед початком і в процесі проведення робіт;
- виконання вимог проектної документації, технологічних регламентів, паспортів, стандартів, будівельних норм і правил та санітарних норм, правил безпеки;
- вдосконалення організації виробництва і впровадження безпечних технологічних процесів;
- комплексної механізації і автоматизації трудомістких і небезпечних процесів;
- прийому комісіями в експлуатацію нових і реконструйованих об'єктів, в т.ч. (бурих установок, будов і споруд та ін.);
- оснащення об'єктів робіт, баз, вахтових селищ, польових таборів комплектами пожежної техніки, інвентарем, пожежними водоймами;
- створення і підтримання в бойовій готовності проти фонтанних, гірничорятувальних, пожежних, радіаційних та інших служб згідно з діючими положеннями;
- оперативного уточнення проектної документації, паспортів і нарядів на ведення робіт під час вивчення гірничо-геологічних та інших умов; - інженерного забезпечення, керівництва і контролю за виконанням робіт підвищеної небезпеки (наряд-замовлення, допуск, дозвіл, кваліфікація персоналу тощо);
- забезпечення оперативного кваліфікованого диспетчерського керівництва і вдосконалення системи управління виробництвом;
- вжиття оперативних заходів у разі відхилення від встановленої технології, виникнення аварійних ситуацій, підключення відповідних служб підприємства для ліквідації порушень технології, локалізації ускладнень та забезпечення безпеки працюючих;

- організації перевезення людей вахтовим транспортом, а також експлуатації транспортних засобів в польових геологічних підрозділах згідно з вимогами нормативних документів з безпеки руху;
- регулярного проведення передрейсового медичного огляду водіїв; - проведення додаткових заходів щодо безаварійної роботи транспорту під час тривалих рейсів і на ділянках геологорозвідувального виробництва;
- забезпечення і контролю готовності підрозділів до виїзду в поле і повернення на базу після завершення сезону на пошуково-знімальних, гідрогеологічних, геохімічних, топографо-геодезичних, радіометричних та інших роботах;
- організації профілактичних робіт щодо боротьби з стихійними лихами (селі, лавини, повені, лісові пожежі тощо) та ліквідації їх наслідків;
- своєчасної переробки, відповідно до зміни умов ведення робіт, інструктивно-нормативної документації з охорони праці (правил, стандартів, положень, інструкцій тощо). [24]

5.2.2. Заходи з виробничої санітарії

Особливості польових робіт полягають у тому, що вони виконуються під відкритим небом при значних коливаннях температури і вологості повітря, на великій відстані від населених пунктів, що значно обмежує можливості надання своєчасної медичної допомоги. Досить часто робота і відпочинок ускладнюються появою комах або тварин, контакти з якими можуть привести до виникнення інфекційних захворювань або погіршення стану здоров'я. [24]

На польових роботах праця і побут працівників тісно пов'язані, тому здоров'я і працездатність їх багато в чому залежать від організації харчування, побуту та відпочинку.

Нормалізація санітарно-гігієнічних умов праці має відповідати вимогам

стандартів, будівельних норм і правил, санітарних норм і забезпечується за рахунок:

- організації періодичного контролю за санітарно-гігієнічними умовами праці;

- атестації робочих місць з метою нормалізації санітарно-гігієнічних умов праці, а також реалізації заходів по мінімізації шкідливих, несприятливих та небезпечних виробничих факторів;

- створення служби та організації постійного радіаційного контролю на виробництвах, де використовуються радіаційні речовини та джерела іонізуючого випромінювання;

- виконання комплексних заходів щодо поліпшення безпеки, гігієни праці та виробничого середовища, що передбачають нормалізацію санітарногігієнічних умов праці;

- ліквідації виробництв, технологічних процесів, робочих місць та виведення з експлуатації обладнання, що не відповідають вимогам стандартів по санітарно-гігієнічних показниках;

- застосування засобів колективного захисту (звукопоглинаючих облицювань, шумоізолюючих перегородок та амортизаторів) на робочих місцях з підвищеними рівнями шуму і вібрації;

- забезпечення об'єктів робіт системами тепlopостачання (опалювальними пристроями) для створення на робочих місцях нормальних показників мікроклімату (за винятком бурових установок відкритого типу);

- обліку працюючих у шкідливих умовах праці, на тяжких роботах в т.ч. жінок, встановлення пільг і компенсацій за шкідливі умови.

5.3. Пожежна безпека

Територія підприємств, протипожежні розриви між будинками, спорудами, майданчиками для зберігання матеріалів, устаткування тощо повинні постійно утримуватися в чистоті та систематично очищуватися від сміття, відходів виробництва, тари, опалого листя, котрі необхідно регулярно видаляти у спеціально відведені місця.

Дороги, проїзди і проходи до будівель, споруд, пожежних вододжерел, підступи до зовнішніх стаціонарних пожежних драбин, пожежного інвентарю, обладнання та засобів пожежегасіння мають бути завжди вільними, утримуватися справними, взимку очищати від снігу.

Протипожежні розриви між будинками, спорудами, відкритими майданчиками для зберігання матеріалів, устаткування тощо повинні відповідати вимогам будівельних норм. Їх не дозволяється захаращувати, використовувати для складування матеріалів, устаткування, стоянок транспорту, будівництва та встановлення тимчасових будинків і споруд тощо.

Ворота в'їзду на територію підприємства, які відчиняються за допомогою електроприводу, повинні мати пристосування (пристрої), які дозволяють відчиняти їх вручну. [24]

На ділянках території підприємств, де можливі скупчення горючих газів або парів, проїзд автомашин та іншого транспорту не дозволяється. Про це повинні бути вивішені відповідні написи (показчики).

Територія підприємств та інших об'єктів повинна мати зовнішнє освітлення, яке забезпечує швидке знаходження пожежних драбин, протипожежного обладнання, входів до будинків та споруд.

На території розміщення вагон-будинків, повинні бути встановлені пристрої для подавання звукових сигналів з метою оповіщення людей на випадок пожежі і має бути запас води для здійснення пожежегасіння На

території підприємства на видних місцях повинні бути встановлені таблички із зазначенням порядку виклику пожежної охорони, знаки місць розміщення первинних засобів пожежогасіння, схема руху транспорту, в якій слід вказувати розміщення будівель, вододжерел, гідрантів, тощо.

Розводити багаття, спалювати відходи, тару, викидати не загашене вугілля та попіл на відстань менше 15 м від будівель та споруд, а також у межах, установлених будівельниками нормами протипожежних розривів, не дозволяється.

Забороняється паління на території та в приміщеннях об'єктів з видобутку, переробки і зберігання ЛЗР, ГР і горючих газів (далі - ГГ), виробництв усіх видів вибухових речовин, у будівлях з наявністю вибухопожежонебезпечних приміщень, торгових підприємств, складів і баз.

На території об'єктів, де паління дозволяється, адміністрація повинна визначити і обладнати спеціальні місця для цього, позначити їх знаком або написом, встановити урну або попільніцю з негорючих матеріалів. [24]

Утримання будівель, приміщень та споруд

Усі будівлі, приміщення і споруди повинні своєчасно очищатися від горючого сміття, відходів виробництва і постійно утримуватися в чистоті. Терміни очищення встановлюються технологічними регламентами або інструкціями.

Протипожежні системи, установки, устаткування приміщень, будівель та споруд (протидимовий захист, пожежна автоматика, протипожежне водопостачання, протипожежні двері та інші захисні пристрої у протипожежних стінах і перекриттях тощо) повинні постійно утримуватися у справному робочому стані.

Для всіх будівель та приміщень виробничого, складського призначення і лабораторій повинна бути визначена категорія щодо вибухопожежної та пожежної небезпеки, у тому числі для зовнішніх виробничих і складських

дільниць, які необхідно позначити на вхідних дверях до приміщення, а також у межах зон всередині приміщень та ззовні.

Двері горищ, технічних поверхів, вентиляційних камер, електрощитових, підвалів повинні утримуватися зачиненими. На дверях слід вказувати місце зберігання ключів. Вікна горищ, технічних поверхів, підвалів повинні бути заklenі.

У будівлях, приміщеннях, спорудах забороняється:

- прибирати приміщення і прати одяг із застосуванням бензину, гасу та інших ЛЗР та ГР;
- відігрівати замерзлі труби паяльними лампами та іншими засобами із застосуванням відкритого вогню.

Промаслені обтиральні матеріали необхідно прибирати в металеві ящики, щільно закривати кришками і, після закінчення роботи, видаляти з приміщення у спеціально відведені за межами будівель місця, забезпечені негорючими збірниками з кришками, які щільно закриваються. [13. 24]

Утримання евакуаційних шляхів і виходів

Вимушене пересування людей назовні з метою їх урятування при пожежі або появі безпосередньої загрози її виникнення називають евакуацією. Для забезпечення швидкої та безпечної евакуації людей із будівель та споруд будівельними нормами встановлені певні вимоги до шляхів евакуації та евакуаційних виходів. Шляхом евакуації є безпечний для руху людей маршрут, який веде до евакуаційного виходу. Евакуаційний вихід з будинку – це вихід безпосередньо назовні, а евакуаційним виходом з приміщення є вихід, що веде до коридору чи сходової клітки (безпосередньо або через сусіднє приміщення). Із приміщень, розташованих на другому та більш високих поверхах (заввишки не більше 30 м) допускається евакуаційний вихід на зовнішні сталеві сходи.

Евакуаційних виходів з кожного поверху будівель повинно бути не менше двох. Евакуаційні виходи повинні розташовуватися розосереджено на відстані, яка визначається залежно від периметра приміщення. [24]

Ширина шляхів евакуації в світлі повинна бути не менша 1 м, висота проходу - не менша 2 м. Двері на шляху евакуації повинні відкриватися за напрямком виходу з приміщення (допускається влаштування дверей з відчиненням всередину приміщення при одночасному перебуванні в ньому не більше 15 осіб). За наявності людей у приміщенні, двері евакуаційних виходів можуть замикатися лише на внутрішні запори, які легко відмикаються. Улаштування розсувних дверей на шляхах евакуації не допускається. Мінімальна ширина дверей на шляхах евакуації повинна бути 0,8 м. Ширина зовнішніх дверей сходових кліток повинна бути не менша ширини маршу сходів.

У приміщенні, що має один евакуаційний вихід, дозволяється одночасно розміщувати не більше 50 осіб.

Евакуаційні шляхи і виходи повинні утримуватися вільними, нічим не зашарашуватися і у разі виникнення пожежі, забезпечувати безпеку під час евакуації всіх людей, які перебувають у приміщеннях. У разі розміщення технологічного, експозиційного та іншого обладнання у приміщеннях повинні бути забезпечені евакуаційні проходи до сходових кліток та інших шляхів евакуації.

Висновки до розділу 5

1. Під час проведення геологорозвідувальних робіт повинні бути забезпечені оптимальні умов праці на всіх об'єктах.

2. Описано основні заходи з виробничої санітарії. Умови праці залежать від місця проведення робіт. Так, польові роботи полягають у тому, що вони виконуються під відкритим небом, зі значними коливаннями температури та вологості, де можлива наявність комах та тварин, що можуть бути небезпечними та передати людині різні види інфекцій тощо.

3. Проаналізовано основні заходи з пожежної безпеки, яких повинні дотримуватися працівники галузі. Так, на території підприємств, бурових майданчиків забороняється паління. Також, є обов'язковим встановлення протипожежних систем, установок, устаткування приміщень, будівель та споруд, що повинні бути справними та утримуватися у робочому стані.

4. У приміщенні повинні бути евакуаційні виходи з вільним доступом до них.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

У роботі вирішено прикладну задачу з вивчення та аналізу тектонічних і літологічних особливостей будови Більської нафтоконденсатоносної структури.

1. Продуктивні горизонти Більського родовища В-14 та В-15 верхньодевонського ярусу представлені пісковиками, аргілітами, алевролітами;

2. Флюїдотриви складені непроникними породами - аргіліти та глинисті дрібнозернисті алевроліти;

3. Тип покладів пластовий, присклепінний, тектонічно екранований;

4. Коефіцієнт видобутку газу складає 4085,1 млн м³ та конденсату 296,4 тис. т.

5. Оновлення основних фондів складають 28,1 тис. грн на свердловину у рік.

6. Загальновиробничі складають 565,1 тис. грн./свердл. в рік

7. Продуктивні горизонти В-14 та В-15 мають початкові запаси газу горизонту В-14 становлять 1436 млн м³, категорії С₁ (код класу 111+221). Початкові запаси сухого газу складають – 1406 млн м³ категорії С₁ (код класу 111+221).

8. Для забезпечення охорони навколишнього природного середовища та безпечного використання надр в проєкті викладено ряд заходів спрямованих на проведення робіт з дотриманням природоохоронного законодавства.

Список використаних джерел

1. Корективи до проекту розробки візейських газоконденсатних покладів Більського родовища. Автори: Григор'єв В.С. та ін/ Звіт з дог. 05/97-98, Харків, 1998, 97 с.
2. Уточнений проект розробки візейських відкладів Більського НГКР. Звіт УкрНДІгазу про НДР. – Харків, 2009.
3. Уточнення показників розробки візейських відкладів Більського НГКР. Звіт УкрНДІгазу про НДР. – Харків, 2014.
4. ГСТУ 41-00032626-00-016-2000 Дослідно-промислова розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ.
5. Геолого-економічна оцінка нафтових і газових родовищ: навчальний посібник / Г. І. Рудько, І. Р. Михайлів. – Київ-Чернівці : Букрек, 2021. – 431 с.в
6. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
7. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
8. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – К.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
9. Войтенко В.С. Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
10. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія: навч. посібник / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013.– 212 с.
11. Галузевий стандарт України. Охорона дозвілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту та газ на суші. Правила проведення робіт, 998.
12. Кодекс України. Про надра, Київ, Відомості Верховної Ради (ВВР), 1994, №6, ст. 340.

13. Про охорону навколишнього середовища. Закон України, Київ, Відомості Верховної Ради (ВВР), 1991, № 41, ст. 546.
14. Дослідно-промислова розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ. Галузевий стандарт України, м. Київ, 2000.
15. Справи свердловин Більського родовища. Фонди ГПУ “Полтавагазвидобування.
16. Уточнений проект розробки візейських відкладів Більського НГКР. Звіт УкрНДІгазу про НДР. – Харків, 2009.
17. Уточнений проект розробки візейських відкладів Більського НГКР. Звіт УкрНДІгазу про НДР. – Харків, 2012.
18. Уточнення показників розробки візейських відкладів Більського НГКР. Звіт УкрНДІгазу про НДР. – Харків, 2014.
19. Геолого-економічна оцінка запасів газу і конденсату візейських відкладів Більського родовища Полтавської області. Концерн “Надра”, автори: В.Г. Колісніченко, І.П. Прилипко. – Київ, 2007
20. Проект розробки візейських покладів Більського ДКМ. Автори: Григор'єв В.С., Руднева О.І., Капцова В.В., та ін. Звіт УкрНДІгазу за дог. 50.115/94, Харків, 1994 р., 146 с.
21. Корективи до проекту розроблення візейських газоконденсатних покладів Більського родовища. Автори: Григор'єв В.С. та ін. Звіт з дог. 05/97-98, Харків, 1998, 97 с.
22. Геологічна будова та підрахунок запасів вуглеводнів нижньокам'яно-вугільних відкладів Більського родовища Полтавської області України. Автори: Кулініч Г.В, та ін. Звіт ГДП Полтаванaftогазгеологія, Полтава, 1993, 3 книги.
23. Проект дорозробки Більського газоконденсатного родовища. Звіт про науково-дослідну роботу УкрНДІГаз., 2001 р.
24. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт

