

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

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Спеціальність 103 Науки про Землю

До захисту
завідувач кафедри _____

М. Бонч.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: Розширення перспектив нафтогазоносності Безпалівського
родовища за результатами глибокого буріння

Пояснювальна записка

Керівник

старший викладач Вольченкова А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ

А. Вольченкова

підпис, дата

Виконавець роботи

Пархоменко Микола Олександрович

студент, ПІБ

група 201-пН32

М. Пархоменко
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

старший викладач Вольченкова А.В.

А. Вольченкова
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

старший викладач Вольченкова А.В.

А. Вольченкова
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н., доцент Ларцева І.І.

І.І. Ларцева
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

старший викладач Вовк М.О.

М.О. Вовк
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом

старший викладач Вовк М.О.

М.О. Вовк
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 25.06.2025

Полтава, 2025

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

Факультет, Інститут Навчально-науковий інститут нафти і газу

Кафедра Буріння та геології

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Бакалавр

Спеціальність 103 Науки про Землю
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

А. В. Векер

“ 03 ” 03 2025 року

ЗАВДАННЯ **НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Пархоменко Микола Олександрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Розширення перспектив нафтогазоносності
Безпалівського родовища за результатами глибокого буріння
Керівник проекту (роботи) старший викладач Вольченкова А.В.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджений наказом вищого навч. закладу від 03.03.25 року № 306/1-21 а

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17.06.25

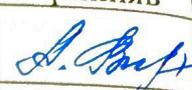
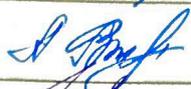
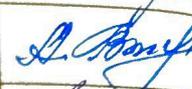
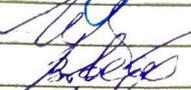
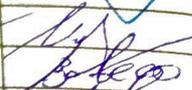
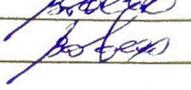
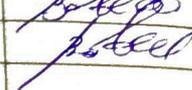
3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1. Науково-технічна література,
періодичні видання, конспекти лекцій. 2. Геологічні звіти та звіти
фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 3. Графічні додатки
по площі: структурні карти, геолого-технічний наряд, сейсмогеологічні
профілі.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки Вступ; спеціальна частина;
технічна частина; економічна частина; охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу

Структурна карта площі, геолого-технічний наряд та сейсмогеологічний
профіль, висновок. (у формі презентації).

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

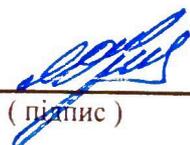
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Геологічна частина	ст. викладач Вольченкова А.В.		
Спеціальна частина	ст. викладач Вольченкова А.В.		
Технічна частина	к.т.н., доцент Ларцева І.І.		
Економічна частина	ст. викладач Вовк М.О.		
Охорона праці	ст. викладач Вовк М.О.		

7. Дата видачі завдання 03.03.2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент


(підпис)


(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)


(підпис)


(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП	9
1. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ БЕЗПАЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА	11
1.1 Сучасний стан питання.....	11
1.2 Географічні та економічні умови Безпалівського ГКР	11
1.3 Геологічне та геофізичне вивчення району.	12
1.4 Геологічна будова Безпалівського родовища	16
1.4.1 Стратиграфія розкритого розрізу Безпалівського родовища.	16
1.4.2 Тектоніка Безпалівського родовища	26
1.4.3 Літолого-фізична характеристика продуктивних горизонтів.	27
1.4.4 Нафтогазоносність Безпалівського родовища. ...	30
1.3.5 Гідрогеологічна характеристика Безпалівської площі	32
1.4.6 Пластові тиски та температури	39
1.5 Висновки до розділу 1	43
2. ОБСЯГИ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ У СВЕРДЛОВИНАХ	46
2.1 Об'єм геологорозвідувальних робіт.	46
2.1.1 Обґрунтування постановки робіт.	46
2.1.2 Система розміщення свердловин	47
2.1.3 Промислово-геофізичні дослідження	48

	4	
2.1.4	Відбір керну, шламу і флюїдів	49
2.1.5	Випробування перспективних горизонтів. Геолого-промислові дослідження	51
2.1.6	Лабораторні дослідження кернавого матеріалу та флюїдів	56
2.2	Підрахунок запасів та ресурсів	58
2.3	Висновки до розділу 2.	61
3.	ОБҐРУНТУВАННЯ ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ ТА КОНСТРУКЦІЙ СВЕРДЛОВИН.	63
3.1	Гірничо-геологічні умови буріння	63
3.2	Обґрунтування конструкцій свердловин	66
3.3	Характеристика бурових рідин	70
3.4	Заходи з попередження газонафтоводопровів	71
3.5	Охорона надр та навколишнього середовища	78
3.6	Висновки до розділу 3.	83
4.	ТЕХНІКО–ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ТА ЕФЕКТИВНІСТЬ РОБІТ	84
4.1.	Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт	84
4.2.	Вартість та геолого–економічна ефективність робіт.	85
4.3	Висновки до розділу 4	86
5.	ОХОРОНА ПРАЦІ ПРИ ПРОВЕДЕННІ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ.	87
5.1.	Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт.	87

	5
5.2. Розробка заходів з охорони праці.	88
5.2.1. Заходи з техніки безпеки.	89
5.2.2. Заходи з виробничої санітарії.	90
5.2.3. Утримання виробничих та соціальних приміщень.	90
5.3. Пожежна безпека при виконанні робіт.	91
5.4 Висновки до розділу 5	92
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	93
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.	95
ДОДАТКИ.	96
Додаток А Структурна карта покрівлі проникної частини горизонту М-1н. Масштаб 1 : 25 000	
Додаток Б Структурна карта покрівлі проникної частини горизонту М-5. Масштаб 1 : 25 000	
Додаток В Структурна карта покрівлі проникної частини горизонту М-6. Масштаб 1 : 25 000	
Додаток Г Геологічний розріз по лінії II-II. Масштаб 1 : 20 000	
Додаток Д Геологічний розріз по лінії I-I. Масштаб 1 : 20 000	
Додаток Е Типовий геолого-технічний наряд на свердловини 2, 3, 4 - Безпалівські. Масштаб 1 : 5 000	

АНОТАЦІЯ

Пархоменко М.О. Розширення перспектив нафтогазоносності Безпалівського родовища за результатами глибокого буріння. Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю». Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2025.

Мета роботи – на підставі аналізу геолого-геофізичних матеріалів скласти проект дорозвідки перспективних у відношенні нафтогазоносності горизонтів середнього карбону.

У роботі надано опис геологічної будови та обґрунтування перспектив нафтогазоносності Безпалівського родовища, визначена кількість проектних свердловин та їх конструкція.

На підставі аналізу виконаних сейсмічних робіт, літолого-стратиграфічних, структурно-тектонічних, гідрогеологічних критеріїв, перегляду та переінтерпретації матеріалів ГДС за новими технологіями та опублікованих літературних джерел обґрунтовується доцільність дорозвідки виявлених покладів вуглеводнів у середньокам'яновугільних відкладах (горизонти М-1н, М-1в, М-5 і М-6) Безпалівського ГКР, що приурочене до південно-східної, зануреної частини Зміївської монокліналі північної крайової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Пропонується методика проведення геологорозвідувальних робіт, обґрунтовується проектна глибина, конструкція свердловин, оптимальний комплекс для їх дослідження і охорона надр та навколишнього середовища.

Наведена орієнтовна оцінка приросту запасів вуглеводнів, визначена ефективність розвідувальних робіт.

Район робіт – Україна, Харківська область, Зміївський район.

Ключові слова: Безпалівське, газ, нафта, перспектива, середній карбон, буріння, глибина, запаси, проектна свердловина

ABSTRACTS

Parkhomenko M.O. Expansion of oil and gas prospects of the Bezpalivske field based on the results of deep drilling. Bachelor's thesis in the specialty 103 "Earth Sciences". National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic", Poltava, 2025.

Report: 96 pages, 6 figures, 12 tables, 6 graphic appendices, 33 references.

The objective of the work is to develop a project for further exploration of promising Middle Carboniferous horizons based on the analysis of geological and geophysical materials.

The work consists of five parts: geological, special, technical, economic and occupational safety, which describe the geological structure and substantiate the prospects of oil and gas bearing capacity of the Bezpalivske field, determine the number of project wells and their design.

Based on the analysis of the performed seismic works, lithological, stratigraphic, structural, tectonic, hydrogeological criteria, revision and reinterpretation of the GDS materials using new technologies and published literature, the expediency of additional exploration of the discovered hydrocarbon deposits in the Middle Carboniferous sediments (horizons M-1n, M-1c, M-5 and M-6) of the Bezpalivske gas condensate field, which is confined to the southeastern, submerged part of the Zmiivska monocline of the northern marginal zone of the Dnipro-Donetsk depression.

The methodology of geological exploration is proposed, the design depth, well design, optimal complex for their study and protection of subsoil and environment are substantiated.

An approximate estimate of the increase in hydrocarbon reserves is given, and the efficiency of exploration works is determined.

The study area is Ukraine, Kharkiv region, Zmiiv district.

Keywords: Bezpalivske, gas, oil, prospect, middle carboniferous, drilling, depth, reserves, project well

ПЕРЕЛІК ТЕРМІНІВ, ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина

НГКР – нафтогазоконденсатне родовище

ГДС – геофізичні дослідження свердловин

УГВК – умовний газоводяний контакт

УКГ – умовний контур газоносності

ГТН – геолого-технічний наряд

КМЦ – карбоксиметілцелюлоза

НТФК – нітрилотриметілфосфонова кислота

ГДК – гранично допустима концентрація

ВПТ – випробувач пластів на трубах

НКТ – насосно-компресорні труби

ПАР – поверхнево активні речовини

ГРЕ – геофізична розвідувальна експедиція

КНБК – компоновка низу бурильної колони

ДКЗ – державна комісія України по запасах корисних копалин

СУГРЕ – східно-українська розвідувальна експедиція

ВСТУП

Актуальність теми: Перспективи нарощування розвіданих запасів вуглеводнів (ВВ) у Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) пов'язуються, в основному, з трьома головними напрямками геологорозвідувальних робіт :

1) пошуками нафтогазових родовищ в умовах глибокого занурення нафтогазоносних комплексів нижнього карбону та надсольового девону на крупних антиклінальних структурах;

2) пошуками родовищ у продуктивних комплексах нижнього карбону в приосьовій та прибортовій зонах у межах малоамплітудних піднять та несклепінних пасток, що залягають на значних і середніх глибинах;

3) вивченням слабозвіданих земель, де ймовірно перспективні відклади залягають на невеликих глибинах і переведенням частини з них у землі певної категорії перспективності з наступним проведенням пошуково-розвідувальних робіт (виявлення потенційних пасток, їх попередня оцінка та введення в буріння першочергових об'єктів).

Території, де існують реальні перспективи нарощування розвіданих запасів ВВ за рахунок неглибокозалягаючих покладів, є борти ДДЗ та окремі частини прибортових зон. Особливе місце серед них займає північна крайова частина ДДЗ, яка в даний час є об'єктом інтенсивного геолого-геофізичного вивчення і концентрації пошуково-розвідувального буріння.

Безпалівське газоконденсатне родовище згідно структурно-тектонічного районування знаходиться в межах Зміївської монокліналі Дніпровсько-Донецької западини (її північної прибортової зони), в Рябухинсько-Північно-Голубівському нафтогазоносному районі. Свердловиною яка відкрила є параметрична свердловина № 671 (1990рік), розробка почалась у грудні 1995 року.

Об'єкт дослідження: Процеси утворення покладів та родовищ вуглеводнів в осадовому чохлі північної прибортової частини Дніпровсько-Донецької западини.

Предмет дослідження: Теоретичні, методичні засади і практичні аспекти формування покладів у московському ярусі середнього карбону в умовах тектонічно-екранованих пасток.

Метою та основними завданнями є оцінка нафтогазового потенціалу тектонічно захищених структур у північній частині басейну Дніпровсько-Донецької западини на прикладі Беспалівського родовища.

Ця робота обґрунтовує розширення нафтогазового потенціалу родовища Беспалівське в результаті закладення глибоких розвідувальних і оціночних свердловин у цьому регіоні, основною метою яких буде подальше дослідження і переведення ресурсів родовища продуктивних горизонтів М-1в, М-1н, М-5, М-6 до категорії С₂ з невизначеним комерційним значенням та ресурсів категорії С₃ до запасів комерційної категорії.

Робота складається з 5 розділів, викладених на 96 сторінках, містить 6 рисунків, 12 таблиць, 6 графічних додатків та посилання на 33 літературних джерел.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ БЕЗПАЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА

1.1 Сучасний стан питання

На даний момент на родовищі пробурено лише дві свердловини: параметрична свердловина № 671 та розвідувальна свердловина № 1, з яких свердловина №671 з 1995 року експлуатує поклади горизонту М-1н.

У 2003 році було складено звіт «Геолого-економічна оцінка запасів газу та конденсату на родовищі Беспалівське в Харківській області», який не був затверджений ДКЗ через недостатній ступінь розвідки родовища. У 2006 році Придніпровська ГРЕ провела ряд пошукових робіт у цьому районі, застосовуючи метод електричних пошуків (ЗСБ). У 2010 році ДКЗ України затвердила звіт «Геолого-економічна оцінка запасів газу та конденсату на родовищі Беспалівське в Харківській області», згідно з яким початкові загальні запаси сухого газу на Беспалівському родовищі становлять близько 720 млн м³ класів 122+222 і 284 млн м³ класу 332 (кат. С₂). Початкові загальні запаси конденсату родовища кат. С₁ (класів 111+221) становлять 47 тис. тон, видобувні запаси конденсату кат. С₁ (клас 111) – 28 тис. тонн, початкові запаси конденсату родовища кат. С₂ (класи 122+222) становлять 54 тис. тон, видобувні запаси конденсату категорії С₂ (клас 122) становлять 32 тис. тон, початкові запаси конденсату категорії С₂ (клас 332) становлять 21 тис. тон, крім того, загальні оціночні запаси газу московського шару становлять майже 3,3 млрд м³ [1].

1.2 Географічні та економічні умови Беспалівського ГКР

Родовище газоконденсату Беспалівське розташоване в Харківській області (Зміївський район) [2], за 15 км від м.Зміїв, біля родовища знаходяться села Беспалівка, Дудківка, Таранівката ін. Міста Зміїв на півночі та Первомайськ з'єднані з Харковом та між собою автомобільними дорогами, а за 5 км на захід проходить залізнична лінія Харків-Лозова (рис. 1.1).

З точки зору орографії, місцевість є горбистою рівниною, інтенсивно розчленованою численними ярами та баворонками. Загальний нахил поверхні на схід, у бік р. Мож, яка із Сіверським Донцем є основною гідрографічною особливістю району. Через родовище протікає невелика притока — р. Ольшанка, в руслі якої дамбами створено систему штучних озер. Значну частину території займають заплавні луки та змішані ліси. Максимальна висота вододілу становить близько +200 м, схили вододілу еродовані, найнижчі позначки (+80 м) — заплави.

Клімат регіону помірний континентальний, середньорічна температура повітря +5-+8 °С з максимумом (понад 30 °С) у липні, мінімум (-30 °С) в січні-лютому. Кількість опадів 500-600 мм в середньому в рік. Влітку переважають західні та північно-західні вітри, взимку — східні та південно-східні. Ґрунти промерзають на глибину до 1,2 м, товщина шару чорнозему досягає 1 м.

Магнітне схилення в районі родовища становить 8°.

Розвідуваний район розташований у густонаселеному регіоні. Економіка регіону переважно сільськогосподарська, видобуваються пісок і глина. Поряд розташовані Рябухонське, Шебелинське, Острроверховське, Шурінське, та інші родовища газу і конденсату.

1.3 Геологічне та геофізичне вивчення району

Родовище обмежене слабо вираженим структурним носом, з трьох боків (північним, східним і західним) обмеженим низькоамплітудними зсувними розломами. Комерційна продуктивність пов'язана тільки з одним газоконденсатним горизонтом М-1н середньокарбонового московського ярусу. Три інші горизонти, а саме М-1в, М-5 і М-6, містять некомерційні поклади газу, виявлені під час промислових геофізичних досліджень і випробувань свердловин. Родовище характеризується нормальним гідростатичним тиском, висота продуктивного розрізу становить 730 м.[3]

Систематичні дослідження глибинної геологічної будови досліджуваної території розпочалися в 1950-х роках, коли проводилися структурно-картографічні (1952-1958 рр.) та структурно-розвідувальні (1956-1963рр.) роботи, спрямовані на виявлення перспективних для пошуку вуглеводневих родовищ структурних форм. В результаті було встановлено моноклінальне занурення північного борту до осі та центрального грабену западини, а також виявлено ряд підняття вздовж палеогенових і крейдяних контрольних точок.

У 1961-64 роках регіональні сейсмічні дослідження КМЗХ уточнили структуру докембрійського фундаменту по регіональних поперечних профілях Царичанка-Богодухів, Павлоград-Харків, Шевченкове-Близнюки.

З 1965 року в межах північного борту досліджується сітка сейсмічних профілів, що дозволило виявити підняття з низькою амплітудою (Шурінське, Тарановське, Ракітнянське, Черемушнянське та ін.).

З 1977 року на основі цих робіт було проведено буріння ряду параметричних свердловин для вивчення геології та нафтогазового потенціалу виявлених структур та отримання геофізичних параметрів розрізу, необхідних для інтерпретації матеріалів сейсморозвідки.

Параметрична свердловина № 603 «Черемушнянська», пробурена в однойменному структурному виступі на глибині 4700 м, відкрила повну товщу осадової покриви і покрівлі фундаменту. Свердловина № 601 «Пегедівська» на глибині 5 700 м відкрила лише породи серпуховського віку нижнього карбону. Продуктивних горизонтів свердловинами не виявлено.

Відкриття Коробочкинського ГКР на північному борту в 1979 р. спонукало до інтенсифікації геофізичних робіт (сейсмічна розвідка МЗХ, МСГТ), в результаті яких були відкриті Платівське, Бірюзове та Сіверське підняття в карбонових відкладах.

У 1980-81 рр. були проведені сейсмічні дослідження партіями 33/80 і 33/81 СУГРЕ на північний захід від Старопокровсько-Коробочкинського піднятого масиву вздовж Vb_1 і Vb_2 , Васищівського структурного носу,

Безлюдовського піднятого масиву і Хорошівського блоку, які були досліджені.

У 1984 році розпочалося глибоке розвідувальне буріння в Наріжнянському районі, а наступного року з родовищ було отримано перші промислові потоки газу.

У 1988 році були відкриті Юліївське та Безлюдівське родовища нафти і газового конденсату, що підтвердило високий потенціал комплексу нижнього карбону. У 1992 році параметричною свердловиною № 591 було відкрито газоконденсатне родовище Островерхівське.

Можливість наявності вуглеводневих покладів у Безпалівській ділянці північної моноклінальної зони було висунуто за результатами перегляду геологічних і геофізичних даних, проведеного під час інтенсифікації розвідки неантиклінальних пасток через брак об'єктів розвідки.

Безпалівська структура була вперше виявлена в 1974 році на рівні нижньокарбонівих відкладів тематичною групою Київської дослідно-методичної експедиції на основі результатів перегляду геологічних і геофізичних даних.

Детальні сейсмозвідувальні роботи, проведені в наступні роки (СУГРЕ, с.п. 32/74, 33/78, 33/81, 37/81, 31/83, 31/85, 31/88) встановили межі Безпалівського блоку та характер карбонівих відкладів по горизонтах відбиття V_a (C_3), V_{b1} (C_{2m}) та V_{b1}^1 (C_{1s}) (рис. 1.2 та 1.3). На монокліналі в середньокарбонівих відкладах (горизонт V_{b1}) було виявлено широкий структурний виступ, обмежений з трьох боків невеликими розломними зсувами. Було розроблено «Проект параметричного буріння на Зміївському виступі».

У 1988 р. Первомайська НГРЕ розпочала буріння і пробурила параметричну свердловину № 671. Під час буріння за допомогою тестера пластів на ділянці 4484-4491 м було отримано газовий приток 41,4 тис. m^3 /добу; пластовий тиск на глибині 4481 м становив 515 атм. В результаті

випробування в експлуатаційній колоні інтервалу 4484-4491 м було отримано на 4-мм шайбі приток газу з конденсатом інтенсивністю 66 тис. м³/добу.

Згідно з «Проектом розвідки нафтових і газових родовищ в районі Безпалівської структури», в 1991 році розвідувальна свердловина № 1 була пробурена на 1300 м від свердловини № 671 на північний схід, вона була залишена без спускання експлуатаційної колони через відсутність перспективних об'єктів у відкритій ділянці.

У 1990 році Центральна геофізична експедиція опрацювала два ортогональних профілі ЧЗ на Безпалівському родовищі. У карбонових відкладах виявлено лінійну аномалію питомого опору з субмеридіональним простяганням.

У 2006 році на Безпалівському ГКР (методом ЗСБ) комплексним геофізичним загоном Придніпровської ГРЕ проведено електророзвідку з метою вивчення геоелектричної характеристики розрізу верхів палеозойської ери та визначення контуру газового родовища в середньовугільних відкладах московського ярусу. Було розроблено мережу з чотирьох профілів, побудовано геологічні та геофізичні розрізи, складено карту результатів на структурній основі сейсмівідбивного горизонту Vb_1 , який відображає позитивні аномалії поздовжнього питомого опору, що відповідають «ділянкам розвитку гірських порід, електричні вуглеводнів». [4]

1.4 Геологічна будова Безпалівського родовища

1.4.1 Стратиграфія розкритого розрізу Безпалівського родовища

Стратиграфічний поділ свердловин Безпалівської структури було проведено на основі їх кореляції з розрізами Шуринської та Зміївської ділянок, які, в свою чергу, були стратифіковані на основі порівняння з розрізами добре вивчених свердловин Шебелинської, Вишневської та Волоховської структур.

Палеонтологічна кореляція окремих середньокарбонових послідовностей для досліджуваної ділянки була проведена найбільш

Башкирський ярус

Відкритий свердловиною № 671 на глибині 161 м, його підосва розташована в нижній частині комплексу C_2^5 (аналогічного донбаському кам'янському комплексу). Тут широко поширені пісковики та алевроліти сірого та зеленувато-сірого кольорів. Пісковики (аналогічні регіональному горизонту Б-1) переважно поліміктові за складом, дрібно- та дрібнозернисті, з поганою та середньою сортованістю, товщиною 5-20 м.

Аргіліти обмежені в поширенні в комплексі і мають незначну товщину.

Московський ярус

Незгідно перекриває нижній комплекс, його основа проходить всередині карбонового комплексу. Верхи цього комплексу представлена прошарками алевролітів, пісковиків та аргілітів, зустрічаються прошарки карбонатів і вугілля. Пісковики аналогічні регіонально продуктивному горизонту М-6, мають сірий колір, олігоміктовий і поліміктовий склад і переважають у розрізі.

Комплекс C_2^6 (алмазний) має подібний літологічний склад з пісковиками, що утворюють горизонти М-4 і М-5.

Світа C_2^7 (лисичанська) складена перешарованими пісковиками та алевролітами з глинистими породами різного ступеня піщанистості. Піщано-алевролітові пласти складають горизонти М-2 і М-3 ДДЗ. Вапнякові прошарки та вугільні перешарування в розрізі рідкісні.

Ісаєвська світа (C_3^1) складається з тих самих літологічних різновидів порід, що й нижча формація; тут, як і в нижній частині розрізу, переважають піщано-алевритові породи. Межа між середньою і верхньою частинами кам'яновугільної системи проходить у комплексі вздовж підосви вапняку N2. У московській частині виділяється регіональний горизонт М-1, який є промислово перспективним у цьому районі.

Максимальна товщина московського ярусу тут становить 730 м.

Розріз середнього карбону складний, складається з поліфаціальної товщі піщано-алевритових, глинистих і карбонатних порід з рідкісними

прошарками вугілля. Подібний розріз характерний для формацій того ж віку на сусідніх структурах у цій частині ДДЗ. У родовищах московського і верхів башкирського ярусів переважають теригенні породи. Карбонатні породи утворюють ізольовані шари і більш поширені лише в нижній частині башкирського ярусу, аналогічно так званій «башкирській плиті».

За результатами детальних літологічних, петрографічних, фізичних, хімічних і спектральних досліджень кернів з свердловин № 600 і 800, середньокарбонатні пісковики Шебелинки в цілому містять тонкі прошарки алевролітів і аргілітів. Їх шаруватість паралельна, хвиляста і перехресно-хвиляста, з дрібною, дрібною і середньою структурою. Склад – слюдисто-кварцово-польовошпатовий з домішками мікросланцевих уламків, аргілітів, кремністих, карбонатних і, рідше, ефузивних порід. Зементовані глинисто-карбонатним, глинистий і регенеративно-кварцовим цементом.

Алевроліти мають слабо хвилясте шарування, міцні, щільні, часто містять включення вуглистих матеріалів і мають поліміктовий склад з глинистим і глинисто-карбонатним цементом.

Аргіліти темно-сірі та чорні, мають пластинчасту фрагментацію та горизонтальне паралельне шарування, на поверхні шарів видно дрібні слюдяні лусочки. У масі аргілітів часто спостерігаються тонкошаруватий черепашковий детрит та розсіяний пірит. За даними рентгенівського та електронно-мікроскопічного аналізу, глинисті сланці складаються з гідрослюди, каолініту та хлориту.

Фації гірських порід пов'язані з лагунними, затоковими та болотистими відкладами прибережної рівнини.

Карбонати московського та верхнього башкирського ярусу в розрізу Шебелинського родовища це мікрозернисті глинисті вапняки з домішками доломіту, анкериту або сидериту. Органіка розподілена нерівномірно, досягаючи 30-40%. У породі спостерігаються кварцові домішки розміром з алевроліт. Вторинні зміни проявилися головним чином у кристалізації органічних залишків. Органогенні детритні вапняки відносно рідкісні.

Вугілля спостережено в тонких (до 10 см завтовшки) прошарках серед алевролітів або аргілітів.

Верхній карбон

Представлений касимовською та гжельською формаціями.

Касимовський ярус (верхня частина ісаєвської та авіловської серій (C_3^2) складається з товстих прошарків пісковиків, аргілітів та алевролітів, а вапняки та вугілля утворюють тонкі шари і займають другорядне місце в розрізі.

Товщина піщаних шарів досягає 25-40 м.

Гжельський ярус - (араукаритова (C_3^3) і низ картамишської свити (C_3^{kt}). Свита C_3^3 складена з коричневих аргілітів і алевролітів, збагачених вуглистими уламками і лімонітом.

Пісковики і вапняки в розрізі слабо розвинені.

Частина картамишської свити, віднесена до карбону, представлена червоними та строкатими глинистими сланцями з підпорядкованими шарами алевролітів, дрібнозернистих пісковиків та вапняків.

Загальна товщина верхньокарбонових відкладів становить 1199 м.

Пісковики верхнього карбону зазвичай поліміктові або мезоміктові, складаються з кварцу, польового шпату і слюди, уламків кременю, іноді вивержених порід, включень піриту і рослинного детриту, а їх цемент полімінеральний, каолінітово-гідрослюдисто-кальцитовий, а подекуди регенеративно-кварцовий. Породи середньо- і дрібнозернисті, мулисті, вторинно карбонатні.

Алевроліти за складом схожі на пісковики, дрібно- та грубозернисті.

Аргіліти часто є алевролітовими, містять вуглефіковані рослинні уламки, іноді слабо карбонатизовані та піритизовані, складаються з гідрослюд, хлориту, каолініту з домішками сидериту.

Пермська система

Представлена нижньою частиною ассельського та сакмарського ярусів, лежить на карбонових відкладах з ерозією і розташована в межах

картамишської свити, верхня частина якої (P₁kt) складається з бурокоричневих глин з включеннями ангідритів, строкатих і коричневих тонкошаруватих пісковиків і алевролітів з глинистим і глинисто-доломітовим цементом та доломітами в розрізі.

Микитівська свита (P₁nk) складена з глин, пісковиків, алевролітів, вапняків, доломітів, кам'яної солі та ангідритів, що ритмічно чергуються .

Слов'янська свита (P₁sl) містить товсті породи кам'яної солі та ангідритів, з теригенними породами (переважно глинами) та карбонатами, що мають другорядне значення.

У основі краматорської свити (P₁kr) знаходяться червоно-коричневі пісковики, карбонатні алевроліти та ангідрити, з шаром кам'яної солі в середині та червоним теригенно-сульфатним гіпергенним шаром у покрівлі.

Загальна товщина нижньпермських утворень становить 984 м.

Тріасова система

Представлена усіма підрозділами. Нижній тріас відповідає дроновській серії, яка з переривом і кутовою незгідністю перекриває пермські відклади. Представлений червоними щільними глинами з прошарками алевроліту і пісковіку.

Середній і верхній підрозділи тріасу представлені сребрянською і протопівською серіями. У цій частині розрізу зустрічаються світлі і зеленувато-сірі пісковики, конгломерати і різнокольорові глини з прошарками вапняків і алевролітів.

Загальна товщина тріасових відкладів в Безпалівській ділянці досягає 645м.

Юрська система

Тріасовий комплекс трансгресивно перекритий з великою неузгодженістю; юрські відклади в цьому районі представлені формаціями середньої та пізньої юри.

Середній юрський відділ складається з байоського, батського та келовейського ярусів, які представлені сірими, грубозернистими пісковиками та синьо-сірими, дрібно вивітряними глинами з включеннями сидериту.

Верхній відділ включає оксфордський та кіммеріджський яруси, що складаються з синьо-різнобарвних глин, оолітових вапняків, пісковиків та алевролітів.

Товщина юрської системи становить 606 м.

Крейдова система

Крейдові відклади з ерозією лежать на відкладах юрської системи.

Нижній крейдовий комплекс літологічно представлений сірими, грубозернистими пісками та пісковиками і сірими вуглецевими глинами.

Верхній крейдовий комплекс складається з утворень сеноманського, туронського, коньякського, сантонського, кампанського та маастрихтського віків.

Сеноманський ярус складається з сірих, різноманітних кварцових пісковиків та пісків, решта — шар білого крейду з прошарками мергелю. Товщина крейдової системи досягає 735 м.

Палеогенова система

Лежить з великою розбіжністю на підстиляючих крейдових породах і представлена світло-сірими піщаними мергелями, зеленувато-сірими пісками та глинами.

Її загальна товщина становить 210 м.

Неогенова система

Представлена пісками полтавської свити жовто-сірого забарвлення з прошарками піщаних слюдистих карбонатних глин.

Четвертинна система

Складена переважно делювіальними та алювіальними відкладами - червоно-коричневими в'язкими глинами і суглинками, пісками і супісками.

Загальна товщина неогенової та антропогенної систем становить 40 м.

Глибина та абсолютна висота стратиграфічних підрозділів Безпалівського, Шуринського та Шебелинського районів наведено в таблиці 1.1.

1.4.2 Тектоніка Безпалівського родовища

У тектонічному відношенні Безпалівське родовище належить до південно-східної, зануреної частини Зміївської монокліналі північної крайової зони Дніпровсько-Донецької западини. Ця територія характеризується стабільним нахилом пластів до осі западини та збільшенням товщини окремих пластів осадової покриви з глибиною.

Докембрійський кристалічний фундамент за даними регіональних геофізичних досліджень, (до меж Зміївського виступу, до якого належить досліджувана ділянка) залягає на глибині 11-12 км і має складну блокову структуру.

Відносно невеликі структурні елементи в межах монокліналі, включаючи нечітку складку Безпалівська, пов'язані головним чином із зонними розломами, які утворилися і розвивалися в безпосередньому зв'язку з рухами протерозойської складчастої основи.

Безпалівська структура була вперше відкрита в 1974 році в результаті аналізу геологічних і геофізичних даних попередніх років. У 1985-1988 роках СУГРЕ провела сейсмічні дослідження, в результаті яких структура Безпалівська в відкладах середнього карбону була ідентифікована як слабо виражена структурний ніс, обмежений малоамплітудними розломами з півночі, сходу і заходу (див. рис. 1.2, 1.3). На основі цих матеріалів у 1988 році в апікальній частині блоку було пробурено параметричну свердловину № 671. Переінтерпретаційні роботи, проведені МСТ у 1988-1991 роках, підтвердили конфігурацію блоку.

Безпалівська складка з півночі обмежена субширотним згідним розломом, який був виявлений виключно в результаті сейсмічних робіт і не перетинає свердловин, виконаних в цьому районі. На рівні відбиваючого горизонту V_{b1}, структура з півдня закрита ізогіпою -4700 м. Її розміри 10 x 4,3 км, амплітуда становить близько 300м. [5]

півночі, сходу і заходу (див. рис. 1.2, 1.3). На основі цих матеріалів у 1988 році в апікальній частині блоку було пробурено параметричну свердловину № 671. Переінтерпретаційні роботи, проведені МСТ у 1988-1991 роках, підтвердили конфігурацію блоку.

Безпалівська складка з півночі обмежена субширотним згідним розломом, який був виявлений виключно в результаті сейсмічних робіт і не перетинає свердловин, виконаних в цьому районі. На рівні відбиваючого горизонту V_{b1}, структура з півдня закрита ізогіпою -4700 м. Її розміри 10 x 4,3 км, амплітуда становить близько 300м.

Амплітуда субширотного скиду становить близько 30 м, а зміщення вздовж субмеридіональних розломів, згідно з інтерпретацією, не перевищує 25 м.

1.4.3 Літологічна та фізична характеристика продуктивних горизонтів.

Горизонт М-1 не освітлений в керні; за даними ГДС, приблизно 1,2 м піщаних пісковиків з пористістю 9,5%, в сусідніх районах зустрічаються фрагментарні світло-сірі дрібнозернисті пісковики, поліміктові та олігоміктові, на карбонатно-глинистому цементі.

Горизонт М-1n на родовищі Безпалівське недостатньо освітлений. Зразки відібрано тільки з свердловини № 1. Для лабораторних досліджень відібрано 7 зразків.

Кварцові та польовошпат-кварцові пісковики, світло-сірі, неоднорідні, середньо- та дрібнозернисті, на карбонатно-глинистому, в незначній мірі карбонатному цементі. Пористість коливається від 2,4 до 6,4%, проникність від 0,29 до 0,62 мД. У пісковиках зустрічаються дрібні пластівці слюди та фрагменти обуглених рослинних залишків. Горизонт складається з пісковиків та алевролітів, розділених шарами аргілітів більш-менш значними за тощиною. За даними геофізичних досліджень свердловин № 1 та № 671, в межах горизонту виділяється 9–12 шарів з пористістю 2,5–17,5%.

Комерційний вміст газу в Безпалівському родовищі пов'язаний з пластом, розташованим у свердловині № 671 на глибині 4482,4–4490,0 м, з пористістю 11,0–17,5%. У свердловині № 1 аналог має пористість 11%, а його ефективна товщина значно зменшена. За походженням ці пісковики належать до алювіальних і дельтових.

Горизонт М-5 не освітлений керном і оцінений тільки свердловиною № 671. За даними ГДС, пісковики мають пористість 4-8,5%. За результатами буріння в сусідніх районах, ці пісковики є поліміктовими, неоднорідними, на карбонатно-глинистому і, в меншій мірі, регенеративно-кварцовому цементі. Текстура хрестоподібно-хвиляста і слабо хвиляста. За даними лабораторних досліджень їх пористість досить низька і становить 2,4-7,5%. Серед пісковикових шарів зустрічаються шари сірого глинистого алевроліту і темно-сірого алевролітового аргіліту, які іноді містять багато різноманітних карбонатних рослинних залишків.

Горизонт М-6, виявлений тільки в свердловині № 671, не був досліджений керном. За даними ГДЗ, пористість пісковиків коливається від 3 до 8,5%.

За результатами досліджень у прилеглих районах, цей горизонт складається з світло-сірих поліміктових пісковиків, що змінюються за розміром зерен від дрібного до грубого, на карбонатно-глинистому, і в невеликій мірі регенеративно-кварцовому та карбонатному цементі. [1,2]

1.4.4 Нафтогазоносність Безпалівського родовища

Безпалівське газоконденсатоносне родовище розташоване в газоносному Рябухинсько-Північно-Голубівському районі ДДЗ, в межах якого родовища пов'язані з середнім (московським і башкирським) і нижньокарбонівим (серпуховським і верхньовізейським) відкладами [1]. Більшість виявлених тут родовищ належать або до неантиклінальних пасток літологічного та тектонічного типу (Шуринське та Борисівське родовища), або до занурених підняття з невеликою амплітудою (Волоховське та Коломацьке родовища). Єдине промислове скупчення – горизонт М-1н, відноситься до першого типу. Крім того, в Безпалівському родовищі в горизонтах М-1в, М-5 і М-6 виявлено три поклади газу і конденсату.

Продуктивний горизонт М-1в розташований у покрівлі московського шару, віднесений до піщаникового пласта з ефективною товщиною лише 1 м у свердловині № 671. За даними ГДС, пористість колектора становить 9,5 %, а насиченість газом – 57 %. У свердловині № 1 аналог пласта представлений шаром щільного алевроліту. Промислове значення покладу не визначено, воно розвідане лише у свердловині № 671 у відкритому стволі на глибині 4435-

4536 м, включаючи горизонт М-1н, з припливом газу невизначеної продуктивності. Отже, газові ресурси пласта М-1в в радіусі 1 км відносяться до класу 332. На південь, відповідно до падіння пластів, вони обмежені НГВП на абсолютній глибині -4236,7 м в підшві газоносного колектора за даними промислової геофізики. Решта площі М-1в у тектонічному блоці Безпалівський, по розширення і підняття пластів, віднесені до поля перспективних ресурсів (клас 333) і обмежена на північному сході літологічною межею, де піщаний колектор заміщений непроникиними алевролітами, що проходить посередині між свердловинами № 671 і № 1. Таким чином, поклад М-1в є шаруватим, літологічним і, можливо, тектонічно екранованим. Розміри в плані становлять 4,5 x 1,9 км, в розрізі – 210 м. Через

невелику ефективну товщину продуктивність не розповсюджується по падінню пласта, а запаси газу не розраховуються (графічний додаток А).

Продуктивним горизонтом є і М-1н. Пласт відкрито обома свердловинами, за даними ГДС виявлено колектор з пористістю 11-17,5% і насиченістю газом 60-80%. Ефективна товщина піщаного горизонту поступово зменшується в напрямку на північний схід, від 6,0 м у свердловині № 671 до 0,8 м у свердловині № 1. На основі динаміки виснаження покладу було проведено умовну лінію літологічного розмежування на відстані 200 м на північний схід від свердловини № 1. Горизонт був випробуваний: у свердловині № 671 він був виявлений у експлуатаційній колоні на глибині 4484-4491 м, даючи дебіт газоконденсатної суміші 136 000 м³/добу при діафрагмі 8 мм, у свердловині № 1 випробувано лише нижню частину у відкритому стволі на глибині 4385-4417 м, але через технічні умови за результатами випробувань у цій свердловині інформацію про його насиченість не отримано.

Поклад горизонту М-1н в експлуатації (свердловина № 671) з 1995 року, видобуто 107 млн м³ газу і 6000 тон конденсату.

У районі свердловин №№ 671 і 1 виявлено поле надійно розвіданих ресурсів (клас 111), обмежене НГВП на глибині -4289 м у основі газоносного колектора, виявленого в свердловині. Межа промислового ресурсу на північному сході визначається заміщенням пісковика, а на заході – умовною лінією, проведеною між серединою відстані між свердловиною № 671 і найвіддаленішою точкою контуру НГВП на глибині родовища та серединою відстані між літологічною межею на сході і точкою № 671 і найвіддаленішою точкою контуру НГВП на сході і точкою, де західний скид відгалужується від півночі в піднятій частині покладу. У решті частини Безпалівського блоку, до тектонічних меж на півночі і заході, над НГВП, виділено поле ресурсів класу 122 (графічний додаток Б). Це умовне поле промислових запасів прийнято відповідно до рішення робочої наради ДКЗ

України від 11 червня 2010 року з урахуванням неможливості на даному етапі достовірно визначити межі газових ресурсів, охоплених свердловиною № 671.

Перспективні ресурси газу класу 333 (категорія С₃) з боку падіння пласта простягаються до глибини -4304,2 м, до подвійної товщини родовища, де було визначено УГВК. Тобто висота покладу М-1н майже 235 м, розміри – 6,5 x 3,2 км, тип – шаруватий, літологічно- та тектонічно відсічений.

Продуктивний горизонт М-5 виявлено в свердловині № 671, за даними ГДС пісковик газонасичений з К_г - 68% та К_п – 8,5%, ефективна товщина 4,4 м, глибина 5004,8-5012,8 м. Продуктивність підтверджено газовим потоком 5,1 тис. м³/добу під час випробування свердловини у відкритому стволі разом з горизонтом М-6 на глибині 4966-5081 м. Поле попередньо розвіданих ресурсів класу 332 було виявлено навколо свердловини № 671, обмежене воно колом радіусом 1000 м, вздовж падіння родовища – НГВП в підошві колектора на абсолютній відмітці -4811,3 м. Решта площі віднесена до поля ресурсів (клас 333) по схилу пласта, де було проведено УГВК на глибині -4819,3 м. У межах цих меж родовище є шаруватим, тектонічно екранованим, висотою 190 м і лінійними розмірами 8,5 x 2,1 км (графічний додаток В).

Горизонт М-6 у свердловині № 671 складається з двох піщаних пластів, що залягають у діапазоні 5071,6-5091,2 м. Промислові геофізичні дослідження показали їх пористість 8,5 %, насиченість газом 75 % і загальну ефективну товщину 4,8 м. Горизонт М-6 було розвідано разом з вищим горизонтом М-5. Ресурси та запаси цього об'єкта були визначені аналогічним чином, при цьому пластів були проведені на абсолютних глибинах -4889,6 м та -4909,2 м відповідно. Розміри родовища становлять 8,5 x 2,5 км, висота 235 м (графічний додаток Г).

1.4.5 Гідрогеологічна характеристика Безпалівської площі

Через значну обмеженість гідрогеологічних даних, отриманих безпосередньо з свердловин у Безпалівській площі, характеристики водоносних горизонтів і нафтогазоносних комплексів наведено за матеріалами сусідніх родовищ Волоховського, Шуринського, Островецького, Борисівського та інших родовищ ДДЗ.

На північному схилі Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну розташована Безпалівська площа, поперечний переріз якої поділяється на два гідрогеологічні рівні: активну зону та зону повільної циркуляції води.

У верхньому шарі, який має переважно інфільтраційний режим водообміну, виділяють кайнозойські та мезозойські водоносні горизонти до верхньої юрської частини; у виявленій частині нижнього шару у верхній і середній частинах (останні у складі московського ярусу та верхівках башкирського ярусу) виявлено тріасові, пермські та карбонові водоносні горизонти. Регіональний водонепроникний шар між поверхами складається з морських глинистих шарів середньо- юрського віку.

Зона відносно вільної циркуляції води складається з антропогенних, палеогенових, неогенових і крейдяно-верхньоюрських водоносних горизонтів.

Четвертинні водоносні горизонти в основному пов'язані з алювіальними пісками річкових терас, а дебіт свердловин зазвичай низький і залежить від кількості опадів. Води зазвичай прісні (мінералізація до 0,8 г/л) і за класифікацією В. Суліна відносяться до гідрокарбонатно-кальцієвих.

Неогенові осадові води залягають у полтавських пісковиках. Статичний рівень досягає +100 м, дебіт становить 120-140 м³/добу. Мінералізація води не перевищує 0,8 г/л, за хімічним складом це гідрокарбонатні натрієві води.

Палеогенові води залягають у межигірсько-обухівсько-канівському водоносному горизонті. Перший з них широко поширений, з піщаними та піщано-крейдяними породами водоносного шару, а нижній водоносний шар

складається з глин та мергелів кийвського ярусу. Води є прісними (мінералізація 0,8-1 г/л), гідрокарбонатно-натрієвими, з низькою жорсткістю, широко використовуються для водопостачання регіону. Дебіт свердловин досягає 100 м³/добу. Бучацько-канівський водоносний горизонт приурочений до зелено-сірих пісковиків товщиною приблизно 20 м. Води схожі з водами, що залягають на більших висотах, але їх кількість більша, приплив досягає 200-300 м³/добу при п'езометричних рівнях +70-+100 м. Цей шар для водопостачання є важливим джерелом.

Водоносні горизонти крейди пов'язані з маастрихтсько-туронськими, сеноманськими та нижньокрейдяними відкладами і залягають у тріщинуватих крейдяних мергелях та сеноманських пісковиках. Вони знаходяться під тиском і належать до гідрокарбонатно-кальцієвих та гідрокарбонатно-сульфатно-натрієвих вод з мінералізацією від 0,3 до 3,1 г/л. Води сеноману мають підвищену твердість. Дебіт може досягати тисяч м³/день. Нижньокрейдяний водоносний горизонт містить гідрокарбонатні води кальцію і магнію з мінералізацією 0,62-1,33 г/л. Води потребують особливого захисту від забруднення, оскільки широко використовуються для водопостачання.

Води верхньоюрського кімеріджського шару мають мінералізацію 1,3-2,5 г/л і, залежно від типу, є гідрокарбонатно-натрієвими, рідше сульфатно-натрієвими. Статичні рівні встановлюються на рівні +8-+80 м в залежності від гіпсометричного положення свердловин,

Водоносний горизонт середньої юрської періоду пов'язаний з лінзоподібними пісковиками бату і байосу. Води водоносного горизонту середньої юрської періоду мають мінералізацію до 6 г/л, знаходяться під тиском, статичні рівні зафіксовані на глибині 95-110 м.

Триасовий водоносний комплекс залягає у шарах пісковиків різної зернистості та кавернозних вапняків, знаходяться під тиском, а статичні рівні у свердловинах встановлені на глибинах 18-61 м, при притоці до 100 м³/добу.

Води мають хлоридно-кальцієвий тип, загальна мінералізація до 90 г/л, іноді вище; вміст бромиду досягає 42 мг/л, йоду до 1 мг/л.

Регіональний водоупорний горизонт, який є хомогенним шаром нижнього пермського періоду, є флюїдотривом для верхньо-середньо-кам'яновугільного водоносного комплексу. Нижньопермський водоносний комплекс пов'язаний з теригенами картамиської свити, які являють собою тонкі шари пісковика та алевроліту товщиною до 10-15 м. Припливи сягають 15-20 м³/добу (динамічні рівні ~ 700м), статичні рівні встановлені на глибині 320-330 м від гирла. Води є сильно мінералізовані розсоли з густиною 1,14-1,20 г/см³ і мінералізацією 278,5-316,1 г/л. Води хлоридно-кальцієвого типу.

Водоносні горизонти верхніх карбонів відкладів пов'язані з піщаними та вапняковими шарами. Колектори характеризуються продуктивністю 2,7-100 м³/добу. При зниженні рівня до 230-2030 м статичний рівень фіксується на глибині 147 м (свердловина № 6 Волохівська). Мінералізація вод становить 147,3-161,7 г/л, вони відносяться до хлоридно-натрієвого та хлоридно-кальцієвого типу. Вміст йоду становить до 22 мг/л, а бром – 287,8-304 мг/л.

У середньокарбонівих відкладах водоносні горизонти представлені піщаними та карбонатними шарами московського та башкирського віку. Дебіти характеризуються продуктивністю від 2-10 до 300 м³/добу при динамічних рівнях 1430-2673 м (у свердловині № 3-Волохівська з рівня М-5 при Нсд=1430 м було отримано 296 м³/добу води). Статичний рівень в свердловинах Волохівської площі знаходиться на глибині 141 м, а на Коробочкінській площі – на глибині 72 м. Мінералізація московських горизонтів становить 140-230 г/л, вміст бору – 11,4 мг/л, амонію – до 150 мг/л, йоду – 15 мг/л, бромиду – до 512 мг/л. Башкирські колекторимістять природні мінералізовані розсоли хлоридно-кальцієвого типу з мінералізацією 140-225 г/л, бром у кількості 37-289 мг/л, бор – 14 мг/л, йод 7-80 мг/л, амоній –

130,9 мг/л. Спостерігається значне насичення природними вуглеводневими газами (850-1000 см³/м³). Склад даних вод наведено в таблиці 1.2.

Вміст води в середньовугільних колекторах може бути досить низьким, що свідчить про локальне поширення проникних колекторів у межах московського та башкирського ярусів.

На Безпалівському родовищі досліджуються лише води, що містяться в суміші газу та конденсату, які видобуваються як супутні продукти з

свердловини № 671 з горизонту М-1н. Оскільки мінералізація цієї води менше 80 г/л (табл. 1.2), скоріш за все значно розбавлена конденсаційною водою. Протягом тривалого часу після початку видобутку вміст води в продукції становив 3-4 см³/м³, що наближається до природної вологості газу за існуючих термобаричних умов. З початку 2007 року спостерігається регулярне збільшення кількості пластових рідин у видобутому газі. Водний індекс досяг 18 см³/м³ у квітні 2009 року, що свідчить про підняття контурних вод. На даний час неможливо чітко визначити режим експлуатації родовища.

1.4.6 Пластові тиски та температури

При дослідженні термобаричних умов враховувалися як фактичні дані по родовищу, так і дані сусідніх – Шурінської, Сомовської та Зміївської площ.

Тиск у пластах Безпалівського родовища вивчали за допомогою прямих вимірювань глибини під час буріння та випробування свердловин, а також за допомогою вимірювань на гирлі свердловини, коли статичний тиск на поверхні переводили на рівень відкритого інтервалу в свердловині. Слід зазначити, що отримані таким чином визначення не можуть бути використані для створення барометричного зображення глибоких свердловин, оскільки за наявності рідкої фази в продукції, що є поширеним явищем, тиск, розрахований таким чином для конкретної глибини, лише приблизно відображає фактичний тиск пласта. Тому при створенні епюри тиску гірничо-видобувного комплексу за основу бралися лише результати вимірювань глибинними манометрами.

Такі випробування були проведені в обох свердловинах родовища - № 671 і № 1. Під час випробувань у відкритій свердловині № 591 тестер пластів (КП-146, КП-2м-95) вимірював тиск за допомогою глибинних манометрів МСУ-800, МГІ-1М-600 і МГІ-1М-800; у експлуатаційній колоні під час випробувань – манометрами МГН. Найвищий тиск пласта, виміряний під час випробувань у виробничому інтервалі, досяг 515 атм (50,5 МПа), що

за коефіцієнтом аномалії (1,15) перевищило регіональний гідростатичний тиск.

Отримані значення близькі до графіка РГТ, який був складений з урахуванням щільності пластової води ($1,13 \text{ г/см}^3$) у нижньому гідрогеологічному шарі (рисунок 1.5). Ця залежність використовується для розрахунку пластових тисків у родовищі Безпалівське на межі газу і води. У водоносних шарах верхньої частини Безпалівського родовища тиск у пласті близький до регіонального гідростатичного тиску. Починаючи від основи верхнього карбону, у виробничому комплексі темпи зростання тиску пласта збільшуються через надлишковий тиск у газових родовищах московського ярусу. Коефіцієнт тиску в пласті (Рпл./Руг.) становить 1,04-1,14, а градієнт 0,0104-0,0109 МПа/м.

Розподіл температур родовищ у районі Безпалівська базується на результатах промислових геофізичних досліджень у свердловинах № 671 і № 1, де було зареєстровано геотермічний градієнт, але через технічні проблеми він не був зареєстрований до вибою, а лише до глибини відповідно 3830 і 2865 м (рисунок 1.6). Точкові вимірювання температури пластів у межах московського ярусу були проведені під час досліджень свердловини № 671 і становили 115°C і 104°C на глибинах відповідно 4966 м і 4487,5 м (рис. 1.6).

Згідно карти геотермічного ступеню ДДЗ (Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины, стор. 136-137) район Безпалівського родовища характеризується значеннями $42,5 \text{ м/}^\circ\text{C}$. При порівнянні значень глибинних температур на рівні продуктивної частини розрізу родовища, що витікають з такої закономірності, видно, що вони гарно корегуються з існуючими вимірами на Безпалівській (точкові) і суміжних площах (запис термоградієнтів) (рисунок 1.6). Цю регіональну залежність ми і приймаємо для визначення температур в розрізі середньокам'яновугільної

Рисунок 1.6 – Розподіл температур по розрізу Безпалівського ГКР та суміжних площ

1.5 Висновки до розділу 1

- геологічна будова Безпалівського родовища включає відклади, що утворилися в кайнозойську, мезозойську та палеозойську епохи. Найдавніші породи, виявлені під час буріння, утворилися в пізній башкирській епосі.

- єдине промислове скупчення, відоме на сьогодні на Безпалівському родовищі, М-1н, належить до літологічного та тектонічного типу (подібне до Шуринського та Борисівського родовищ). Крім того, на Безпалівському родовищі в продуктивних горизонтах М-1в, М-5 та М-6 виявлено три поклади газу та конденсату.

- Безпалівська площа розташована на північному схилі Дніпровсько-Донецької артезіанської улоговини, де можна виділити два гідрогеологічні шари: активну зону (від кайнозойської ератеми до верхнього юрського періоду) та зону уповільненої циркуляції води (тріасовий, пермський та карбоновий комплекси). Регіональний водонепроникний шар між рівнями утворений морськими глинистими шарами середнього юрського періоду.

- для розрахунку пластового тиску в Безпалівському родовищі було складено діаграму пластового тиску з урахуванням щільності пластових вод (1,13 г/см³) та прямих вимірювань на межі розділу газ-вода. Якщо тиск у водоносних горизонтах верхів розрізу пласта близький до регіонального гідростатичного тиску, то в продуктивному комплексі швидкість зростання пластового тиску збільшується внаслідок наявності надлишкового тиску в газових покладах московського шару, а коефіцієнт аномалії пластового тиску (Рпл./Руг.) становить 1,04-1,14.

- глибинні температури на продуктивній ділянці розрізу добре корелюються з існуючими вимірами в Безпалівській та сусідніх площах. Отриманий термоградієнт для середнього карбону становить 2,4°С/100 м.

2. ОБСЯГИ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ У СВЕРДЛОВИНАХ

2.1 Об'єм геологорозвідувальних робіт

2.1.1 Обґрунтування постановки робіт

Безпалівське ГКР на горизонті М-6 (московський ярус) – це слабо виражена геміантиклиналь, обмежена з трьох боків (північного, східного та західного) розломами з невеликою амплітудою.

Вміст газу в родовищі Безпалівське було вперше встановлено під час буріння свердловини № 671, коли тестер формації на трубах в інтервалі 4484-4491 м отримав інтенсивність потоку газу, що становила 41,4 тис. м³/добу.

Продуктивність пов'язана тільки з одним горизонтом газового конденсату М-1н московського ярусу середнього карбону; в трьох горизонтах містяться непромислові поклади газу згідно ГДС та досліджень у відкритих свердловинах М-1в, М-5 і М-6).

Лише дві свердловини пробурені на родовищі: параметрична свердловина № 671 та розвідувальна свердловина № 1. Свердловина № 671 експлуатує родовище М-1н з 1995 року.

На дату складання роботи загальні запаси сирової нафти в ГКР Безпалівське становлять 627 млн м³ в класах 111+221 (кат. С₁), 1003 млн м³ в класах 122+222 та 332 (кат. С₂). Початкові запаси конденсату родовища в класах 111+221 (кат. С₁) становлять 47 тис. тон, видобувні запаси конденсату в класі 111 (кат. С₁) – 28 тис. тон. Загальні початкові запаси конденсату в класах 122+222 (кат. С₂) становлять 54 тис. тон, видобувні класу 122 (кат. С₂) становлять 32 тис. тон, а початкові запаси конденсату класу 332 (кат. С₂) становлять 21 тис. тон. Крім того, загальні оцінені запаси газу на рівні москви становлять майже 3,3 млрд м³.

Газовий потенціал родовища Безпалівське пов'язаний з московськими покладами (М-1в, М-5 і М-6). Ці горизонти залягають на глибині 5150–4300 м. Перспективні запаси горизонтів становлять 3,3 млрд м³, а запаси класу 332 (кат. С₂) становлять 284 млн м³.

2.1.2 Система розміщення свердловин

У межах родовища Безпалівське планується закласти три свердловини з метою пошуків нових та розвідки продуктивних горизонтів М-1в, М-1н, М-5 та М-6 московського ярусу середнього карбону (таблиця 1.4). Розташування розвідувальних свердловин родовища пов'язане з певними труднощами, оскільки більша частина родовища знаходиться під селом Таранівка, в його санітарній зоні та в східній частині, на території Національного природного парку «Гомільшанський ліс». У зв'язку з цим заплановані свердловини можуть бути розташовані лише на заході та півночі родовища, а також поблизу свердловини № 671 (див. графічний додаток А).

Розвідувальна свердловина № 2, похило-спрямована, першочергова, проектною глибиною 5150 м, проектним горизонтом М-6. Закладена згідно рішення наради ДК «Укргазвидобування» для розвідки покладів горизонтів М-5 М-6 та меж розповсюдження колектору горизонту М-1н в східній частині родовища. Свердловину №2 розташовано в 450 м на схід - північний схід від свердловини № 671 з відходом вибою на 500 м від гирла на схід в географічному азимуті 82°. Свердловина буриться з відходом від устя через поверхневі умови - буріння вертикальних свердловин неможливе, оскільки над частиною родовища, яку планується дослідити, знаходиться Гомільшанський природний парк.

Пошукова свердловина № 4, похило-спрямована, незалежна від результатів буріння свердловини № 2, проектною глибиною 5000 м, проектним горизонтом М-6 закладається у північній частині родовища для пошуку покладів горизонтів М-5, М-6 та з'ясування меж розповсюдження колектору горизонту М-1н. Свердловину пропонується закласти на невеликій ділянці, обмеженої санітарною зоною селища і простяганням у відкладах московського ярусу північного скиду. Також пропонується зробити відхід від устя на 500 метрів в південно-західному напрямку під селище Таранівка для збільшення відстані від північного скиду, обмежуючого поклад, та виходу вибою свердловини на умовну лінію контуру категорій 111 та 122 по

горизонту М-1н і досягнення таким чином оптимальних умов розкриття продуктивних горизонтів.

Розвідувальна свердловина № 3, похило-спрямована, залежна від результатів буріння свердловини №4, проектною глибиною 5100 м, проектним горизонтом М-6 закладається в західній частині родовища, на невеликій ділянці обмеженій з заходу скидом у відкладах московського ярусу, з півдня положення УГВК по горизонту М-6, а з північного-сходу санітарною зоною селища. Метою буріння є розвідка продуктивних покладів М-1в, М-1н, М-5, М-6 у західній частині родовища. Також пропонується зробити відхід 500 метрів від устя свердловини в північно-східному напрямку з метою збільшення відстані від західного скиду та від газо-водяних контактів по горизонтах М-5 М-6, і досягнення оптимальних умов розкриття продуктивного розрізу. [18,21,23]

2.1.3 Промислово-геофізичні дослідження

Об'єм промислово-геофізичних досліджень в проектних свердловинах визначається характером розрізу і виконується згідно з “Технічною інструкцією по проведенню геофізичних досліджень в свердловинах” і обов'язковим комплексом промислово-геофізичних досліджень глибоких параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин, що буряться на нафту та газ.

Комплекс промислово-геофізичних досліджень у проектних пошукових та розвідувальних свердловинах повинен дати інформацію, що направлена на вирішення таких геологічних та технічних задач:

- стратиграфічне розчленування розрізу свердловин, визначення літологічного складу порід та їх товщин;
- виділення у розрізі свердловин колекторів та визначення характеру насичення їх флюїдами (газом, водою), а також виділення об'єктів для випробування;
- визначення колекторських властивостей продуктивних горизонтів і коефіцієнтів пористості, нафтогазонасиченості, проникності, глинистості;
- контролю за напрямком і технічним станом стовбуру свердловин.

У проектних свердловинах планується виконання геофізичних досліджень в інтервалах з різними ступінями детальності.

Оскільки верхня частина розрізу вже була вивчена геофізичними методами в пробурених свердловинах, в проектних свердловинах тут передбачається скорочений комплекс геофізичних досліджень масштабу 1 : 500.

Перспективна частина ділянки буде досліджена більш детально за допомогою ГДС. На глибину 4270 м (свердловина № 4) і 4320 м (свердловини № 3 і 2) ГДС проводяться кожні 500 м, а на більшій глибині, до проекту, повний комплекс – кожні 200м буріння з обов'язковим перекриттям на 50 м. Комплекс запланованих промислових і геофізичних досліджень наведено в таблиці 2.1.

Більш детальні дослідження в масштабі 1:200 слід проводити на перспективних інтервалах, які визначаються в інтервалі 4270-5000 м у свердловині №4 і в інтервалі 4320-5150 м у свердловинах №№2, 3; інтервали будуть визначені на основі результатів обов'язкового комплексу геофізичних досліджень та методів геологічних і технічних досліджень: фільтрації (реєстрація поглинання або вивільнення через переріз промивної рідини) і механічного (реєстрація швидкості буріння) та роботи геологічної і технічної контрольної станції. Пропонується всі перспективні об'єкти перфорувати ПКО-89 з прив'язкою інтервалів відповідно до ГК. Інтервали перфорації наведені в таблиці 2.3. [14]

2.1.4 Відбір кернів, шламу та флюїдів

Одним з найважливіших завдань пошуково-розвідувальних свердловин є вивчення властивостей продуктивних горизонтів за керном та шламом. Керни надають найбільш достовірну геологічну інформацію, а результати їх комплексного аналізу разом з результатами геофізичних досліджень мають на меті забезпечити надійну геологічну та геофізичну інтерпретацію під час пошуку, розвідки та оцінки запасів нафти та природного газу. Лабораторні дослідження кернів надають дані про літологію родовищ, властивості та продуктивність родовищ, а також уточнюють стратиграфію розрізу.

3) заміна клапана запобігання викиду на превенторну установку, опускання бурильної труби до верхньої межі перфораційної ділянки, промивання свердловини в 3 цикли, визначення діаметра бурильної труби, марки та складу сталі на основі розрахунків;

4) заміна пристрою запобігання зворотного потоку рідини на утилітарне обладнання, установка, армування та випробування на тиск факельних відводів;

5) індукування потоку шляхом плавного освоєння родовища, на 1-му етапі освоєння свердловини при низьких падіннях тиску до 0,1-0,2, на 2-му етапі - при підвищених падіннях тиску;

6) якщо після заміни розчину на воду припливу рідини не спостерігається, рівень рідини в свердловині знижують аерацією до 2/3 глибини пласта; після отримання вуглеводнів або припливу води проводять повний комплекс геологічних, промислових і гідрогеологічних випробувань;

7) після обстеження об'єкта свердловину заповнюють водою, а потім промивною рідиною з відповідними параметрами і промивають у два цикли.

Залежно від продуктивності останнього об'єкта свердловини вводяться в експлуатацію або ліквідуються в установленому порядку.

Геологічні та промислові дослідження включають газодинамічні, гідродинамічні та термодинамічні методи.

Геологічні та промислові дослідження базуються на газодинамічних методах, які дозволяють визначити продуктивність свердловин і родовищ, а також пропускну здатність і фільтраційні параметри продуктивних горизонтів.

У свердловинах, що видобували газ, для проектування ДПЕ відповідно до «Принципів експлуатації родовищ газу і конденсату» проводяться наступні випробування:

1) вимірювання статичного тиску на гирлі свердловини (за допомогою еталонного манометра) і визначення тиску пласта (за допомогою глибинного манометра, а в окремих випадках – розрахунково);

2) визначення інтенсивності видобутку газу та конденсату в 5-7 режимах роботи свердловини;

3) вимірювання динамічного тиску на гирлі свердловини (за допомогою еталонних манометрів) у різних режимах;

4) реєстрація кривих відновлення тиску (КВТ);

5) вимір температури та дебіту в газовому середовищі для виявлення робочих інтервалів;

6) визначення кількості та складу видобутої води, а також твердих домішок при різних виходах газу;

7) випробування свердловин за допомогою газоконденсаційної установки на газоконденсатність;

8) відбір проб газу та газового конденсату для визначення їх хімічного складу, вивчення умов випадіння конденсату та визначення наявності корозійних компонентів;

9) роботи з інтенсифікації газового потоку (за необхідності).

Робочі горизонти визначаються за термокаротажем у газовому середовищі та швидким лічильником у разі спільного випробування декількох продуктивних горизонтів.

В результаті випробувань продуктивності визначаються такі характеристики:

1) характеристики продуктивності свердловин і оптимальні витрати;

2) провідність та ємність пласта.

Якщо в свердловинах спостерігається приплив пластової води, проводиться наступний комплекс гідродинамічних випробувань:

1) моніторинг відновлення рівня води та визначення швидкості припливу в свердловинах;

2) визначення статичного рівня води;

3) вимірювання пластового тиску та температури;

4) відбір глибинних проб (для хімічного аналізу та визначення кількості розчиненого газу).

У свердловинах, що дають газ з водою, проводяться роботи з використанням глибинного фазового датчика для визначення меж і продуктивності водоносних горизонтів.

Розташування ГВК визначається різними методами, що включають промислову геофізику і пошарове випробування.

Через нестабільність газоносних покладів з точки зору їхніх властивостей зберігання та фільтрації, а також можливість впливу різних негативних факторів під час буріння або цементування проектних свердловин, передбачаються заходи для поліпшення розкриття продуктивного розрізу. Вибір методів інтенсифікації буде залежати насамперед від літологічного складу продуктивних горизонтів, що будуть виявлені.

Такі методи інтенсифікації можуть включати гідророзрив пласта, гідропіскоструминну перфорацію, промивання поверхнево-активними речовинами та торпедування.

Гідропіскоструминна перфорація з інтервалом гідророзриву може застосовуватися для продуктивних горизонтів, що складаються з теригенних відкладів.

Інтенсифікація газового потоку сприятиме підвищенню ефективності розвідувальних та оціночних робіт.

2.1.6 Лабораторні дослідження кернавого матеріалу та флюїдів

Комплексний набір випробувань кернів та проб бурового розчину включає визначення фізичних властивостей, літологічного та петрографічного складу, палеонтологічних та геохімічних характеристик.

Для визначення фізичних властивостей пісковиків, вапнякових пісковиків, алевролітів та алевролітів проводяться наступні випробування:

- визначення відкритої пористості методом Преображенського;
- визначення газопроникності за допомогою приладів ГК-2 та ГК-6 з циліндричними зразками;
- визначення об'ємної та питомої ваги;
- визначення вмісту карбонатів за допомогою кальциметра;

- визначення гранулометричного складу.

У глинистих породах визначають об'ємну щільність, зерновий склад та вміст карбонатів. Вапняки випробовують на пористість, проникність та тріщинуватість.

Літологічний та петрографічний опис порід включає колір, структуру, текстуру, склад цементу та фрагментарного матеріалу, а також склад різних включень.

Враховуючи загальну довжину відібраних кернів, очікуваних літологічних відмінностей порід та завдань дослідження, для кожної запланованої свердловини планується наступний обсяг випробувань:

визначення фізичних властивостей порід та літологічне і петрографічне випробування - до 300 зразків для свердловин 2, 3, 4 (розраховується як 4 зразки на 1 м вилученого керну);

- аналіз газу - 8 зразків;
- аналіз конденсату - 8 зразків;
- аналіз води - 4 зразки (у разі надходження води).

Зразки газу, конденсату та води, відібрані під час випробувань, підлягають лабораторному дослідженню. Зразки газу аналізують на щільність, теплотворну здатність та склад, включаючи метан, бутан, пентан, гексан (разом з вищими вуглеводнями), нелімітовані вуглеводні, азот, гелій, аргон, водень, вуглекислий газ, сірководень та кисень.

Зразки конденсату досліджують на фракційний та груповий склад і вміст сірки. У супровідних та водоносних зразках води визначають густину, рН, сухий залишок, проводять шестикомпонентний аналіз, визначають вміст йоду, бромю, амонію, бору, а у водоносних водах також інші мікроелементи. Такі самі випробування проводять на зразках газу, розчиненого у воді, як і на зразках вільного газу.

2.2 Підрахунок запасів та ресурсів

Поклади Безпалівського родовища ВВ розташовані в московських відкладах (горизонти М-1в, М-1н, М-5, М-6). Промисловий вміст газу в горизонті М-1н підтверджено експлуатацією горизонту свердловиною № 671, а вміст газу в горизонті М-1в визначено на основі даних ГДС. Газовий потенціал горизонтів М-5 і М-6 визначено під час випробування свердловини № 671.

Продуктивний горизонт М-1в московського ярусу, віднесено до піщовикового пласта, ефективна товщина його в свердловині № 671 становить лише 1 м. За даними ГДС пористість становить 9,5 %, а насиченість газом – 57%. У свердловині № 1 аналог родовища представлений шаром щільного алевроліту (графічний додаток А). Промислова цінність родовища не визначена, воно розвідане лише в свердловині № 671 у відкритому стволі на глибині 4435-4536 м, включаючи горизонт М-1н, з припливом газу невизначеної продуктивності. Отже, газові ресурси родовища М-1в обмежені площею радіусом 1 км навколо свердловини № 671 і належать до класу 332. На південь, відповідно до падіння пластів, вони обмежені НГВП на абсолютній глибині -4236,7 м в підшві газоносного колектора за даними промислової геофізики в цій свердловині. Решта площі родовища М-1в у межах Безпалівського тектонічного блоку, з боків розширення і підняття пластів, належить до ділянки перспективних ресурсів (клас 333), обмеженого з північного сходу літологічною межею заміщення піщаного колектора непроникиними алевролітами, що проходить посередині між свердловинами № 671 і 1. Таким чином, горизонт М-1в є шаруватим, літологічним і, можливо (якщо колектор поширюється до західного поперечного скиду), тектонічно екранованим. Розміри родовища в плані становлять 4,5 x 1,9 км, висота 210 м. Через невелику товщину родовища, видобуток не поширюється, а запаси газу не розраховуються.

Продуктивний горизонт – М-1н (графічний додаток Б) відкрито обома свердловинами Безпалівські, в обох за даними ГДС виявлено колектор з

пористістю 11-17,5% і насиченістю газом 60-80%. Ефективна товщина піщаного горизонту поступово зменшується в напрямку на північний схід, від 6,0 м у свердловині № 671 до 0,8 м у свердловині № 1. На основі динаміки виснаження покладу було проведено умовну літологічну межу на 0,2 км на північний схід від свердловини № 1. Породи горизонту були випробувані в обох свердловинах: у свердловині № 671 він був виявлений у експлуатаційній колоні на глибині 4484-4491 м, з дебітом газоконденсатної суміші 136 000 м³/добу при діафрагмі 8 мм, у свердловині № 1 випробувано лише його підшовну ділянку у відкритому стовбурі (за допомогою ВПТ) на глибині 4385-4417 м, але через технічні умови пласт якісно не розрито, і інформації про його насиченість у цій свердловині за результатами випробувань не отримано.

У районі свердловин № 671 і 1 виявлено родовище надійно розвіданих ресурсів (клас 111), нижня межа якого обмежена НГВП на глибині -4289 м на підшві газоносного пласта, виявленого в свердловині. Межа промислових запасів на північному сході визначається заміщенням колектора, а на заході обмежується умовною лінією, що проходить між серединою відстані між свердловиною № 671 і найвіддаленішою точкою контуру НГВП на зануренні та серединою відстані між літологічною межею на сході і точкою розгалуження західного скиду та північного в піднятій частині родовища. У решті частини Безпалівського блоку, до тектонічних меж на півночі та заході, над НГВП, виділено поле класу 122.

Перспективні ресурси газу класу 333, категорії С₃, на схилі пластів простягаються до ізогіпси -4304,2 м, до подвійної товщини родовища, де було визначено УГВК. Таким чином, висота родовища газоконденсатного покладу горизонту М-1н досягає 235 м, розміри – 6,5 x 3,2 км, тип – шаруватий, літологічно-тектонічно відсічений.

Промисловий горизонт М-5 виявлено в свердловині № 671 (графічний додаток Б). Характеристики колектора за даними ГДС: газонасичений пісковик з Кп – 8,5%, Кг - 68%, ефективна товщина 4,4 м, що залягає на

глибині 5004,8-5012,8 м. Плодючість підтверджено газовим потоком 5,1 тис. м³/добу під час випробування свердловини у відкритому стволі разом з горизонтом М-6 на глибині 4966-5081 м. Навколо свердловини № 671 було виявлено поле попередньо розвіданих ресурсів класу 332, обмежене колом радіусом 1000 м, вздовж падіння покладу – НГВП в підшві колектора на глибині -4811,3 м. Решта тектонічного блоку класифікована як поле ресурсів (клас 333) по схилу пласта, що простягається на товщину покладу (8 м) нижче НГВП, де на глибині -4819,3 м проведено УГВК. У межах цих меж родовище є шаруватим, тектонічно відсіченим, висотою 190 м і лінійними розмірами 8,5 x 2,1 км.

Продуктивний горизонт М-6 у свердловині № 671 складається з двох піщаних пластів, що залягають у діапазоні 5071,6-5091,2 м (графічний додаток Г). Геофізичні дослідження визначили їх пористість на рівні 8,5%, насиченість газом – 75%, а загальну ефективну товщину – 4,8 м. Горизонт М-6 досліджувався разом з вищим горизонтом М-5. Ресурси та запаси цього об'єкта були визначені аналогічним чином, при цьому НПГВ та УГВК були проведені на абсолютних глибинах -4889,6 м та -4909,2 м відповідно. Розміри родовища 8,5 x 2,5 км, висота 235 м.

Всі параметри для розрахунків взяті з ГЕО Безпалівського родовища, захищеного ДКЗ України в 2010 році (таблиці 2.5, 2.6).

Таким чином, у московських відкладах на Безпалівському ГКР перспективні ресурси газу категорії С₃ (код 333) становлять приблизно 3,3 млрд м³, а попередньо розвідані ресурси газу категорії С₂ (код 332) становлять приблизно 258 млн м³.

проектними глибинами 5000-5150 м. Свердловини мають похилий стовбур, оскільки більша частина родовища знаходиться під селом Таранівка, його санітарною зоною та під територією національного природного парку.

– Обсяг промислових геофізичних досліджень у запланованих свердловинах визначається характером розкритого розрізу і проводиться відповідно до «Технічної інструкції з геофізичних досліджень у свердловинах».

– Обґрунтовані інтервали відбору кернів, досліджень під час буріння та у експлуатаційних колонах свердловин, а також необхідність проведення лабораторних, геологічних та промислових досліджень. Вибір методів інтенсифікації буде визначено насамперед на основі літологічного складу виявлених продуктивних горизонтів.

– горизонті М-1н виявлено поле підтверджених запасів (клас 111), нижня межа якого обмежена НГВП на рівні а.в.-4289 м біля основи газоносного пласта, виявленого у свердловині, а газові запаси класу 333, категорії С₃, простягаються до ізогіпси -4304,2 м. Загалом відклади москви в ГКР Безпалівське містять запаси газу категорії С₃ (код 333) обсягом близько 3,3 млрд м³, а попередньо підтверджені запаси газу категорії С₂ (код 332) становлять близько 258 млн м³.

3. ОБҐРУНТУВАННЯ ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ ТА КОНСТРУКЦІЙ СВЕРДЛОВИН

3.1 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

На Безпалівському ГКР проектується пошуково-розвідувальне буріння.

Кількість свердловин: 3. Номери свердловин: 2-4.

Призначення свердловин: пошук та розвідка покладів газу у відкладах московського ярусу середнього карбону.

Профіль свердловин: похило-спрямований.

Проектні горизонти: М-1в, М-1н, М-5, М-6.

Проектні глибини по вертикалі: свердловина № 2 – 5150 м (по стволу – 5220 м), свердловина № 3 – 5100 м (по стволу – 5170 м), свердловина № 4 – 5000 м (по стволу – 5070) м.

Спосіб закінчення: спуск експлуатаційної колони, її цементування з подальшою перфорацією для випробування і можливої експлуатації проектних об'єктів.

На Безпалівському ГКР пробурені параметрична свердловина № 671 та пошукова № 1, які мають такі конструкції:

- свердловина № 671 (параметрична): 426-249 x 324-2234 x 245-3994 x 168/140-5314;

- свердловина № 1 (пошукова): 324-245 x 245-2198 x 168/140-4818.

Буріння пройшло без ускладнень.

У перерізах запланованих свердловин газonosний поклад, як очікується, буде виявлено в горизонті М-1 московського середньокам'яновугільного шару на глибині 4490 м.

Що стосується геобарометрії, то в розрізі родовища (у кайнозойських і крейдяних відкладах) та елізійських водоносних горизонтах (під юрськими глинами) сформувалися природні водоносні горизонти (під юрськими глинами).

Пластовий тиск прогнозується з гідростатичним градієнтом від 0,006 МПа/м у кайнозойських відкладах до 0,0112 МПа/м у карбонових відкладах.

Аналіз бурового досвіду, фізичних і механічних параметрів порід, очікуваного вмісту газу та термобаричних умов дозволяє виділити три інтервали в розрізах запланованих свердловин, які несумісні за умовами буріння і визначають їх конструкцію:

- перший інтервал це мезозойські водоносні відклади (0-2230 м);
- другий інтервал включає нижньопермські соляні відклади та верхньокарбонів водоносні породи (2230-4320 м);
- третій інтервал включає прогнозовані газоносні відклади середньокарбонів московського ярусу (4320-5150 м).

Основні гірничо-геологічні параметри наведені в ГТН.

ГТН показує, що найвища частина проектного розрізу (0-250 м) складається з м'яких порід кайнозойського періоду – ґрунтово-рослинного шару, глин, мергелів, пісків, пісковиків.

Шари піску та пухкого пісковіку містять питну воду, яка експлуатується в регіональному масштабі водозаборами. Через дуже низький гідравлічний градієнт тиску (0,0125 МПа/м і менше) окремі шари водоносного горизонту можуть інтенсивно поглинати буровий розчин низької щільності. Води використовуються для централізованого водопостачання, тому для запобігання поглинанню, забрудненню питної води буровим розчином і обваленню верхніх шарів, кайнозойські відклади ізольовані кондуктором.

Нижні водоносні горизонти першого відсіку (250-2230 м) представлені крейдяними, юрськими та тріасовими породами – крейдяним мергелевим шаром, пісками, пісковиками, глинами, шарами алевроліту, вапняками, які (за винятком глин і ущільнених різновидів) мають високу проникність – до $(1 - 10) \times 10^{-12} \text{ м}^2$.

За буровою здатністю породи м'якої та середньотвердої групи – крихкі піски, слабоцементовані, пухкі, високопроникні пісковики з шарами твердих, тріщинуватих вапняків, які характеризуються дуже низьким гідравлічним градієнтом напору. Тому під час буріння ці породи можуть поглинати.

У цих відкладах під час буріння також спостерігаються зсуви та звуження стовбура.

Другий відсік (2230-4320 м) включає соляні поклади нижньопермського періоду та водоносні горизонти верхнього карбону. Нижня частина другого інтервалу представлена шарами кам'яної солі, ангідритів, доломітів, вапняків та глин.

Верхньокарбоніві відклади складаються з алевролітів, пісковиків, вапняків та аргілітів.

За технологічністю породи цього інтервалу в основному відносяться до твердої групи з середніми та міцними шарами.

Серед труднощів, що очікуються під час буріння цього інтервалу, – абсорбція, обвали породи, утворення каверн та звуження свердловини.

Третій проміжок (4320-5150 м) включає прогнозовані газоносні поклади середньокарбонівового московського ярусу, які складені пісковиками, вапняками, алевролітами та аргілітами.

За буровою здатністю вони відносяться до твердої групи з середніми та твердими шарами.

Складнощі включають наявність газів, абсорбцію, крихкість, звуження та вигин свердловини, утворення каверн.

Для розрахунку конструкцій свердловини використовувалися такі геохімічні параметри: щільність підземних вод у термобаричних умовах родовища від 1000 до 1200 кг/м³, відносна щільність газу 0,63-0,67. Гази є агресивними через вміст CO₂, який становить 1,2-1,5%.

Температури родовища та градієнти тиску в проектних ділянках наведені в ГТН.

3.2 Обґрунтування конструкцій свердловин

Враховуючи гірничогеологічних умови, досвід буріння, вимоги чинних нормативних документів щодо охорони питної води, родовищ і навколишнього середовища, а також виявлення газових горизонтів, пропонується наступна конструкція свердловини:

426-250 x 324-2230 x 245-4320 x 168/140-5150

У всіх запланованих свердловинах труба діаметром 426 мм опускається до підшви глинистого кайнозойського – верхньокрейдяного покриву – на глибину 250 м з метою захисту горизонтів питної води від забруднення та запобігання поглинанню в крихкі водоносні горизонти.

Перша проміжна колона діаметром 324 мм опускається до глинистої основи нижньотріасової дронівської формації – нижньопермського сольового покриву на глибину 2230 м з метою перекриття мезозойського водоносного шару та безпечного відкриття нижніх пермських сольових шарів і верхньокарбонівих водоносних шарів.

Друга проміжна колона діаметром 245 мм опускається до глинистого ґрунту верхнього карбону з метою покриття нижньопермських соляних покладів і водоносних шарів верхнього карбону та безпечного відкриття нижчерозташованих прогнозованих газонесних покладів середньокарбонівого московського ярусу.

Експлуатаційна колона діаметром 168/140 мм опускається на проектну глибину для захисту продуктивного розрізу та забезпечення можливості його експлуатації; вона складається з міцних труб з герметичними різьбовими з'єднаннями. Цементна суспензія повинна бути піднята всіма колонами до устя свердловини. Башмаки всіх колон свердловини встановлюється в міцних породах з градієнтом гідравлічного розриву пласта не менше 0,020-0,024 МПа/м.

Геологічні дані, конструкція свердловини, конфігурація обсадних труб, щільність цементу і бурового розчину та інші параметри визначені в технічній специфікації. Перед спуском колони обсадних труб свердловина шаблонується шаблоном з застосуванням КНБК, визначеного в проекті. У разі осідання бурової колони здійснюється проробка ствола в цьому проміжку за допомогою наступного шаблону. Під час проробки бурове долото подається безперервно, і не допускається тривала робота на одній глибині, щоб запобігти бурінню другого стовбуру свердловини. Режим промивання під час буріння повинен відповідати режиму під час буріння. Після досягнення вибою свердловина для повного очищення від залишків висвердленої породи та вирівнювання параметрів бурового розчину в усій свердловині промивається. Час промивання становить не менше двох циклів.

Труба діаметром 426 мм (кондуктор) опускається на глибину 250 м. Низ труби оснащено башмаком типу БК-426, дисковим зворотним клапаном діаметром 426 мм і стопорним кільцем.

Перша проміжна колона \varnothing 324 мм опускається двома частинами на глибину 2230 м. Секції з'єднуються на глибині 1300 м. Низ першої секції оснащено башмаком БП-324 і двома дисковими зворотними клапанами діаметром 324 мм. Верхня частина першої секції оснащена спеціальним з'єднувачем з лівостороннім різьбленням і воронкою, що веде до герметичного з'єднання з другою секцією. Низ другої секції оснащено з'єднувальною пристроєм, двома дисковими зворотними клапанами \varnothing 324 мм та стопорним кільцем.

Друга проміжна колона \varnothing 245 мм опускається в трьох секціях на глибину 4320 м (4390 м вниз по шахті). Секції з'єднані на глибині 3100 м і 2130 м. Дно першої секції оснащено опорою типу БП-245. Низ першої та другої секції оснащено двома зворотними клапанами ЦКОД-245-2. Для герметичного з'єднання секцій колона оснащена з'єднувальними пристроями КС-245 виробництва НПК «Техноімпульс».

Експлуатаційна колона \varnothing 168/140 мм опускається двома секціями на глибину 5150 м (5220 м вниз по свердловині). Секції з'єднані на глибині 3500 м. Діаметр змінюється від 140 мм до 168 мм на глибині 4270 м (4340 м по стовбуру свердловини). Низ першої секції оснащено башмаком БП-140. Низ першої та другої секції оснащено двома зворотними клапанами типу ЦКОД-140-2. Для герметичного з'єднання секцій колона оснащена з'єднувальними пристроями ОЦКСМ-168 виробництва НВК «Техноімпульс».

Під час опускання труби, першої та другої проміжної колони (324 мм, 245 мм) з'єднання муфт п'яти нижніх труб зварюються переривчастим швом, щоб запобігти відкручуванню нижніх труб колони під час подальшого поглиблення свердловини. Труби закручуються під час опускання колон обсадних за допомогою імпортованих гідравлічних ключів з контролем крутного моменту. Для поліпшення якості кріплення проміжних і виробничих колон шляхом отримання однорідного цементного кільця та забезпечення повної заміни бурового розчину цементом, колони центруються відповідно до методів ВНІБТ або ВНДІКнафта. У першу чергу в відкритій свердловині, навпроти стабільних, некавернозних секцій, а також в протилежних від продуктивних горизонтів і на з'єднаннях секцій, встановлюють центратори.

Після опускання кожної колони свердловину промивають не менше двох циклів до повного вирівнювання параметрів бурового розчину, щоб забезпечити більш повну заміну бурового розчину цементувальним розчином.

Труба діаметром 426 мм цементується портландцементом ПЦТ І-50 ДСТУ Б В.2.7-88-99, а цементувальний розчин піднімається до головки свердловини. Щільність цементувальної суспензії становить 1850 кг/м³. Як буферна рідина під час цементування труби використовується 4 м³ рідини для змішування цементуючої суспензії. Перша проміжна колона \varnothing 324 мм цементується у свердловину в двох секціях.

Перша секція в діапазоні 2230-1300 м цементується портландцементом для помірних температур ПЦТ І-100 ДСТУ Б В.2.7-88-99, з щільністю цементного розчину 1850 кг/м³. Друга частина в діапазоні 1300-0 м

цементується цементним розчином Портленд для низьких і нормальних температур ПЦТ І-50 ДСТУ Б В.2.7-88-99, з щільністю розчину 1850 кг/м^3 . Під час цементування першої та другої секцій, перед введенням цементного розчину та після його введення, вводиться 6 м^3 та 2 м^3 1% водного розчину КМЦ, збагаченого золовим попелом з теплової електростанції в Курахові, до досягнення щільності 1500 кг/м^3 .

Друга проміжна колона $\varnothing 245$ мм цементується в трьох секціях аж до виходу. Перша секція в діапазоні 4320-3100 м і друга секція в діапазоні 3100-2130 м цементуються портландцементом ПЦТ І-100 ДСТУ Б.2.7-88-99, змішаним з насиченим розчином хлориду натрію ($\rho_{\text{NaCl}} = 1180 \text{ кг/м}^3$). Щільність цементного розчину становить 1950 кг/м^3 . Третя ділянка в діапазоні 2130-0 м цементується цементом для ін'єкцій із середньою температурою ПЦТІ-100 ДСТУ Б В.2.7-88-99, з щільністю цементного розчину 1850 кг/м^3 . Під час цементування першої, другої та третьої ділянок як буферна рідина використовується рідина для змішування цементного розчину (відповідна для даної ділянки) в кількості 6 м^3 перед введенням цементного розчину та 2 м^3 після введення цементного розчину.

Цементування експлуатаційної колони $\varnothing 168/140$ мм проводиться до устя в двох секціях. Перша ділянка в діапазоні 5150-3500 м цементується шлако-піщаним цементом типу ШПЦТ120 ТУУ 320.001.36751.008-96 з щільністю цементного розчину 1800 кг/м^3 . Друга ділянка в діапазоні 3500-0 м цементується цементною сумішшю Портленд для помірних температур ПЦТ І-100 ДСТУ Б В.2.7-88-99, з щільністю розчину 1850 кг/м^3 . Під час цементування першої секції як буферна рідина використовується 1% водний розчин КМЦ, обтяжений золовим попелом з теплової електростанції Курахівська до щільності 1500 кг/м^3 , в кількості 6 м^3 перед введенням цементного розчину і 2 м^3 після введення цементного розчину. У разі другої секції перед введенням цементного розчину як буферну рідину вводять 6 м^3 рідини, що змішує суспензію. Для регулювання часу затвердіння цементного розчину під час цементування трубних колон застосовують хімічні реагенти:

для провідної труби – прискорювач затвердіння хлорид кальцію (за необхідності), а для виробничої колони та проміжної труби – НТФК або інший тип сповільнювача. Під час цементування проміжних рядів обсадних труб і рядів виробничих труб до цементної суспензії слід додати хімічні засоби, що зменшують продуктивність води цементної суспензії – низьков'язкі КМЦ типу TYLOSE E 29651 – для поліпшення якості цементування і збереження властивостей пласта виробничих формацій.

Кількість засобу, що уповільнює твердіння, та кількість хімічного реагенту, що знижує продуктивність води, що міститься в цементній суспензії, визначається при виборі робочої рецептури перед цементуванням кожної низки обсадних труб.

З метою поліпшення якості цементування шляхом закачування цементної суспензії однорідної густини використовується вирівнювальний резервуар. Процес цементування обсадних труб контролюється за допомогою станції контролю (СКЦ).

3.3 Характеристика бурових рідин

Для буріння під кондуктор \varnothing 426 мм з інтервалом 0-250 м застосовується бурова рідина на основі глини, яка складається з структуруючого засобу – бентонітової глини, мастильної добавки – графіту, засобу, що зменшує фільтрацію – СМС-LV, флокулюючого засобу – New drill plus, а під час розбурювання цементного стакана додається гідрокарбонат натрію як засіб, що зв'язує іони кальцію. Склад і параметри наведено в таблицях 3.1 і 3.2.

Для буріння під проміжну колону діаметром 324 мм з інтервалом 250-2230 м використовується гумусово-акрилова бурова рідина, яка складається з бентонітової глини як структуруючого агента, мастильних добавок – графіту та лабріколу, засобів, що зменшують фільтрацію – K1-MD, СМС-HV, гіпанол, каустична сода (регулятор рН), целюлозний наповнювач (антиабсорбент) та –

гідрокарбонат натрію (агент, що зв'язує іони кальцію) під час розбурювання цементного стакана. Рецептатура та параметри наведені в таблицях 7.2 та 7.3.

Для буріння під проміжну колону діаметром 245 мм в діапазоні 2230-4320 м використовується мінералізована бурова рідина, яка складається з глини палігорскиту – структуруючого засобу, мастильних добавок – нафти, графіту і лабриколу, засобів, що зменшують фільтрацію – екструдату, КССБ і бурової крохмалі Drilling starch, мінералізатора NaCl, антипінного засобу – Pentax, целюлозного наповнювача, що додається для запобігання абсорбції, вапна і каустичної соди, що додаються як регулятори рН, а під час розбурювання цементного стакана додається гідрокарбонат натрію, засіб, що зв'язує іони кальцію. Рецептатура та параметри наведені в таблицях 7.2 та 7.3.

Для буріння під експлуатаційні колони 168/114 мм в діапазоні 4320-5150 м використовується гумово-акрилово-калійна бурова рідина, яка складається з бентонітової глини, мастильних добавок – нафти та лабриколу, фільтраційних редукторів – ПАГ-КМ, New drill plus, CELPOL RX, CELPOL SLX, інгібіторів – KCI, целюлозного наповнювача, що запобігає абсорбції, антипінного засобу – Pentax, вапно – сполучна речовина CO₂, для обважнення – крейда, регулятор рН – каустична сода, ХР -20 – розріджувач для високих температур, лігніт із смолою Resinated Lignite – засіб, що зменшує фільтрацію при високих температурах, під час розбурювання цементного стакана додається гідрокарбонат натрію – засіб, що зв'язує іони кальцію. Рецептатура та параметри наведені в таблицях 2.1 та 2.2.

Для глушіння та повторного розкриття слід використовувати розчин, в якому проводилося первинне розкриття, оскільки він містить тверду фазу, розчинну в кислоті.

3.4 Заходи з попередження газонафтоводопровів

Інтенсивні викиди газу, що перетворюються на фонтани газу, є найнебезпечнішими ускладненнями та аваріями, що виникають під час

буріння свердловин в Україні. Багаторічний досвід буріння свердловин показує, що основними причинами таких ускладнень можуть бути:

- неправильне прогнозування тиску в пластах і, відповідно, неправильний підбір густини бурового розчину для відкриття горизонтів тиску;

- невідповідна геологічним умовам конструкція свердловини;

- відсутність пристроїв, що запобігають витоку на гирлі свердловини під час відкриття газових і нафтових горизонтів;

- недостатнє дегазування бурового розчину через збільшення вмісту газу в під час буріння;

- несвоєчасне вжиття заходів щодо запобігання викидам та відкритим виверженням у разі виникнення газових явищ та інші причини.

Безпека контролю свердловин під час будівництва розвідувальних свердловин № 2-4 в ГКР Безпалівський повинна бути забезпечена шляхом впровадження комплексу заходів, що враховують вищезазначені причини інтенсивного виходу газу та нафти, які перетворюються на викиди та фонтани. Ці заходи включають:

- 1) вибір відповідної конструкції свердловини, яка запобігає гідравлічному розриву порід під впливом тиску газу (в разі появи газу в закритому усті свердловини);

- 2) щільність бурового розчину, розрахована на основі передбачуваних тисків у родовищі, повинна становити: під час буріння в діапазоні 0-250 м – $=1120 \text{ кг/м}^3$; під час буріння в діапазоні 250-2230 м – $=1140 \text{ кг/м}^3$; під час буріння в діапазоні 2230-4320 м – $=1280 \text{ кг/м}^3$; під час буріння в діапазоні 4320-5150 м – 1190 кг/м^3 ;

- 3) вибір обсадних труб з урахуванням міцності та максимального тиску на головці свердловини під час буріння та випробування;

- 4) герметизація свердловини з врахуванням максимального розрахункового тиску в свердловині, відповідно до проектних даних та чинного стандарту ГОСТ 13862-90, на трубопроводі та проміжних обсадних

трубах свердловини необхідно встановити такі вибухозапобіжні пристрої (ВЗП): на трубопроводі діаметром 426 мм - ВЗПЗ - 425 x 21; на проміжній трубі \varnothing 324 мм - ВЗП5 - 350 x 70; на проміжній трубі \varnothing 245 мм - ОП5 - 230 x 70; на видобувній трубі \varnothing 168 x 140 мм - ОПЗ - 230 x 70;

5) під час монтажу ОП слід дотримуватися: СОУ 11.2-30019775-142:2008 «Вимоги до монтажу та експлуатації протиударних пристроїв під час буріння свердловин» та СОУ 11.2-30019775-141:2008 «Вимоги до монтажу та експлуатації колонних головок під час буріння свердловин»; відхилення від затверджених схем та вимог, визначених у стандарті СОУ, допускаються виключно відповідно до встановленої процедури.

Примітка:

- 1) буровий розчин, на якому проводили первинне розкриття, використати для вторинного розкриття I-го об'єкту та глушіння свердловини після нейтралізації в ньому цементу і вапна;
- 2) якщо немає вказаних типів хімічних реагентів з метою забезпечення стійкості стінок свердловини та відповідних параметрів бурового розчину, можна використовувати аналогічні імпортні чи вітчизняні хім.реагенти;
- 3) в інтервалі буріння 3150-3850 м передбачається обробка бурового розчину вапном (20 кг/м^3) з метою нейтралізації CO_2 .
- 4) всі колони повинні обладнати колонною головкою типу ОККЗ– 70 – 168 x 245 x 324 x 426;
- 5) як первинний дегазатор на превенторі слід установлювати ємність або спеціальний трап заводського виготовлення;
- 6) для основної і заключної дегазації необхідно встановити дегазатор ДВС- II або ДУ-1;
- 7) бурову обладнати приладом для постійного доливу свердловини при підйомі бурильної колони і засобами механізації для швидкого обважнення та приготування розчину, двома комплектами ЛГР-3 і двома приладами ПГ-1 (ВГ-1) для вимірювання вмісту газу, буріння

здійснювати лише при наявності газокаротажної станції для постійного контролю за вмістом газу в розчині і механічною швидкістю буріння;

8) бурову бригаду навчити прийомам і методам по попередженню і ліквідації газоводонафтопроявів, а також діям на випадок відкритого фонтанування.

Таблиця 3.1 - Технологічні параметри бурового розчину

Тип розчину	Інтервал, м		Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Фільтрація, см ³ /30хв	СНЗ, дПа		КТК	Кірка, мм	рН	Пластична в'язкість, мПа·с	Динамічне напру- ження зсуву, дПа	Колоїдна фаза, %	Вміст					
	від	до				1 хв	10 хв							KCl, ваг. %	MgCl ₂ , ваг. %	NaCl, ваг. %	нафти, об %	тверд. фа- зи, об.%	
																		разом	піску
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Глинистий	0	250	1120	60- 100	4- 6	20- 30	25- 40	0,15	1,5- 2	8-9	25- 40	50- 90	5- 6	-	-	-	-	9	1-2
Гуматно- акриловий	250	2230	1140	40- 60	4- 6	10- 30	25- 40	0,15	1	8,5- 9,5	10- 30	40- 80	4- 5	-	-	-	-	11	1
Мінералізований	2230	4320	1280	40- 90	5- 8	15- 45	20- 65	0,15	1	7- 8,5	20- 50	55- 100	4- 5	-	-	26,4	10	18	1
Гуматно- акрило-калієвий	4320	5150	1190	40- 70	4- 6	10- 40	15- 50	0,15	0,5	9- 11	10- 30	40- 90	4- 5	5	-	-	10	15	1

Таблиця 3.2 - Рецептура обробки бурового розчину

Інтервал буріння, м	Найменування хімреагентів	Мета застосування	Норма витрат, т/м ³	Джерело норм витрат
1	2	3	4	5
0-250	Глина бентонітова	структуро- і кіркоутворювач	0,087x2,4x0,16	ЕСН.1983.т.49-414
	Графіт порошкоподібний	мастильна домішка	0,007	місцеві норми
	СМС-LV	стабілізатор	0,005	-//-
	New DRILL PLUS	флокулянт	0,001	-//-
	Сода кальцинована	зв'язувач іонів кальцію і нейтралізація цементу	0,01	-//-
250-2230	Глина бентонітова	структуро- і кіркоутворювач	0,101x2,4x0,16	ЕСН.1983.т.49-414
	Графіт порошкоподібний	мастильна домішка	0,007	місцеві норми
	Лабрикол	антифрикційна домішка	0,01	-//-
	Гіпанол	понижувач фільтрації	0,03	-//-
	К1-МД	понижувач водовіддачі	0,04	-//-
	Наповнювач	проти поглинання	0,02	-//-
	СМС-NV	понижувач водовіддачі	0,002	-//-
	Сода каустична	регулятор рН	0,005	-//-
	Сода кальцинована	зв'язувач іонів кальцію і нейтралізація цементу	0,01	-//-
2230-4320	Глина палигорскітова	структуро- і кіркоутворювач	0,1	місцеві норми
	NaCl	мінералізатор	0,3	-//-
	Екструдат	понижувач водовіддачі	0,04	-//-

Продовження таблиці - 3.2

1	2	3	4	5
2230-4320	КССБ	понижувач водовіддачі	0,02	-/-
	Наповнювач	проти поглинання	0,02	-/-
	Pentax	піногасник	0,0002	-/-
	Нафта	понижувач липкості кірки	0,1	-/-
	Графіт порошкоподібний	мастильна домішка	0,007	-/-
	Вапно	інгібітор	0,01	-/-
	Лабрикол	антифрикційна домішка	0,01	-/-
	АБД	бактерицид	0,001	-/-
	Drilling starch	понижувач фільтрації	0,02	-/-
	Сода каустична	регулятор рН	0,005	-/-
	Сода кальцинована	зв'язувач надлишків кальцію	0,01	-/-
4320-5150	Глина бентонітова	структуро- і кіркоутворювач	0,04	СТП 320.00158764. 070-2003
	ПАГ-КМ	понижувач водовіддачі	0,04	-/-
	KCl (технічний)	джерело іонів калію	0,07	-/-
	Наповнювач	проти поглинання	0,03	-/-
	New DRILL PLUS	флокулянт	0,002	-/-
	Celpol RX	понижувач водовіддачі	0,002	-/-
	Celpol SLX	понижувач водовіддачі	0,004	-/-
	Крейда	обважнювач і кіркоутворювач	0,283	-/-
	Вапно	нейтралізація CO ₂ та інгібітор	0,02	-/-

3.5 Охорона надр та навколишнього середовища

Факторами впливу на навколишнє середовище, є власне бурова установка та сам процес видобутку, що має на меті проведення розвідувального буріння з метою виявлення родовищ вуглеводнів у перспективних районах. Експлуатація таких виробничих об'єктів пов'язана з впливом на ґрунт, підземні та поверхневі води, а також на атмосферу, забруднюючи її шкідливими викидами: газоподібними вуглеводнями, оксидом вуглецю, азотом та іншими шкідливими речовинами.

Крім природного утворення та порушення цілісності родовищ, негативний вплив на навколишнє середовище чинять технологічні умови буріння свердловин, пов'язані з експлуатацією дизельних двигунів, електричного обладнання, використанням важких транспортних засобів, спалюванням газу та конденсату в факелах під час розвідки та інші умови.

Тому під час розвідки родовищ газу та конденсату заходи з охорони навколишнього середовища повинні бути спрямовані на запобігання забрудненню навколишнього середовища. Конкретні технічні умови розробляються безпосередньо в проектах будівництва кожної проектною свердловини відповідно до чинних нормативних документів. Загалом роботи включають заходи щодо захисту атмосферного повітря, водних об'єктів та природних родовищ.

Забруднення атмосферного повітря під час буріння свердловин може бути наслідком викидів вуглеводнів як під час буріння, так і під час випробування свердловин, що є технологічно обґрунтованим. Крім того, атмосфера може забруднюватися викидами оксиду вуглецю та оксидів азоту, а також оксидів сірки під час викидів газів, що містять сірку.

Шкідливі викиди в атмосферу спостерігаються під час таких процесів: - випробування та розвідка свердловин;

- аварійні викиди зі свердловин;
- падіння тиску в технологічних установках;

- використання дизельних двигунів.

Захист повітря забезпечується насамперед шляхом застосування надійних протишумових пристроїв, створення систем контролю забруднення атмосфери та спеціальних служб контролю та ліквідації газових забруднень. Перед початком випробування необхідно забезпечити герметичність і надійність арматури фонтанної лінії випускних (пожежних) труб, герметичність резервуарів і гідроізоляцію покрівлі. Під час продування і очистки свердловин перед випробуванням, газ і конденсат спалюються, а промивочна рідина збирається в покрівлі. Концентрація вуглеводнів у повітрі може коливатися в межах норми від 2,49 до 43,4 мг/м³.

У разі перевищення допустимих концентрацій у повітрі в результаті аварії або в результаті технології буріння свердловини підприємство зобов'язане повідомити про це органи, відповідальні за охорону атмосфери. Необхідно вжити термінових заходів для усунення джерел та несприятливого впливу на атмосферу. Заходи по охороні водного середовища включають охорону поверхневих водних об'єктів та прісноводних підземних шарів у верхній частині оголеного геологічного розрізу, які використовуються або можуть використовуватися для потреб народного господарства.

Найбільше значення для водопостачання району родовища Безпалівка мають водоносні горизонти полтавський і бучаксько-канівський, обмежені пісками і пісковиками відповідних утворень і розташовані на глибині від 30-50 до 220-250 м. Продуктивність свердловин, які відкрили ці рівні в Безпалівці та околицях, коливається від 70-120 до 200-240, іноді до 500 м³/добу при зниженні рівня від 7-10 до 30-60 м. Води цих рівнів є прісними, з мінералізацією близько 0,7 г/л, з гідрокарбонатно-кальцієво-натрієвим та натрієвим складом.

Охорона водних ресурсів включає:

- дотримання норм водного законодавства та нормативних документів у сфері водного господарства та охорони водних ресурсів;

- реалізацію заходів щодо запобігання та ліквідації витоків використаних вод та забруднюючих речовин у поверхневі та підземні води, а також у підземні водоносні горизонти;
- суворе дотримання вимог щодо будівництва та експлуатації водозаборів підземних вод;
- систематичний моніторинг стану водного середовища.

Водоносні експлуатаційні горизонти та водозабори для побутових потреб та питного водопостачання підлягають особливому захисту водного середовища.

Захист шарів прісних вод від забруднення під час їх відкриття забезпечується шляхом використання екологічних бурових рідин, що виключають використання хромпіку, нафтових добавок та інших шкідливих хімічних домішок. Після відкриття рівнів прісних вод вони обсаджуються колоною обсадних труб, яка потім цементується високоміцним цементом аж до виходу.

З економічної точки зору, територія робіт є сільськогосподарською. Ґрунти середньогумусні (структурні) чорноземні. Ґрунт зрошується атмосферними опадами. Зрошення та дренаж ґрунтів не проводиться. Зони особистої безпеки відсутні.

Проекти будівництва свердловин будуть включати заходи, спрямовані на забезпечення захисту родючого шару ґрунту від забруднення. Рослинний шар ґрунту захищається від забруднення шляхом видалення шару товщиною 0,5-0,7 м і складування його в купах на території, призначеній для буріння.

Для запобігання ерозії ґрунту під впливом атмосферних факторів висівають траву. За погодженням між землекористувачем та експлуатаційними організаціями обирають найсприятливіші погодні умови для видалення шару ґрунту, що відображається в акті вилучення ділянки землі.

Основними забрудненнями ґрунту можуть бути вимивання газового конденсату, бурового розчину, ПНВ, хімічних речовин, що

використовуються в процесі буріння, та бурового розчину. Проникаючи в родючий шар ґрунту, забруднення змінюють його фізичний і хімічний склад та властивості, руйнуючи структуру ґрунту.

Тому при складанні проекту на свердловини розробляються та приймаються заходи, спрямовані на запобігання впливу бурових робіт на забруднення родючого шару ґрунту.

Після завершення будівництва свердловин і демонтажу бурового обладнання проводиться рекультивація ґрунту, яка включає такі види робіт: нейтралізація хімічних реагентів, технічна та біологічна рекультивація. Після завершення технічної рекультивації ґрунт призначається для тимчасового використання і повертається власнику в придатному для ведення сільськогосподарських робіт стані.

Під час буріння свердловин слід звертати особливу увагу на надійність, довговічність і майбутню безпеку як самої конструкції свердловини, так і обладнання, що використовується для її будівництва, такого як колони, бурові пристрої, підземні пристрої тощо.

Проектування газових свердловин та вибір бурових і цементних сумішей забезпечує надійну ізоляцію всіх відкритих продуктивних пластів і запобігає міжпластовим потокам протягом усього періоду розвідки та експлуатації родовища.

Після відкриття рівнів прісної води свердловина обсаджується обсадним стовбуром, а потім цементується високоміцним цементом до виходу свердловини. З метою ізоляції шарів, насичених газом, та запобігання міжшаровим потокам газу до проектної глибини свердловин передбачається опускання та цементування експлуатаційної колони до виходу свердловини.

Для запобігання викидам газу та потокам газу між шарами проект буріння свердловини передбачає комплекс технічних і технологічних рішень, починаючи від процесу відкриття продуктивних шарів і закінчуючи опусканням експлуатаційної колони та її кріпленням. Буріння свердловини буде проводитися з використанням бурових рідин, які не мають або мають

дуже обмежений шкідливий вплив на підземні породи. Для запобігання потраплянню відходів на поверхню та під землю буде організовано систему збору, очищення, накопичення та зберігання бурових відходів, яка включає:

- будівництво складів для селективного збору бурових відходів та продуктів випробування свердловин;
- будівництво насипів, що захищають визначену територію від руйнування паводковими водами;
- встановлення трубопроводів для відведення відпрацьованих бурових рідин та стічних вод до місць їх утилізації;
- впровадження закритих (рециркулюючих) систем водопостачання.

Проект буріння свердловини повинен передбачати тимчасове зберігання відпрацьованих бурових рідин та стічних вод у сараях на визначеній території. Сараї створюються шляхом видалення ґрунту та будівництва насипів. Розмір сараїв визначається на основі кількості відходів, що утворюються. Дно і стіни сараїв гідроізолювані. В якості гідроізоляційного матеріалу можна використовувати поліетиленову плівку, покриту шаром глини.

Для додаткового очищення стічних вод від буріння використовуються відстійники, в яких відбувається аерація і додаткове біологічне очищення стічних вод. Крім того, для додаткового очищення використовуються різні типи фільтрів. Найефективнішим засобом запобігання забрудненню поверхневих вод і ґрунту є захоронення очищених стічних вод у глибоких водоносних шарах. Якщо стічні води несумісні з водою родовища, рекомендується їх повторне використання для підготовки бурових рідин. Утилізація відпрацьованих бурових рідин і шламів, включаючи залишки, що залишилися в буровій після відкачування рідкої фази, може здійснюватися шляхом термічної обробки або хімічної нейтралізації з подальшою седиментацією залишкової маси.

3.6 Висновки до розділу 3

- На Безпалівському ГКР пропонується буріння трьох похило-спрямованих свердловин з метою пошуку та розвідки покладів газу у відкладах московського ярусу середнього карбону. Проектні глибини по вертикалі: свердловина № 2 – 5150 м (по стволу – 5220 м), свердловина № 3 – 5100 м (по стволу – 5170 м), свердловина № 4 – 5000 м (по стволу – 5070) м. Закінчення робіт – спуск видобувної колони, її цементування з подальшою перфорацією для випробування і наступної експлуатації проектних об’єктів.
- Згідно з досвіду буріння та гірничо-геологічних умов, вимог чинного законодавства щодо охорони питних вод, надр і навколишнього середовища, пропонується наступна конструкція свердловин:
426-250 x 324-2230 x 245-4320 x 168/140-5150.
- Глибина спуску кондуктора, технічних та експлуатаційної колон вибрана з урахуванням геологічної будови, інтервалів залягання водоносних та продуктивних горизонтів, термобаричних умов розрізу. Башмаки обсадних колон треба установити в щільних і міцних породах з градієнтом тиску гідророзриву не менше 0,020-0,024 МПа/м.
- Для буріння під кондуктор 426 мм в інтервалі 0-250 м використовують глинистий буровий розчин, під проміжну колону 324 мм в інтервалі 250-2230 м гуматно-акриловий буровий розчин, під проміжну колону 245 мм в інтервалі 2230-4320 м – мінералізований буровий розчин. Для буріння під експлуатаційні колони 168/114 мм в інтервалі 4320-5150 м використовують гуматно-акрило-калієвий буровий розчин.
- При будівництві розвідувальних свердловин №№ 2-4 Безпалівського ГКР передбачається комплекс протифонтанних заходів з врахування причин виникнення інтенсивних газонафтопроявів та заходи з охорони повітряного, водного басейнів і надр, рекультивація ґрунту після завершення робіт.

4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність робіт

Загальний передбачуваний приріст ресурсів природного газу в горизонтах М-5, М-6 і М-1 становить 3 549 млн м³. Річний видобуток природного газу було розраховано як 1 % передбачуваного приросту ресурсів природного газу з поступовим зниженням.

Капітальні витрати на весь період включають додаткові витрати на обладнання та підключення трьох запланованих свердловин № 2-4 у розмірі 9685 тис. грн, обладнання запланованих свердловин фонтанними арматурами, головою стовпа та стовпом НКТ загальною вартістю 4 668 тис. грн, заміну НКТ та відновлення основних засобів відповідно до норми 40,8 тис. грн/рік для газових свердловин, а також витрати на похилі свердловини № 2-4 середньою глибиною 5 100 м, що становить 211 176 тис. грн.

Загальні капітальні витрати в звітному періоді становитимуть 233 058,6 тис. грн.

Основним показником економічної ефективності видобутку є вільний грошовий потік, який розраховується щорічно як різниця між чистим прибутком та амортизаційними відрахуваннями і капітальними витратами, що дозволяє об'єктивно оцінити динаміку грошових потоків. З метою врахування зниження грошових потоків у майбутніх періодах було застосовано дисконтний метод.

Податок на додану вартість було розраховано за затвердженою ставкою 20 % до 17 % відповідно до пункту 10 статті 193 розділу XIX заключних положень (відповідно до років підготовки) Податкового кодексу України.

Податок на прибуток був розрахований за ставкою від 23 % до 16 % відповідно до пункту 10 частини 4 розділу XIX заключних положень (відповідно до років підготовки) Податкового кодексу України.

- За результатами проведених розрахунків встановлена економічна доцільність буріння пошукової свердловини № 4 та розвідувальних свердловин №№ 2, 3.
- Термін окупності капіталовкладень становить 5 років.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ПРИ ПРОВЕДЕННІ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Українське законодавство у сфері охорони праці становить систему нормативних і правових актів, що регулюють відносини державної політики у сфері правових, соціально-економічних, організаційних, технічних, санітарних, гігієнічних та профілактичних заходів, спрямованих на збереження здоров'я та працездатності людей у процесі праці. Вона базується на конституційному праві всіх громадян України на належні, безпечні та здорові умови праці, гарантованому статтею 43 Конституції України, і складається із Закону України «Про охорону праці» [24], Закону України «Про підприємства України», Кодексу праці України, Закону України «Про загальний обов'язковий державний соціальний страхування від нещасних випадків на виробництві та професійних захворювань, що призвели до втрати працездатності» [25] та нормативно-правових актів, прийнятих відповідно до них. Інші статті Конституції встановлюють право громадян на соціальний захист, що включає право на забезпечення у разі повної, часткової або тимчасової втрати працездатності (стаття 46); охорону здоров'я, медичну допомогу та медичне страхування (стаття 49); право знати свої права та обов'язки (стаття 57) та інші загальні права громадян, включаючи право на охорону праці. Основним документом у сфері охорони праці є Закон України «Про охорону праці». Інші нормативні акти повинні відповідати не тільки Конституції та іншим законам України, але й насамперед цьому Закону. Норми безпеки та охорони здоров'я при праці містяться в багатьох статтях

Кодексу законів про працю (КЗпП) України: «Трудовий договір», «Трудовий час», «Час відпочинку», «Праця жінок», «Праця молоді», «Профспілкові організації», «Нагляд і контроль за дотриманням трудового законодавства».

До основних правових актів у сфері безпеки та гігієни праці належать також «Основи законодавства України про охорону здоров'я», які регулюють соціальні відносини в цій сфері з метою забезпечення гармонійного розвитку фізичних і духовних сил, високої працездатності та тривалого активного життя громадян, усунення шкідливих для їх здоров'я факторів, профілактики та зниження захворюваності, інвалідності та смертності.

Система управління безпекою праці на підприємствах і в організаціях Державної геологічної та гірничої служби України (ДГГС) [26] визначає комплекс організаційних, технічних, економічних і правових заходів, спрямованих на забезпечення безпечних і здорових умов праці, і є невід'ємною частиною системи управління геологічною розвідкою і видобутком. Система поширюється на всіх працівників підприємств та організацій Державної геологічної та гірничої служби України [27].

Загальне управління охороною праці в промисловості здійснює Державна служба геології та природних ресурсів України.

5.2. Розробка заходів з охорони праці

Робота з забезпечення безпечних і здорових умов праці здійснюється відповідно до довгострокових і поточних планів, розроблених в рамках організаційної одиниці. Зміст, послідовність робіт, координація, затвердження планів і фінансування робіт у сфері безпеки праці визначаються відповідними нормативно-правовими актами. Кожен пункт плану повинен бути чітко сформульований із зазначенням термінів та обсягів, що дозволяють перевірити фактичне виконання.

Довгострокове та поточне планування в галузі охорони праці здійснюється у формі комплексних заходів, спрямованих на поліпшення безпеки, охорони праці та робочого середовища. Поточне планування роботи

в галузі охорони праці здійснюється у вигляді розділу під назвою «Охорона праці» в колективному договорі, який визначає соціальні гарантії для працівників у галузі охорони праці на рівні, не нижчому за встановлений законом, їх обов'язки, а також комплексні заходи, спрямовані на досягнення встановлених норм безпеки та охорони здоров'я при роботі, гігієни та робочого середовища, поліпшення існуючого рівня безпеки праці, гігієнічних та життєвих умов та запобігання виробничим травмам, професійним захворюванням та нещасним випадкам [27].

5.2.1. Заходи з техніки безпеки

При проектуванні виробничих установок, розробці нових технологій, засобів виробництва, колективних та індивідуальних засобів захисту працівників повинні враховуватися вимоги нормативних актів з охорони праці. При розробці проектів повинні бути визначені заходи для забезпечення безпеки всіх технологічних процесів, зазначених у робочій документації, а також у документах Державної служби геології та природних ресурсів України, що стосуються змісту розділу «Безпека праці» у проектах геологічної розвідки.

Безпека при експлуатації бурових, геологічних розвідувальних, геофізичних, дослідних, лабораторних, підйомних, електричних, вентиляційних, водопровідних, теплоенергетичних і газопровідних систем, будівельних установок, засобів зв'язку, моторних, гусеничних і водних транспортних засобів тощо. забезпечується:

- проведенням початкових перевірок дотримання технічних вимог, правил безпеки, норм та інших правил, що діють для обладнання, яке компанії отримують від виробників;

- початковим ознайомленням з вимогами документації щодо ремонту та технічного обслуговування обладнання, інструментів та приладів та їх дотриманням;
- своєчасним виконанням усіх видів ремонтів, модернізацією

та плановою заміною фізично та морально застарілих пристроїв та транспортних засобів або тих, що не відповідають вимогам безпеки;

- проведенням випробувань, технічних оглядів, капітальних ремонтів та реєстрацією в наглядових органах підйомних механізмів, посудин під тиском та устаткування, компресорного устаткування та транспортних засобів, включаючи судна, у встановлені терміни;

- введення в експлуатацію зібраних та відремонтованих пристроїв та транспортних засобів після їх приведення у відповідність до вимог технічних умов, паспортів, правил безпеки та стандартів.

5.2.2. Заходи з виробничої санітарії

Особливістю роботи в польових умовах є те, що вона виконується на відкритих просторах з різкими перепадами температури та вологості повітря, на великій відстані від населених пунктів, що значно обмежує можливість надання своєчасної медичної допомоги. Роботу та відпочинок часто ускладнює присутність комах або тварин, контакт з якими може призвести до інфекційних захворювань або погіршення стану здоров'я. Під час роботи в польових умовах робота і життя працівників тісно пов'язані, тому їх здоров'я і працездатність значною мірою залежать від організації харчування, умов життя і відпочинку.

5.2.3. Утримання виробничих та соціальних приміщень

Усі виробничі приміщення повинні бути обладнані роздягальнями, шафами для робочого одягу та захисного взуття, приміщеннями для відпочинку та харчування, душовими або ванними кімнатами, умивальниками та пральнями, медичним пунктом, засобами особистої гігієни для жінок, туалетами тощо. Виробничі та соціальні приміщення, а також обладнання та устаткування в них, повинні утримуватися в чистоті відповідно до вимог інструкцій щодо підтримання гігієнічної чистоти приміщень та обладнання у виробничих приміщеннях.

Сміття, контейнери та туалети повинні бути розташовані на відстані не менше 30 м від виробничих та житлових приміщень, у місцях, що запобігають забрудненню навколишнього середовища.

Природне та штучне освітлення території, виробничих та допоміжних будівель повинно бути забезпечено відповідно до норм природного та штучного освітлення [28]. Природне освітлення повинно бути забезпечено у виробничих та сервісних приміщеннях, де працівники перебувають протягом усього дня.

5.3. Пожежна безпека при виконанні робіт

Дороги, під'їзди та проходи до будівель, споруд, джерел пожежної води, підходи до зовнішніх стаціонарних пожежних драбин, вогнегасних пристроїв та засобів пожежогасіння повинні бути завжди вільними, у хорошому стані, а взимку очищеними від снігу.

Територія навколо бурової вежі повинна бути очищена від сухої трави, чагарників, стерні, кущів і дерев в радіусі, що дорівнює висоті вежі (щогли) плюс 10 м. У цих зонах має бути позначена мінералізована смуга шириною не менше 1,4 м, яка протягом усього періоду буріння на даному місці має бути у вільному стані. Заборонено забруднювати територію горючими матеріалами. Використані та просочені маслом матеріали повинні бути утилізовані в спеціально відведених місцях.

На буровій вежі заборонено:

- розпалювати вогонь та використовувати паяльники та інші джерела вогню;
- зберігати запаси палива, що перевищують змінне споживання;
- розміщувати електричні пристрої в місцях, де вони можуть бути пошкоджені;
- ізолювати бурову вежу та бурову будівлю горючими матеріалами.

Заборонено зберігати паливо та миючі засоби в приміщеннях, призначених для двигунів внутрішнього згорання.

Труби для відведення газу повинні бути обладнані системою пальників, розташованою на підвітряній стороні на відстані не менше 50 м від головки колодязя. Простір навколо системи пальників в радіусі 15 м повинен бути очищений від кущів, трави та дерев. Простір навколо системи пальників в радіусі 30 м повинен бути позначений попереджувальними знаками. Газ в системі пальників повинен запалюватися дистанційно за допомогою запального пристрою.

5.4 Висновки до розділу 5

- Комплексні роботи з розвідки нафти та природного газу включають в себе діяльність з високим ризиком: на відкритих просторах, з швидкими перепадами температур і особливо в разі надзвичайних подій.
- Заходи з охорони праці та безпеки повинні бути визначені вже на етапі планування конкретних видів розвідувальних робіт.
- Комплексні заходи по охороні праці є невід'ємною частиною розділу «Охорона праці» колективного договору (угоди), який узгоджується відповідним профспілковим органом.
- Особлива увага приділяється заходам, що забезпечують безпеку при експлуатації бурового, геологічного розвідувального, геофізичного, дослідного, лабораторного, підйомного, пожежного та електричного обладнання, а також заходам у сфері охорони праці та безпеки.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу практичну задачу по оцінюванню нафтогазового потенціалу тектонічно захищених структур у північній частині басейну Дніпровсько-Донецької западини на прикладі Беспалівського родовища.

Обґрунтовано розширення нафтогазового потенціалу родовища Беспалівське шляхом закладення глибоких розвідувальних і оціночних свердловин, основною метою яких буде подальше дослідження і переведення ресурсів родовища продуктивних горизонтів М-1в, М-1н, М-5, М-6 до запасів комерційної категорії.

Газоконденсатне Беспалівське родовище знаходиться в межах Зміївської монокліналі в північній прибережній зоні Дніпро-Донецької западини, в нафтогазоносному районі Рябучинсько-Північно-Голубівському. Воно було відкрите в 1990 році свердловиною № 671 і введено в експлуатацію в грудні 1995 року.

1. Геологічна структура Беспалівського родовища включає відклади, що утворилися в кайнозої, мезозої і палеозої. Найдавніші породи, виявлені під час буріння, утворилися в пізній башкирській епосі.

2. З тектонічної точки зору структура Беспалівське родовище було визначене як слабо виражений структурний виступ у середньокарбовоних осадах, обмежений розломами з невеликими амплітудами.

3. Результатом досліджень у експлуатаційній колоні параметричної свердловини № 671 було отримання газу з конденсатом у кількості 66 000 м³/день на 4 мм шайбі. За геофізичними даними, пористість колектора становить 11,0-17,5 %. Свердловина № 1 була залишена без спуску експлуатаційної через відсутність перспективних об'єктів у виявленому розрізі.

4. Згідно звіту «Геолого-економічна оцінка запасів Беспалівського газоконденсатного родовища Харківської області» початкові ресурси сухого

газу Безпалівське ГКР становлять 719 млн м³ класів 122+222 і 284 млн м³ класу 332 (кат. С₂).

5. Перспективи видобутку газу з родовища Безпалівське пов'язані з московськими родовищами горизонтів М-1в, М-5 і М-6, що знаходяться на глибині 5 150 – 4 300 м. Передбачувані запаси цих горизонтів досягають

3,3 млрд м³, а запаси класу 332 (кат. С₂) досягають 284 млн м³.

6. Планується пробурити три похило-скеровані свердловини з метою дослідження продуктивних горизонтів М-1в, М-1н, М-5, М-6 московського ярусу в межах Безпалівського родовища та переведення перспективних ресурсів природного газу категорії С₃ (код 333) обсягом приблизно 3,3 млрд м³ і попередньо розвіданих запасів природного газу категорії С₂ (код 332) обсягом приблизно 258 млн м³ – до вищих категорій.

7. На основі розрахунків було визначено економічну доцільність буріння розвідувальної свердловини № 4 та оціночних свердловин № 2 і 3.