

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

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології

До захисту
завідувач
кафедри А. Ковалюк

Спеціальність 103 Науки про Землю

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему Оцінювання перспективності Мехедівсько-Голотовщинського
родовища на основі аналізу умов осадконакопичення і типів структур
порового простору порід-колекторів
Пояснювальна записка

Керівник

доц. Михайловська О.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ
О.В. Михайловська
підпис, дата

Виконавець роботи

Шанар О.Ю.
студент, ПІБ
група 401-НЗ
О.Ю. Шанар
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

доц. Михайловська О.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

ст. викладач Волк М.О.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

ст. викладач Лазебна Н.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

доц. Мельник А.М.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом

доц. Михайловська О.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 25.06.2025

Полтава, 2025

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

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.В.

“03” 03 2025 року

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

Шапар Олег Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Оцінювання перспективності Мехедівсько-Голотовщинського родовища на основі аналізу умов осадконакопичення і типів структур порового простору порід-колекторів

Керівник проекту (роботи) доцент Михайловська О.В.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від 03.03 2025 року № 306/17

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 12 червня 2025 р.

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

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

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень). Тема, актуальність, мета та задачі роботи; структурна карта продуктивного горизонту В-21, В-20н геологічний розріз по лінії свердловин, геологічний розріз-схема продуктивної товщі, проектний геологічний розріз свердловини 2, та стратиграфічна колонка свердловини 2, висновок.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Геологічна частина	доц. Михоїдовського О.В.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Спеціальна частина	ст. викл. Вовк М.О.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Технічна частина	ст. викл. Лазаренко Р.В.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Економічна частина	доц. Михоїдовського О.В.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Охорона праці	доц. Коломенець А.М.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>

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

[Signature]
(підпис)

Шопар О.Ю.
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

[Signature]
(підпис)

Михоїдовський
(прізвище та ініціали)

Зміст

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ МЕХЕДІВСЬКО-ГОЛОТОВЩИНСЬКОГО РОДОВИЩА	9
1.1 Географо–економічні умови Мехедівсько-Голотовщинського газоконденсатного родовища	9
1.2. Геологічна будова Мехедівсько-Голотовщинського родовища	4
1.2.1. Стратиграфія родовища	4
1.2.2. Тектоніка родовища проведення робіт	8
1.2.3. Газоносність Мехедівсько-Голотовщинського газоконденсатного родовища	9
1.2.4. Гідрогеологічна характеристика Мехедівсько-Голотовщинського родовища	10
1.3. Висновки до розділу 1	11
РОЗДІЛ 2. ОЦІНЮВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ МЕХЕДІВСЬКО-ГОЛОТОВЩИНСЬКОГО РОДОВИЩА	13
2.1. Обґрунтування проведення робіт	13
2.1.1 Аналіз системи розміщення свердловин на родовищі	14
2.1.2 Промислово–геофізичні дослідження свердловин Мехедівсько-Голотовщинського родовища	16
2.1.3 Відбір керна, шламу і флюїдів	20
2.1.4 Лабораторні дослідження керну зі свердловин Мехедівсько-Голотовщинського родовища	21
2.1.5 Оцінювання перспективності площі на основі аналізу умов осадконакопичення і типів структур порового простору порід-колекторів ...	22

2.2 Підрахунок запасів горизонту В-20	27
2.3 Висновки до розділу 2	29
РОЗДІЛ 3. УМОВИ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА МЕХЕДІВСЬКО-ГОЛОТОВЩИНСЬКОМУ РОДОВИЩІ	
3.1 Гірничо–геологічні умови буріння	30
3.2. Обґрунтування конструкції свердловин на Мехедівсько-Голотовщинському родовищі	34
3.3. Режими буріння пошукових та розвідувальних свердловин	36
3.4. Характеристика бурових розчинів при бурінні пошукових та розвідувальних свердловин на Мехедівсько-Голотовщинського родовища ..	39
3.5. Охорона надр та навколишнього середовища при бурінні свердловин на Мехедівсько-Голотовщинському родовищі	43
3.6 Висновки до розділу 3	45
РОЗДІЛ 4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НА МЕХЕДІВСЬКО-ГОЛОТОВЩИНСЬКОМУ РОДОВИЩІ	
4.1 Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт на Мехедівсько-Голотовщинському родовищі	47
4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт	48
4.3 Висновки до розділу 4.	51
РОЗДІЛ 5: ОХОРОНА ПРАЦІ НА МЕХЕДІВСЬКО-ГОЛОТОВЩИНСЬКОМУ РОДОВИЩІ	
5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт	52

5.2. Розробка заходів з охорони праці на Мехедівсько-Голотовщинському родовищі.....	54
5.2.1. Заходи з техніки безпеки.....	61
5.2.2 Заходи з виробничої санітарії на Мехедівсько-Голотовщинському родовищі.....	64
5.4 Висновки до розділу 5.....	74
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	75
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	Error! Bookmark not defined.

ВСТУП

Актуальність роботи. На сьогодні постала потреба у детальному дослідженні умов осадконакопичення і типів структур порового простору порід-колекторів з метою оцінювання їх перспективності. Структура порового простору колекторів (гірських порід, що вміщують нафту і газ) безпосередньо визначає їхню ємність та фільтраційні властивості. Детальне вивчення умов, за яких ці породи формувалися дозволяє:

- Прогнозувати поширення та якість колекторів. Розуміння палеогеографічних умов допомагає виявляти ділянки з високою ймовірністю наявності продуктивних пластів.
- Оптимізувати розробку родовищ. Знання про розподіл та взаємозв'язок пор дозволяє ефективніше планувати буріння свердловин, прогнозувати дебіт свердловин та покращувати методи видобутку, такі як заводнення або гідророзрив пласта.
- Оцінювати запаси вуглеводнів. Точна характеристика порового простору є основою для коректної оцінки обсягів нафти та газу, що можуть бути видобуті.

Метою даної роботи є оцінювання перспективності Мехедівсько-Голотовщинського родовища на основі аналізу умов осадконакопичення і типів структур порового простору порід-колекторів

Завдання:

1. виявлення ознак нафтогазоносності розрізу;
2. аналіз колекторських властивостей теригенних порід-колекторів та вивчення їх літологічних характеристик;
3. підрахунок запасів продуктивного горизонту.

Об'єкт: процес осадконакопичення і типів структур Мехедівсько-Голотовщинського родовища у нижньокам'яновугільному комплексі відкладів.

Предмет: оцінювання перспективності Мехедівсько-Голотовщинського родовища.

У роботі оцінено перспективність Мехедівсько-Голотовщинського родовища, ґрунтуючись на аналізі умов осадконакопичення та структур порового простору порід-колекторів. Проаналізовано нижньокам'яновугільний комплекс відкладів родовища.

Пояснювальна записка виконана на сторінках з яких 76 сторінок основного тексту, 1 рисунок та 8 таблиць. Вона також містить графічні елементи, що включають у себе 5 рисунків: оглядова карта, структурна карта, геологічний розріз, проектний геологічний розріз свердловини №2, зведена стратиграфічна колонка свердловини 2

РОЗДІЛ 1. ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ МЕХЕДІВСЬКО-ГОЛОТОВЩИНСЬКОГО РОДОВИЩА

1.1 Географо–економічні умови Мехедівсько-Голотовщинського газоконденсатного родовища

В тектонічному відношенні Мехедівсько-Голотовщинське газоконденсатне родовище розташоване в приосьовій зоні північно-західної частини ДДЗ в межах південно-західного замикання Луценківсько-Рудівської міждепресійної сідловини. Вона розділяє дві глибоко занурені внутрішні депресії в осадовому чохлі - Срібнянську і Лохвицько-Жданівську та простягається більш ніж на 30 кілометрів при ширині 10-14 кілометрів. В межах цієї сідловини виділяються структури: Східно-Озерянська, Луценківська, Мехедівська, Голотовщинська, Свиридівська, Червонозаводська та Рудівська [10].

Промислова газонасність візейських відкладів нижнього карбону на Мехедівській та Голотовщинській площах встановлена в 1982-1990 роках в результаті пошуково-розвідувальних робіт. Родовище було відкрито в 1989 році пошуковою свердловиною 1 і в цьому ж році воно було поставлено на облік Державного балансу запасів корисних копалин України. Станом на 1.01.2005 року на родовищі пробурені 4 пошукові та 5 розвідувальних свердловин. Поклади вуглеводнів приурочені до теригенних відкладів візейського ярусу нижнього карбону.

Комплекс кам'яновугільних порід в межах родовища залягає на глибині 4777- 5220м. Проектом передбачається буріння чотирьох всердловин, під час проведення сейсмозв'язки на кожну з них було визначено структурні підняття на глибинах від 4900 м. до 5220 м. З розкриттям кори вивітрювання кристалічного фундаменту.

Найближчими родовищами нафти й газу є: Луценківське, Свиридівське, Рудівсько-Червонозаводське і Скоробагатківське [13].

1.2. Геологічна будова Мехедівсько-Голотовщинського родовища

1.2.1. Стратиграфія родовища

Геологічна будова родовища включає відклади всіх геологічних систем, починаючи з девону і закінчуючи четвертинним періодом. Ці шари залягають на докембрійському кристалічному фундаменті.

Докембрійські відклади

Докембрійський кристалічний фундамент родовища, за даними сейсмічних досліджень, залягає на глибині близько 8 кілометрів. Ймовірно, він складається з гранітів, гнейсів та інших магматичних і метаморфічних порід.

Палеозойська група

У складі палеозойської групи виділяються девонська, кам'яновугільна та пермська системи.

Девонські відклади

Девонські відклади, які неузгоджено залягають на кристалічному фундаменті, представлені комплексом різноманітних порід. На даному родовищі вони не розкриті свердловинами. Припускається, що в девонському розрізі переважають вулканіти різного складу, а також глинисто-теригенні та карбонатні відклади. Товщини та фаціальний склад девонських відкладів є дуже мінливими за даними буріння на сусідніх територіях. Прогнозована товщина девону становить 2-4 кілометри і більше.

Відклади кам'яновугільної системи

Кам'яновугільна система поділяється на три відділи, причому її нижній відділ включає турнейський, візейський та серпухівський яруси.

Відклади турнейського ярусу

Відклади турнейського ярусу неузгоджено залягають на девонських відкладах і представлені теригенною пачкою. Ці відклади були розкриті лише свердловиною 2. Ярус складається з чергування пластів аргілітів, пісковиків, алевролітів, зрідка трапляються прошарки глинистих вапняків та мергелів. Пісковики (42-45% від об'єму) є різнозернистими (аж до гравійних), від світло- до темно-сірих з зеленуватим відтінком, кварцові, масивні та слюдисті. Аргіліти характеризуються темно-сірим кольором, щільністю, іноді тріщинуватістю, часто карбонатні.

В межах родовища продуктивність турнейського ярусу не встановлена. На межі девонського та карбонового періодів виділяється маркуючий вапняк, з яким пов'язаний ключовий сейсмічний горизонт відбиття. Розкрита на родовищі товщина турнейських відкладів становить 368 метрів.

Візейські відклади

Візейські відклади залягають з неузгодженням на розмитій поверхні турнейських відкладів і поділяються на нижній та верхній під'яруси. Ці відклади широко поширені і повністю або частково розкриті всіма пошуково-розвідувальними свердловинами.

Нижньовізейський під'ярус представлений теригенно-карбонатними відкладами морського походження. За літологічним складом їх умовно поділяють на теригенну та карбонатну товщі.

Теригенна товща складається переважно з аргілітів, алевролітів, пісковиків з рідкими, малопотужними прошарками вапняків.

- Аргіліти — темно-сірі до чорних, щільні, шаруваті, нерівномірно вапнякові.
- Вапняки — темно-сірі, дрібнозернисті, сильно глинисті, з прошарками аргілітів.
- Пісковики — сірі, від дрібно- до грубозернистих, переважно кварцові на вуглисто-каолінітовому цементі.

Карбонатна товща, відома як візейська "плита", представлена сірими та темно-сірими глинистими вапняками, які є шламово-детритовими, з прошарками темно-сірих аргілітів.

До покрівлі нижньовізейських відкладів прив'язаний регіональний відбиваючий сейсмічний горизонт. Хоча до цих відкладів належать регіонально-продуктивні горизонти В-26 (В-27) та карбонатна "плита", їх продуктивність на Мехедівсько-Голотовщинському родовищі не встановлена. Загальна розкрита товщина нижньовізейського під'ярусу, за даними свердловини 1, становить 260 метрів.

Відклади верхньовізейського під'ярусу залягають з неузгодженням на нижньовізейських відкладах. Саме з ними пов'язані всі продуктивні горизонти родовища: В-21, В-22 і В-23.

Ці відклади представлені чергуванням аргілітів, алевролітів та пісковиків (останні складають до 20%). Формування візейських відкладів відбувалося в умовах активного седиментаційного режиму, що призвело до значної фаціально-літологічної мінливості як за розрізом, так і за площею. Пачки порід, що утворюють продуктивні горизонти, демонструють високу варіативність за товщиною та фізико-літологічними характеристиками в межах їх розповсюдження.

- Горизонт В-23 літологічно складається з пачок пісковиків та алевролітів з ефективною товщиною до 5 метрів, а також прошарків аргілітів. Колектори горизонту представлені світло-сірими, сірими, темно-сірими, кварцовими, різнозернистими пісковиками з домішками гравійних уламків, що місцями переходять у гравеліти.
- Горизонт В-22 включає пласти В-22в та В-22н, до яких прив'язані окремі газоконденсатні поклади. Ці пласти складені піщаними пачками, де пісковики та алевроліти чергуються з прошарками аргілітів. Колекторами є світло-сірі, сірі, кварцові, дрібнозернисті, алевритисті пісковики [5].

частини ДДЗ в межах південно-західного замикання Луценківсько-Рудівської міждепресійної сідловини. Вона розділяє дві глибоко занурені внутрішні депресії в осадовому чохла - Срібнянську і Лохвицько-Жданівську та простягається більш ніж на 30 кілометрів при ширині 10-14 кілометрів. В межах цієї сідловини виділяються додатні структури: Східно-Озерянська, Луценківська, Мехедівська, Голотовщинська, Свиридівська, Червонозаводська та Рудівська.

Найбільш суттєвий вплив структури фундаменту на характер тектоно-седиментаційних процесів відбувався в допізньовізейський час на стадії розвитку розломно-блокової тектоніки і проявився у формуванні ділянок з різкими змінами градієнтів товщин, в розподілі фаціального складу порід, районів розвитку вулканічних утворень та ін. В наступні етапи розвитку регіону структура фундаменту мала вже значно менший вплив на формування сідловини, який проявився лише в шарнірних рухах його блоків та загальних регіональних вертикальних рухах [28].

Формування девонських відкладів відбувалося на рифтогенному етапі еволюції Дніпровського грабену. До теперішнього часу їх будова залишається слабо вивченою із-за складної хвильової картини та відсутності чітких кореляційних реперів. В цілому морфологія девонських відкладів підпорядкована структурі кристалічного фундаменту [4,6].

1.2.3. Газоносність Мехедівсько-Голотовщинського газоконденсатного родовища

Мехедівсько-Голотовщинське газоконденсатне родовище розташовано в межах Луценківсько-Рудівської нафтогазоносної зони.

Дослідно-промислова розробка родовища була розпочата в 1996. У 2001 році був складений і затверджений на ЦКР Держнафтогазпрому наступний проект ДПР Мехедівсько-Голотовщинського ГКР.

- Згрупувати показники, необхідні для підрахунку запасів вуглеводнів перспективних об'єктів.

Під час виконання роботи будуть застосовані теоретичні, аналітичні та статистичні методи досліджень. В їх основу ляже аналіз графічних матеріалів (таких як сейсмопрофілі та структурні карти по відбиваючих горизонтах) та порівняння петрофізичних властивостей гірських порід.

РОЗДІЛ 2. ОЦІНЮВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ МЕХЕДІВСЬКО-ГОЛОТОВЩИНСЬКОГО РОДОВИЩА

2.1. Обґрунтування проведення робіт

Пошуково-розвідувальні роботи мають на меті виявити газonosний пласт, оцінити його запаси та розробити план експлуатації. Ці роботи включають польові, геологічні, геофізичні та геохімічні дослідження, після яких починається буріння розвідувальних свердловин.

Процес пошуку складається з кількох стадій:

Перша стадія – Загальна геологічна зйомка. На цьому етапі створюється геологічна карта місцевості. Проводяться невеликі розчистки для виявлення первинних порід, що дає загальне уявлення про геологічну будову сучасних відкладів на досліджуваній території.

Друга стадія – Детальна структурно-геологічна зйомка. Вона передбачає буріння картувальних та структурних свердловин для глибшого вивчення геологічної будови ділянки. Картувальні свердловини, глибина яких становить від 30 до 500 метрів, допомагають визначити товщину, характер залягання та форму глибших корінних порід.

Після завершення польових геолого-пошукових етапів розпочинаються камеральні роботи. Це включає ретельну обробку та поглиблене вивчення зібраних даних. На основі результатів загальної геологічної зйомки, картувального буріння та камеральної обробки створюється геологічна карта. Вона відображає поширення порід різного віку за допомогою умовних позначень. Для повнішого розуміння території карту доповнюють зведеним стратиграфічним розрізом та геологічними профілями [20].

Зведений стратиграфічний розріз — це вертикальна колонка, що детально описує послідовність залягання гірських порід. Геологічні профілі створюються вздовж і впоперек простягання порід, щоб показати геологічну будову ділянки у вертикальних площинах.

Для точнішого розуміння характеру залягання шарів та їхньої структурної форми, на додаток до геологічної карти, будується структурна карта. Вона створюється на основі даних зі структурних свердловин та відображає поверхню пластів, даючи уявлення про їхню форму за допомогою горизонталей.

На другому етапі пошукових робіт, окрім геологічних, активно застосовуються геофізичні та геохімічні методи розвідки. Вони дозволяють глибше дослідити внутрішню будову надр і більш обґрунтовано визначити перспективні ділянки для подальшого, глибокого буріння з метою пошуку нафтових і газових родовищ.

Третій етап передбачає глибоке буріння пошукових свердловин, яке починається після завершення комплексу геофізичних і геохімічних досліджень. Успіх цього етапу безпосередньо залежить від якості та повноти попередніх робіт. Якщо в пошуковій свердловині виявляють нафту або газ, пошукові роботи завершуються, і розпочинається детальна розвідка відкритого родовища. На цій ділянці одночасно буряться розвідувальні та оціночні глибокі свердловини, що дозволяє визначити розмір покладу та контролювати весь процес розвідки [21].

2.1.1 Аналіз системи розміщення свердловин на родовищі

На Мехедівсько-Голотовщинському родовищі на базі сейсморозвідувальних досліджень виділяються перспективні горизонти В-20в, В-20в.

Верхньовізейський під'ярус пропонується об'єднати в один перспективний комплекс в зв'язку з тим, що обидва вони знаходяться на одному тектонічному поверсі. До складу якого входять перспективні горизонти такі як В-20в, В-20н з яких на суміжних родовищах було отримано припливи ВВ. Для визначення кількості проектних свердловин

враховувались кількість перспективних нафтогазоносних комплексів і об'єктів по них, об'єм початкових ресурсів ВВ.

Зважаючи на незначні прогностні ресурси, по кожному з окремих продуктивних горизонтів вважаємо за необхідну умову закладення свердловин в місцях де можливо однією свердловиною охопити якомога більше перспективних горизонтів з метою визначення їх нафтогазоносності. Це необхідно зробити невеликою кількістю свердловин з чітко визначеною їх послідовністю та залежністю однією від іншої. Глибина свердловини обумовлюється глибиною залягання проектних відкладів та завданням, яке для неї покладено згідно з проектом, а саме пошук та розвідка покладів ВВ у перспективному горизонті, який є проектним, В-20 та оцінка перспективності на поклади ВВ кори вивітрювання кристалічного фундаменту [16].

Виходячи з перелічених міркувань пропонується пробурити дві незалежні пошукові свердловини і дві залежні розвідувальні свердловини.

Номери пошукових свердловин: 2, 1Г

Номери розвідувальних свердловин: 4 і 102.

Пошукова свердловина 2 закладена в оптимальних умовах Мехедівської структури з метою пошуку покладів нафти і газу у відкладах верхньовізейського ярусу нижнього карбону. В експлуатаційній колоні випробувані 5 об'єктів, в усіх випадках отримано промислові припливи вуглеводнів. У 1996 році свердловина введена в ДПР з горизонту В-20в. Проектний вибій становить 5250 м.

Пошукова свердловина 1Г закладена в оптимальних структурних умовах підняття на перехрещенні сейсмічних профілів 63а 3/85 та 67 3/87 з метою пошуку покладів вуглеводнів у відкладах верхньовізейського під'ярусу. В експлуатаційній колоні випробувано 8 об'єктів, з трьох з них отримані промислові припливи вуглеводнів. Після випробувань свердловина законсервована через відсутність промислових комунікацій. У 2002-2003 роках відповідно з проектом ДПР здійснене відновлення та облаштування свердловини для розробки горизонту В-23.

Третя 4 і четверта 102 свердловини залежні від результатів першої незалежної свердловини. Вони закладаються з метою оконтурення площі нафтогазоносності, вивчення фізико-хімічного характеру порід колекторів, уточнення геологічної будови площі. Отримання всіх необхідних вихідних даних для підрахунку запасів.

Розвідувальна свердловина 4 закладена в межах північно-східного крила структури на відстані 1700 метрів на північ від свердловин 2 з метою розвідки покладів горизонтів В-20 а також для з'ясування характеру взаємозв'язку Мехедівської та Луценківської структур. У відкритому стовбурі свердловини випробувано 2 об'єкти, з верхнього отримано промисловий приплив газоконденсатної суміші. Враховуючи ту обставину, що газоконденсатний поклад горизонту В-20в був розкритий у приконтурній зоні, а інші продуктивні горизонти в свердловині відсутні, свердловина 4 ліквідована за 1 категорією без спуску експлуатаційної колони. У 2004 році свердловина облаштована відповідно з робочим проектом для утилізації пластової води.

Розвідувальна свердловина 102 закладена для вирішення завдань ДПР з в межах західної частини структури на відстані 1000 метрів від свердловини 2. Свердловина мала розвідати поклади вуглеводнів у відкладах нижнього карбону та визначити промислові параметри горизонту В-20н. Фактично свердловина відкрила новий газоконденсатний поклад горизонту В-20в'. В експлуатаційній колоні випробувано 1 об'єкт [14,15].

2.1.2 Промислово–геофізичні дослідження свердловин Мехедівсько-Голотовщинського родовища

Обсяг промислово-геофізичних досліджень (ПГД) у проектних свердловинах залежить від характеру геологічного розрізу. Ці дослідження проводяться відповідно до «Технічної інструкції проведення геофізичних досліджень у свердловинах» та «Обов'язкового комплексу промислово-

геофізичних досліджень глибоких параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин на нафту і газ».

Метою ПГД є розв'язання таких геологічних та технічних завдань:

1. Стратиграфічне розчленування та кореляція розрізів свердловин, а також визначення літологічного складу та потужності горизонтів, світ, товщ тощо.
2. Виділення колекторів у розрізах свердловин та визначення характеру їхньої флюїдонасиченості.
3. Визначення фільтраційно-ємкісних та інших під рахункових параметрів продуктивних горизонтів;
4. Вивчення швидкісних та хвильових характеристик розкритого розрізу;
5. Контроль за бурінням та технічним станом стовбура свердловин (характер кавернозності, кривизна свердловин, якість цементажу та інші).

Верхня частина розрізу на Мехедівсько-Голотовщинському родовищі, яка представлена мезо-кайнозойськими відкладами, зовсім не представляє інтересу до її нафтогазоносності. Вона буде досліджуватися скороченим комплексом ГДС. Крім цього короткий комплекс ГДС буде вивчатися розріз до середнього карбону включно, який оцінюється в межах цієї площі як безперспективний в зв'язку з відсутністю пасток для ВВ. Для решти розрізу осадового комплексу (в інт. 4900-5200 м) передбачається повний комплекс промислово-геофізичних досліджень.

Відповідно з розробленими для ДДЗ і Північного Донбасу раціональним комплексом, з урахуванням поставлених перед проектом завдань та конструкції свердловин, планується поінтервальне виконання наступних геофізичних робіт (таблиця 2.1.)

Не перспективна частина розрізу досліджується через 250-500 м, перспективна 100-200 м, причому кожним наступним каротажем перекувається 50 м попереднього дослідженого інтервалу.

9. Проведення термодобітометрії для окремих продуктивних горизонтів.

10. За потреби, виконання робіт з інтенсифікації припливу для збільшення видобутку газу.

Термодинамічний метод (термокаротаж у газовому середовищі) використовується для визначення пластів, що віддають газ, у випадку одночасного випробування кількох горизонтів або прошарків.

За результатами випробувань на продуктивність визначаються продуктивна характеристика свердловини, її оптимальні дебіти, провідність та ємність пластів колекторів.

При наявності в розкритому розрізі перспективних пластів або прошарків з невизначеною геофізичною характеристикою перед спуском колони планується проведення їх випробування за допомогою випробувача пластів на каротажному кабелі або на трубах (ВПТ).

Проведення ВПТ в інтервалах: 4900-5220 м.

Перфорацію намічених до випробування об'єктів планується проводити кумулятивним перфоратором по 12-18 отворів на лінійний метр з прив'язкою за допомогою ГК. При отриманні припливу газу для визначення газоввідаючих прошарків передбачається проведення термодобітометрії в газовому середовищі [14].

2.1.3 Відбір керна, шламу і флюїдів

Одним із ключових завдань пошуково-розвідувального буріння є дослідження фізичних властивостей порід-колекторів. Це здійснюється шляхом відбору керна та аналізу результатів геофізичних досліджень у свердловинах.

Керновий матеріал, поряд з даними геофізичних досліджень, є основним джерелом достовірної геологічної інформації. Завдяки їм визначаються ємнісно-фільтраційні властивості колекторів, ступінь їх насиченості флюїдами та літологічна будова розрізу.

З метою виявлення ознак присутності газу в розрізі, вивчення колекторських властивостей порід, встановлення зв'язку між їхніми емнісними характеристиками, наявністю газу чи води та геофізичними параметрами, а також для отримання літологічного опису розрізу та його стратиграфічного розчленування, у запланованих свердловинах передбачається відбір керна загальною довжиною 200 метрів у кожній. Таким чином, загальний обсяг керна по трьох свердловинах складе 600 метрів.

Враховуючи, що потенційно-продуктивний розріз Мехедівсько-Голотовщинського родовища дуже насичений пластами і пачками пісковиків, відбір керну планується з найбільш перспективних прошарків. Це дозволить на пошуковому етапі геолого-розвідувальних робіт отримати інформацію про газоносність горизонтів В-20в, В-20н [15].

В зв'язку з цим відбір керну концентрується в кам'яновугільних відкладах в інтервалах передбачених залягання аналогів продуктивних горизонтів: В-20в, В-20н (4900-5200 м)

Інтервали відбору керну будуть корегуватися в процесі буріння свердловин відповідно до фактичного розрізу [26].

2.1.4 Лабораторні дослідження керну зі свердловин Мехедівсько-Голотовщинського родовища

На початковій (пошуковій) стадії геологорозвідувальних робіт найбільш точні геологічні відомості отримують завдяки ретельному аналізу кернового матеріалу та даних геофізичних досліджень у свердловинах.

Зразки порід, вилучені під час буріння, піддаються макро- та мікроскопічному дослідженню для визначення їхніх фізико-літологічних особливостей, наявності палеонтологічних та палінологічних решток, а також хімічного складу.

Фізико-літологічна характеристика порід-колекторів охоплює низку параметрів. Сюди входить визначення об'ємної ваги, пористості, проникності,

гранулометричного складу, вмісту карбонатів та залишкової водонасиченості. Окрім цього, проводиться літолого-петрографічне вивчення, що передбачає опис типу породи, її кольору, структури, кута нахилу шарів, текстури, літологічного складу (включаючи уламковий матеріал), складу цементу та інших важливих параметрів.

Для вапняків та доломітів додатково досліджуються пористість, проникність і тріщинуватість. У глинистих породах визначаються об'ємна вага, пористість, проникність і вміст карбонатів.

Для встановлення віку порід проводяться мікрофауністичні та споропильцеві аналізи. Геохімічні дослідження включають люмінесцентно-бітумінологічний аналіз порід.

З огляду на загальний обсяг відібраного керну, його літологічні характеристики та вимоги до вивчення перспективних відкладів, передбачається такий обсяг досліджень кернавого матеріалу та флюїдів:

Літолого-петрографічний опис – 500 зразків;

- Мікрофауни стичний і спорово-пильцевий аналіз - 120 зразків;

У пробах газу вимірюють густину, теплотворну здатність та компонентний склад. Досліджується вміст таких вуглеводнів, як метан, етан, пропан, бутани, пентани, гексани та важчі фракції. Також аналізуються неорганічні гази: азот, гелій, аргон, водень, вуглекислий газ, сірководень та кисень. Якщо виявлено сірководень, меркаптани або значну концентрацію вуглекислого газу, їх кількість визначається безпосередньо на свердловині [19].

У пробах конденсату визначають фракційний та груповий склад, а також вміст сірки. Для глибинних та рекомбінованих проб визначається стабільний вміст конденсату в газі та коефіцієнт його вилучення з пласта.

2.1.5 Оцінювання перспективності площі на основі аналізу умов осадконакопичення і типів структур порового простору порід-колекторів

Згідно озповсюдження порід-колекторів ранньокам'яновугільного віку невитримане як по площі, так і по розрізу. Це можна пояснити дуже складною літолого-фаціальною ситуацією в межах сідловини.

Формування теригенних відкладів візейського періоду, що містять поклади вуглеводнів, тісно пов'язане з наявністю в палеочасі затоки, яка простягалася з Лохвицько-Жданівської депресії. Це сприяло утворенню пасток та різноманітних типів колекторів. Незважаючи на загальну тенденцію до згладжування основних структурних форм і спрощення будови від нижніх до верхніх частин візейських відкладів, на формування пасток вуглеводнів у складі ХІа мінерально-фаціального горизонту суттєво впливає зміна літофацій по площі та по вертикалі. Часті зміни фацій призвели до утворення клиноформного (черепицеподібного) залягання відкладів, що, у свою чергу, зумовило формування комбінованих пасток з елементами тектонічного та літологічного екранування.

Практично для всіх горизонтів у товщі верхньовізейських відкладів характерна значна мінливість літологічного складу та колекторських властивостей. Це пояснюється умовами седиментаційних процесів та вторинними змінами на стадіях діагенезу та епігенезу

ХІІ мінерально-фаціальний горизонт (мфг) представлений пачками піщано-алевролітових порід та аргілітів з прошарками вапняків. У його складі виділяється продуктивний горизонт В-20.

Горизонт В-20 утворився в умовах регіонального розмиву, що призвело до його складної морфології та нерівномірного розподілу піщаних тіл як по площі, так і в розрізі. У межах горизонту можна виділити щонайменше два основні пласти пісковиків – В-20в і В-20н. Літологічно вони складаються з пачок піщано-алевролітових порід з ефективними товщинами до 17 метрів та прошарками аргілітів. Колекторами є світло-сірі, кварцові, дрібнозернисті, місцями алевритисті пісковики. Алевроліти переважно сірі, світло-сірі, сильно глинисті. Аргіліти представлені темно-сірими, слюдистими, щільними породами з рослинним детритом.

XI мінерально-фаціальний горизонт (мфг) неузгоджено залягає на підстилаючих породах і складається з чергування світло-сірих, кварцових, дрібно- та середньозернистих, слюдистих пісковиків. Місцями вони переходять в темно-сірі, шаруваті алевроліти та аргіліти. Зустрічаються прошарки темно-сірих, сірих, мікрозернистих вапняків з рослинними рештками. Окрім кварцу, у складі пісковиків відмічаються поодинокі зерна польових шпатів, кварцитів та гідратованого біотиту.

X мінерально-фаціальний горизонт (мфг) складається переважно з аргілітів, іноді з алевролітистою домішкою.

Загальна товщина відкладів верхньовізейського під'ярусу коливається в межах 863-1005 метрів.

При формуванні пустотного простору порід-колекторів, крім первинних (седиментаційних) факторів, важливу роль також відігравали і різноманітні вторинні процеси, вплив яких зі збільшенням глибини залягання продуктивних горизонтів значно зростає. Найбільш високим ступенем сортування зерен характеризуються дрібнозернисті пісковики горизонту В-20н. відмічається зростання вмісту глинистої фракції, яка в середньому по цих горизонтах складає 15-16%, часто досягаючи 20-25%, що позначається на фільтраційних і ємнісних властивостях колекторів.

В цілому колектори верхньовізейської продуктивної товщі на родовищі характеризуються середніми і низькими значеннями пористості. Так, в загальному числі вивчених зразків керну пісковики з відкритою пористістю до 6,5% займають 59-60%, від 6,5 до 10% - 22-23%, і з пористістю більшою 10% - тільки 18%. Найбільш гарними фільтраційними і ємнісними властивостями характеризуються пісковики продуктивного горизонту В-20.

Нижче приводиться загальна літолого-петрофізична характеристика колекторів

Продуктивний горизонт В-20 поширений на всій площі родовища і здебільше представлений двома пластами пісковиків, які складають два

окремі горизонти В-20в і В-20н. Загальна ефективна товщина цих горизонтів змінюється від 3 до 17 метрів.

Колекторами горизонту служать пісковики світло-сірі, сірі, жовто-сірі, кварцові, іноді польовошпато-кварцові (свердловина 2), дрібнозернисті, середньо-крупнозернисті, алевритисті (свердловина 3), місцями різнозернисті з домішкою гравійних уламків (свердловина 2). В гранулометричному складі переважає дрібнозерниста фракція розміром 0,1-0,25 мм, вміст якої складає 45-55%. Вміст алевритової фракції в середньому по горизонту складає 15-17%, глинистої - 7-10%, середньо- і крупнозернистої разом - біля 20%. Уламковий матеріал напівокатаний, кородований і регенерований, відсортований переважно добре. Медіанний розмір зерен складає 0,18 мм (свердловина 1Г). В складі пісковиків домінує кварц, у вигляді рідких включень відмічаються зерна пелітизованих і каолінітизованих польових шпатів (до 5-7% в свердловині 2), одиничні уламки кварцитів, лейсти слюди, гідратований біотит, циркон.

Цемент каолініто-кварцовий, інколи карбонатний. Переважає кварцовий регенераційно-конформний цемент неповно-, іноді повнопорового типів (свердловина 1Г). В пісковиках з неповнопоровим типом цементациї, як правило, відмічається широка сітка пор, які добре з'єднані між собою. Вміст каолінітового цементу в середньому по горизонту складає 7-10%. Розподіляється він нерівномірно і має крупнолускату, крупнопакетну, інколи хробакоподібну структуру. Місцями каолінит просочений жовтуватим бітумом. Вміст карбонатного цементу складає 5-7%, рідше 10-14%. Він представлений в основному крупними пойкилобластиками доломіту, рідше - сферолітами сидериту (свердловина 2) та дрібнозернистим кальцитом (свердловина 1Г). Інколи в дрібних порах спостерігається лейкоксен та вугільна речовина.

Поровий простір колекторів складають як первинні успадковані пори розміром до 20-40 мкм, так і вторинні пори, утворені за рахунок розчинення

кварцу (розміром до 60-120 мкм), рідше пори виносу каолініту розмірами до 100-150 мкм. Форма пор трикутна, щілиноподібна, рідко ізометрична.

Відкрита пористість колекторів змінюється від 6,4-9,9% до 12-13,9% і в середньому для газонасиченої частини покладів горизонтів В-20в і В-20н відповідно становить 10,5% і 9,8%. Газопроникність змінюється від 1,2-10 до 50-70 мД, в окремих випадках досягаючи 148 мД (свердловина 2). Середнє значення газопроникності по продуктивній частині горизонту В-20в становить 50,3 мД, по горизонту В-20н - 12 мД.

Необхідно відмітити також те, що збільшення вмісту алевритової фракції практично не погіршує колекторські властивості пісковиків горизонту. Це можна пояснити тим, що збільшення алевритової фракції супроводжується збільшенням вмісту дрібнозернистої фракції, і як наслідок відбувається збільшення ступені відсортованості пісковиків. За результатами досліджень найбільш високими фільтраційним і ємнісними властивостями характеризуються як раз ті пісковики, в яких дрібнозерниста фракція складає більше 60%.

Формування теригенних відкладів продуктивного горизонту В-20 відбувалось в умовах прибережного мілководдя з високою гідродинамічною активністю водного середовища, що сприяло накопиченню в основному дрібнозернистих, добре відсортованих осадків. Час від часу прибережні умови осадконакопичення переривались регресією морського басейну і тоді накопичувався грубозернистий уламковий матеріал, який приносився річковими потоками

Таким чином, пошуковими об'єктами вважаю горизонти В-20, В-20н. Горизонти візейського ярусу потребують більш детального дослідження, для визначення їх перспективності.

Мехедівсько-Голотовщинське родовище за комплексом геологічних (фільтраційно-ємнісні характеристики для пісковика - пористість до 12,3 %, та проникність в 0,05 мд.), геохімічних, гідрогеологічних, термобаричних та

a та a_k - поправки, що враховують відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта для тисків p та p_k відповідно. Ці поправки розраховуються як $a=1/Z$, де Z — коефіцієнт стисливості газу.

За формулою 2.1 запаси гор. В-20в: $V=4150 \cdot 6,79 \cdot 0,084 \cdot 0,92 \cdot (180 \cdot 1,08 - 9,81 \cdot 1,08) \cdot 0,745 \cdot 0,75 = 223646 \text{ м}^3$

За формулою 2.1 запаси гор.В-20н: $V = F \cdot h \cdot m \cdot f \cdot (p \cdot \alpha - p_k \cdot \alpha_k) \cdot \beta_r \cdot \eta_r = 7900 \cdot 3,2 \cdot 0,102 \cdot 0,78 \cdot (180 \cdot 1,08 - 9,81 \cdot 1,08) \cdot 0,745 \cdot 0,751 = 206836 \text{ м}^3$

2.3 Висновки до розділу 2

Враховуючи всю сукупність факторів, морфологію будови складки, характер розповсюдження колекторів та покришок на Мехедівсько-Голотовщинському родовищі прогнозується існування пластових склепінних, тектонічно- та літологічно екранованих газових покладів.

З метою пошуків вуглеводнів у вище вказаних відкладів рекомендується провести буріння чотирьох свердловин 2, 4 і 102, 1Г.

Запаси горизонту В-20в становлять 223646 м^3 , та запаси гор.В-20н становлять 206836 м^3 .

РОЗДІЛ 3. УМОВИ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА МЕХЕДІВСЬКО-ГОЛОТОВЩИНСЬКОМУ РОДОВИЩІ

3.1 Гірничо–геологічні умови буріння

На Мехедівсько-Голотовщинському родовищі передбачається пошуково-розвідувальне буріння.

Кількість свердловин: 4.

Номери пошукових свердловин: 2, 1Г

Номери розвідувальних свердловин: 4 і 102.

Призначення свердловин: пошуки та розвідка газу в породах ніжнього карбону та корі вивітрювання кристалічного фундаменту.

Профіль свердловин: вертикальний.

Проектний вибій: породи РЕ.

Проектна глибина свердловин: №2 - 5250 м, №4 – 5280, №102 – 5200, №1Г - 5200 м. Завершення свердловини передбачає спуск експлуатаційної колони, її цементування, а потім перфорацію для випробування цільових пластів.

Щодо покладу В-20н, його було розкрито свердловиною №4 на абсолютній позначці -4674,3 метра (глибина 4849,2 метра). За даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС), у свердловинах №3, 4, 5, 7 та 2Г цей горизонт є водоносним. Водночас, у свердловинах №1 та 1Г він складений ущільненими породами.

Свердловини облаштовані комбінованими експлуатаційними колонами різної конструкції діаметрами 140x146x168, 140x168, 168x140x127, 146x140мм. Дві свердловини облаштовані експлуатаційною колоною діаметром 140 мм і одна колоною діаметром 146 мм.

Кондуктор діаметром 426 мм спущений на глибину до 250 м з метою перекриття питних вод крейди, технічна колона діаметром 324 мм – до 995 м, експлуатаційні колони – до проектної глибини. Буріння свердловин здійснювалося переважно роторним способом, при цьому використовувалися бурові розчини густиною від 1120 до 1190 кг/м³. При проходці тріщинуватої крейдово-мергельної товщі та карбонатних порід середнього карбону відмічені поглинання бурового розчину, ліквідовані шляхом його полегшення і введення наповнювачів.

Усі проектні свердловини закладаються на значній відстані від контуру ПСГ.

Покрівля газоносності очікується на глибині 4850 м в горизонті В-20.

В розрізі родовища розвинута інфільтраційна і елізійна природні водонапірні системи з гідростатичними і близькими до них пластовими тисками, градієнт яких змінюється від 0,008-0,0098 МПа/м в кайнозойських відкладах до 0,006-0,007 МПа/м на проектному вибої.

Аналіз результатів проходки свердловин дозволяє виділити в розрізі проектних свердловин три характерні за умовами буріння інтервали, котрі визначають їх конструкцію:

- інтервал залягання питних вод, переважно тріщинно-жильних, верхньої крейди (0-250 м);
- водоносні відклади з мінералізованими водами тріасу і московського ярусу (350-1500 м);
- продуктивні відклади (нижче);
- основні гірничо-проектні параметри наведені на ГТН.

З ГТН видно, що інтервал залягання питних вод (0-250 м) складений відкладами кайнозою і верхньої крейди – ґрунтово-рослинним шаром,

суглинками, пісками, пухкими пісковиками, дуже тріщинуватою крейдою з прошарками мергелів, глинами, алевролітами, які (крім глин та інших ущільнених порід) характеризуються високою проникністю. За буримістю породи відносяться до категорії м'яких з пластами середньої твердості.

За даними інженерно-геологічних, гідрогеологічних досліджень ширина протяжних розвинутих тріщин в писальній крейді і мергелях може скласти 10-20 мм, а припливи води з цих відкладів у свердловині – 10000 – 20000 м³/добу при незначному зниженні рівня (до 0,5 м).

Оскільки тріщинно-жильні води верхньої крейди є єдиним джерелом централізованого питного водопостачання, то вони підлягають при бурінні ретельній охороні від забруднення за допомогою ізоляції двома обсадними колонами: першою – вод крейди, другою – крейдово-мергельної товщі з установленням башмака не вище сантонських глин. Така конструкція прийнята рішенням технічної наради трестів «Харківнафтогазрозвідка».

В цьому розрізі можливі також звуження ствола, каверно утворення і обвали верхніх водоносних пластів.

Інтервал залягання водоносних пластів, що містять мінералізовані води, представлений тріасовими відкладами та породами московського ярусу середнього карбону. Цей інтервал складається з чергування пісковиків, алевролітів, глин, аргілітів з окремими прошарками вапняків.

За буримістю ці породи переважно відносяться до категорії середньої твердості, проте включають пласти м'яких, твердих порід та прошарки міцних порід.

За фізико-механічними властивостями породи більш міцні, ніж кайнозойські і крейдові, на що вказується ступінь літіфікації і величина градієнта тиску гідророзриву, який досягає 0,01 МПа/м в проникних відкладах. Однак розріз нестійкий, оскільки вміщує окремі пласти тріщинуватих вапняків, карбонатних пісковиків, які мають низьке значення градієнта тиску гідророзриву, що дорівнює близько 0,01 МПа/м. Це може привести до поглинань при бурінні.

Крім поглинань, тут можливі звуження ствола, уступо-, жолобо-, каверноутворення.

Відклади башкирського ярусу середнього та усіх ярусів нижнього карбону – це піщано-глиниста з пластами вапняків товща, аналогічна за фізико-механічними параметрами порід і умовами буріння відкладами московського ярусу середнього карбону. За буримістю породи цього інтервалу відносяться до категорії твердих і міцних з пластами порід середньої твердості.

Не дивлячись на достатньо високі значення градієнта тиску гідророзриву, які досягають 0,01 МПа/м в низці колекторів, тут залягають окремі пласти неміцних тріщинуватих вапняків, гравелистих пісковиків карбону, тріщинуватих порід фундаменту. Це може викликати поглинання при збільшенні густини бурового розчину або зростанні гідродинамічного тиску в стволі свердловини.

Для розрахунків конструкції прийняті такі геохімічні та термобаричні параметри розрізу: густина підземної води в пластових термобаричних умовах від 1000 кг/м³ в кайнозойських відкладах до 1090 кг/м³, густина газу відносно повітря – 0,63-0,69.

Пластові тиски та температури наведені на ГТН.

Горизонт В-20в має широке площадне розповсюдження в межах Мехедівсько-Голотовщинського родовища. Газоконденсатні поклади приурочені до двох тектонічних блоків: Мехедівського та Голотовщинського.

Поклад є газоконденсатним, пластовим, склепінним і частково тектонічно екранованим. Свердловини 3, 5 і 7 знаходяться за контуром продуктивності.

Поклад тектонічно екранований з півночі, півдня та заходу, а зі сходу обмежується ГВК,. Ефективні газонасичені товщини змінюються від 3,2 до 12 метрів при пористості 8,3-12,3 %.

Підраховані за методом зниження пластового тиску дренавані запаси газу змінюються в межах 2217-2626 млн.м³.

Поклад горизонту В-20н приурочений тільки до Мехедівського блоку та розкритий свердловинами 2, 102 і свердловиною 2 в приконтурній зоні. Ефективні газонасичені товщини змінюються від 3,6 до 8,4 метрів, пористість складає 10,6-11,4 %, газонасиченість – 80-85 %.

3.2. Обґрунтування конструкції свердловин на Мехедівсько-Голотовщинському родовищі

Свердловина — це циліндрична порожнина, створена в гірській породі, яка характеризується невеликим діаметром, але значною довжиною.

Її головне призначення — слугувати каналом для видобутку нафти, газу або води з надр землі на поверхню. Іншими словами, свердловина є сполучною ланкою між нафтовим, газовим чи водяним пластом та поверхнею землі.

Свердловини облаштовані комбінованими експлуатаційними колонами різної конструкції діаметрами 140x146x168, 140x168, 168x140x127, 146x140мм. Дві свердловини облаштовані експлуатаційною колоною діаметром 140 мм і одна колоною діаметром 146 мм.

До наземного обладнання свердловини належать гирлове обладнання, присвердловинні установки та споруди. Гирлове обладнання має забезпечувати можливість зупинки свердловини, проведення ремонтних робіт та заходів для підвищення її продуктивності, а також дослідження свердловини.

Для зручності обслуговування (відкриття та закриття засувки, заміни штуцерів, проведення ремонтів та досліджень) на гирлі встановлюють спеціальні містки. Гирлове обладнання включає колонну головку (КГ), трубну головку (ТГ) та фонтанну арматуру (ялинку, Я). На родовищах зазвичай використовуються хрестові ялинки. Колонна головка служить для герметичного з'єднання верхніх кінців обсадних колон (кондуктора, технічної та експлуатаційної) та є опорою для фонтанної арматури. Колонні головки оснащені спеціальними відводами. На одному з них встановлюється вентиль з манометром для вимірювання тиску між колонами, а на іншому –

засувка. Через цю засувку при необхідності закачують спеціальні рідини в міжколонний простір [27].

Трубна головка призначена для герметичного з'єднання фонтанних труб та ізоляції простору між експлуатаційною колоною і фонтанними трубами. Трубна головка складається з корпусу, трубної підвіски та бічних відводів. Бічні відводи використовуються для закачування води та глинистого розчину в затрубний простір при глушінні свердловини, введення інгібіторів гідратуутворення, вимірювання тиску в затрубному просторі, а також для відбору газу з нього.

Фонтанна арматура (ялинка) складається з вертикального стовбура та бічних відводів (викидів). На кожному відводі встановлено дві засувки: робоча та резервна, а на стовбурі – корінна та буферна засувки. Під час складання фонтанної арматури або заміни її окремих елементів необхідно бути особливо уважними та ретельно перевіряти правильність і повне затягування всіх шпильок та болтів.

Присвердловинне обладнання використовується для закачування в свердловину або трубопровід інгібіторів корозії та гідратуутворення, а також поверхнево-активних речовин (ПАР) для видалення рідини з дна свердловини. Крім того, воно служить для регулювання та автоматичного контролю режиму роботи свердловин. До такого обладнання належать, наприклад, установки для подачі інгібітора та ПАР.

Експлуатаційні колони в більшості свердловин досягають їхнього дна. Підйомні колони складаються з насосно-компресорних труб (НКТ) діаметром 62 мм. Башмак НКТ у всіх свердловинах розташований вище верхніх отворів перфорації продуктивного пласта.

Усі обсадні колони цементуються по всій довжині до гирла. У зоні продуктивних горизонтів для запобігання перетіканню флюїдів між пластами рекомендується встановлювати цементні мости, які ізолюють окремі горизонти один від одного.

Підземне обладнання включає обладнання вибою та стовбура свердловини. На родовищі, оскільки породи пласта можуть руйнуватися під час руху газу до вибою, застосовується перфораційний вибій. Свердловина укріплюється обсадною колоною та цементується. Для з'єднання стовбура свердловини з продуктивним пластом в обсадній колоні та цементному кільці за допомогою кумулятивного перфоратора прострілюють отвори (12 отворів на погонний метр).

До обладнання стовбура свердловини належить обладнання, розміщене всередині обсадної колоні на ділянці від вибою до гирла свердловини.

На Мехедівсько-Голотовщинському родовищі обладнання стовбура свердловин складається з фонтанних труб, тобто відбір газу проводиться через колону фонтанних труб, яку опускають всередину обсадної колоні. На кінці колоні фонтанних труб є сітка для утримання в колоні глибинних приладів при обриві їх підвіски.

Підвіска фонтанних труб здійснюється на різьбі або клинах. Другий спосіб кращий, тому що в цьому випадку можливе переміщення колонних труб під дією температурних і динамічних напруг. Трубні головки комплектуються з ялинкою у відповідності з діаметром фонтанних труб.

З можливістю наявності в газі компоненту CO_2 , у воді нафтових кислот і бікарбонатів, обсадні колоні передбачається комбінувати з труб високогерметичними різьбовими з'єднаннями, підйом цементу проводити до устя. Башмаки обсадних колон необхідно встановлювати в міцних щільних породах, які мають градієнт тиску не нижче 0,022-0,024 МПа/м, з метою попередження гідророзриву та газопрояву.

Для попередження ускладнень при кріпленні експлуатаційної колоні - цементаж проводять в два етапи.

У випадку нових даних про фізико-механічні параметри гірських порід і умови буріння в конструкції свердловини можуть бути внесені зміни.

3.3. Режими буріння пошукових та розвідувальних свердловин

Режими буріння пошукових та розвідувальних свердловин Мехедівсько-Голотовщинського родовища встановлюються в залежності від глибини і залягаючих порід. Найбільш поширеними є шарошкові долота, які можуть бути одно-, дво- і трьохшарошкові. Шарошки доліт мають три типи спорядження: з фрезерованими зубами, які складають одне ціле з тілом шарошки (для доліт типів (для доліт типів М, МС, С, СТ, Т, ТК); з вставними (твердосплавними) зубцями (для доліт типів МЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ, К, ОК); з вставними зубцями і фрезерованими зубами (для доліт типу МСЗ) [26].

Компонування низу бурильної колони (КНБК), яке складається з бурового інструменту, обважнених бурильних труб (ОБТ) та опорно-центруючих елементів (ОЦЕ) з діаметрами, що дорівнюють або є меншими за діаметр бурового інструменту, передбачає вибір кількості та розташування ОЦЕ на основі розв'язку диференціального рівняння пружних поперечних деформацій нижньої частини бурильної колони. При цьому враховуються відповідні граничні умови на буровому інструменті, ОЦЕ та в точці контакту нижньої частини бурильної колони зі стінкою свердловини для заданих параметрів свердловини та режиму буріння.

Відмінність полягає в тому, що кількість опорно-центруючих елементів (ОЦЕ) та їх розташування визначаються, виходячи з неповної інформації про параметри свердловини. До таких параметрів належать зенітний кут і наявність локальних розширень стовбура свердловини. Також враховуються координати точок контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини та параметри режиму буріння, як-от осьове навантаження і частота обертання.

Цей підхід спрямований на забезпечення ефективності процесу буріння та високої якості стовбура свердловини.

Для кондуктора КНБК складається з 325 міліметрового долота, 254 міліметрових ОБТ та 324 ОЦЕ (центратраторів) та ЯСу. Загальна довжина КНБК становить 90 метрів і довжина бурильних труб становить 110 м це 4 свічки (якщо одна бурильна труба 9.25 м).

Періодичність опресування бурильних труб проводиться після цементажу кондуктора на глибині 250 м, проміжної колони 995 м, та експлуатаційної колони 2678 м та їхнього цементажу.

Оснащення талей проводиться коли вантажопідйомні операції проводяться на прямому канаті, коли маса вантажу на гаку не перевищує вантажопідйомність лебідки бурового агрегату.

При навантаженнях на гаку, що перевершують вантажопідйомність лебідки, застосовують талеве оснащення (поліспаст). Талевого оснащення складається з двох груп блоків в обіймах (рухомою і нерухомою) і пропущеного через них сталевого каната, який одним кінцем кріпиться до барабана лебідки, іншим - до середньої вантажопідйомності гака на рухомий обоймі.

Кронблоки і талеві блоки дозволяють застосовувати різні схеми талевої оснащення при спуско-підйомних операціях.

Талеві оснастки з нерухомим кінцем каната можна позначити через число роликів, наприклад: 1Х2 - двухструнна (один ролик лівого блоку, два кронблока); 2Х3 - чотириструнна (два ролика лівого блоку, три - кронблока); 3Х4 - шестиструнна і т. Д. Число рухомих струн талевої оснащення підбирається в залежності від навантаження на гаку і вантажопідйомності лебідки.

При однаковому навантаженні на гаку, навантаження на кронблок і опори вежі буде меншим, якщо вільний кінець троса закріплений на талевому блоці або кронблоці, ніж при схемі з фіксованим кінцем троса. Однак, розподіл навантаження на опори вежі у другому випадку буде більш симетричним, ніж у першому. Тому, для високих веж, що використовуються при бурінні глибоких свердловин, доцільно застосовувати талеву систему з фіксованим кінцем троса з 4 або 6 струнами [19].

Фіксований кінець троса слід закріплювати навпроти бурової лебідки, симетрично до ведучого кінця троса, що намотується на барабан лебідки. Це

забезпечить рівномірний розподіл навантаження на всі опори вежі, за умови прикладання навантаження в центрі кронблочної рами.

3.4. Характеристика бурових розчинів при бурінні пошукових та розвідувальних свердловин на Мехедівсько-Голотовщинського родовища

Буровий розчин (Drilling fluid) являє собою складну багатокомпонентну дисперсну систему, що включає суспензії, емульсії та аеровані рідини, і використовується для промивання свердловин у процесі буріння. Якість будівництва свердловин, зокрема якість розкриття продуктивного пласта, значною мірою залежить від застосовуваного бурового розчину, оскільки він є першою технологічною рідиною, що контактує з нововідкритою породою.

Параметри бурового розчину під час буріння визначаються на основі гірничо-геологічної характеристики розрізу та досвіду буріння свердловин у подібних умовах. Згідно з правилами безпеки в нафтогазовій промисловості 2013 року, густина розчину розраховується таким чином, щоб гідростатичний тиск стовпа розчину на вибій свердловини та при розкритті продуктивного горизонту перевищував пластовий тиск не менше ніж на: 10% для свердловин глибиною до 1200 м (інтервали 0-1200 м); 5% для інтервалів від 1200 м до проектної глибини.

За потреби густина бурового розчину може бути збільшена, але при цьому максимально допустимий тиск (репресія), з урахуванням гідродинамічних навантажень, має повністю виключати можливість гідророзриву порід або поглинання розчину на будь-якій глибині в межах інтервалу сумісних умов буріння.

В інтервалах, де існує ризик втрати стійкості стінок свердловини **або** плинності порід, параметри бурового розчину визначаються таким чином, щоб забезпечити стабільність стінок свердловини. Важливо, щоб протитиск на пласт під час циркуляції не перевищував тиску гідророзриву пласта для всього інтервалу сумісних умов буріння. Протягом буріння необхідно

постійно контролювати реологічні параметри бурового розчину, щоб запобігти обвалам стінок та розмиву гирла свердловини.

Після збільшення густини розчину за рахунок вибуреної породи до необхідного значення, слід забезпечити якісне очищення бурового розчину. У випадках поглинання бурового розчину рекомендується використовувати в'язкі пачки з наповнювачем (кордове волокно, гумова крихта, тирса, горіхова шкаралупа).

Перед спуском обсадної колони рекомендується обробити буровий розчин мастильною добавкою FK-Lube або іншими подібними речовинами.

Основні компоненти бурових розчинів:

Бентоніт - структуроутворювач, регулятор реології і знижувач водоотдачі бурового розчину, коркообразуючий компонент.

Ca (CO₃)₂ - кольматанта дрібного і середнього помелу, застосовуваний для утворення тонкої фільтраційної кірки і обважнення розчину. Сода каустична - регулятор рН. Desco CF - розчинник застосовується для всіх типів глинистих розчинів. Гаммаксан - біополімер. FK-Lube - змазує добавка для зниження сил тертя і крутного моменту при бурінні наклоннонаправлених горизонтальних свердловин, для профілактики диференціального прихвата. ПЕС-1 - універсальний рідкий піногасник. ПАЦ НВ - застосовується для зниження показників фільтрації бурових розчинів. ПАЦ НВ підходить для зниження водовіддачі безглинистих і малоглинистих розчинів.

Ефективно регулює реологічні в'язкі характеристики бурових розчинів. REATROL - модифікованих крохмаль.

Сода кальцинована - призначена для зниження жорсткості води замішування шляхом осадження катіонів кальцію.

Сода бікарбонат - призначений для зниження рН розчину і осадження кальцію при забрудненні цементом. Вапно гашене - інгібітор набухання і диспіргованія глинистих порід (катіоннообмінні процеси за участю іонів

кальцію Ca ++); регулятор рівня рН висококальцієвих розчинів, нейтралізатор CO₂.

Atren-Bio - бактерицид. ІКD - суміш неіоногенових ПАР; перешкоджає налипанню частинок породи на елементи КНБК та сітки вібросит.

КМЦ 600- застосовується для зниження фільтрації бурового розчину зі збільшенням вязкостних характеристик.

NaCl - застосовується для штучної мінералізації розчину, стабілізує стінки свердловини, шляхом фіксації іонів натрію на місцях катіонного обміну в глинистих мінералах і таким чином переводить їх у більш стабільну ненабухаючу форму. Компоненти бурового розчину є речовинами не більше 4 класу небезпеки і спеціальних вимог при роботі з ними не застосовується. Разом з тим повинні дотримуватися загальні вимоги при роботі з пиловими й нетоксичними хімреагентами: персонал повинен працювати в спецодязі, рукавичках, респіраторях, фартухах, приміщення повинно бути добре провітрюваним і освітленим. В процесі буріння на репресії з промиванням будь-яким типом бурового розчину в околоскважинном зоні формується зона кольматації і зона проникнення фільтрату, фізико-хімічний склад і глибина яких визначають як стійкість пристовбурної зони, так і зниження гідропроводності і фазової проникності продуктивного пласта.

На основі аналізу фундаментальних досліджень в області хімії і біохімії вуглеводів, узагальнення практики буріння свердловин в якості полімерних реагентів для регулювання фільтраційних і реологічних властивостей безглинистих і малоглинистих бурових розчинів використовуються полісахариди. Основною причиною вибору полісахаридів є їх здатність до хімічної і біологічної деструкції, за рахунок чого забезпечується можливість руйнування і видалення кольматаційного шару, що утворюється в процесі буріння, і практично повне відновлення колекторських властивостей пласта.

забрудненням атмосфери та спеціальні служби моніторингу й ліквідації забруднень і загазованості.

Перед початком випробування свердловин необхідно забезпечити герметичність і надійність роботи фонтанної арматури викидних ліній, герметичність резервуарів та гідроізоляцію шламового амбару. Під час очищення свердловини вихідний газ і конденсат слід спалювати, а буровий розчин збирати в шламовий амбар.

У випадку аварії або викиду підприємство зобов'язане повідомити про це контролюючий орган з охорони атмосфери та вжити заходів для усунення джерел і наслідків негативного впливу до гранично допустимих концентрацій забруднення. Контроль за викидами включає дослідження повітряного простору поблизу бурової установки з метою визначення наявності шкідливих компонентів.

Обстеження проводяться протягом 10-15 днів після виявлення забруднення.

Охорона водного середовища охоплює такі ключові напрямки:

- Дотримання нормативної бази. Необхідно суворо виконувати вимоги водного законодавства та всіх відповідних нормативних документів, що стосуються використання та захисту водних ресурсів.
- Запобігання та усунення забруднень. Важливо вживати ефективних заходів для попередження скидання стічних вод і забруднюючих речовин у поверхневі та підземні водні об'єкти. Також передбачаються дії з ліквідації наслідків такого забруднення, якщо воно вже сталося.
- Дотримання правил будівництва та експлуатації водозаборів. Потрібно неухильно виконувати всі встановлені вимоги щодо будівництва та подальшої експлуатації споруд для забору підземних вод.
- Регулярний моніторинг. Необхідно систематично здійснювати контроль за станом водного середовища, щоб вчасно виявляти будь-які зміни та реагувати на них [18].

Конструкція свердловини забезпечує надійну ізоляцію водоносних горизонтів, що використовуються для питного водопостачання.

Технологічний процес буріння передбачає використання замкнутої циркуляційної системи бурового розчину (свердловина – система очищення – насосна станція – свердловина).

Побічні води збираються у відстійних котлованах-нафтовловлювачах для їх очищення від нафтопродуктів та завислих частинок.

Передбачається проведення необхідного обсягу ізоляційно-ліквідаційних робіт для забезпечення охорони надр під час ліквідації свердловини.

Випробувані горизонти, з яких отримано приплив флюїду, ізолюються цементними мостами, а гирло свердловини герметизується та обладнується тумбою і репером [17].

Родючий шар ґрунту навколо бурового майданчика зберігають, знімаючи верхні 0,6 метра ґрунту та складаючи його у вали. Після завершення буріння ці вали розрівнюють і засівають травою або іншими рослинами.

Шламові амбари створюються шляхом виймання ґрунту та облаштуванням насипних валів. Їхнє дно та стінки гідроізолюються поліетиленовою плівкою. Для додаткового очищення стічних вод використовуються ставки-відстійники.

Після завершення будівництва та демонтажу свердловини проводиться рекультивація земель, яка включає внесення нейтралізуючих хімічних реагентів, технічну та біологічну рекультивацію.

Відстійники засипаються, вирівнюються та також вкриваються шаром родючого ґрунту [9].

3.6 Висновки до розділу 3

1. На Мехедівсько-Голотовщинському родовищі передбачається пошуково-розвідувальне буріння чотирьох свердловин. Проектна глибина свердловин: №2 - 5250 м, №4 – 5280, №102 – 5200, №1Г - 5200 м. Спосіб закінчення: спуск експлуатаційної колони, її

цементування з подальшою перфорацією для випробування проектних об'єктів.

2. Параметри бурового розчину під час буріння визначаються на основі гірничо-геологічної характеристики розрізу та досвіду буріння свердловин у подібних умовах.
3. Буріння свердловин є одним із значних джерел забруднення довкілля, що супроводжується викидами токсичних речовин в атмосферу та стічних вод тому слід дотримуватись вимог щодо будівництва свердловин.

$$M_{\text{заг.}} = H_{1\text{св.}} + H_{2\text{св.}} + H_{n\text{св.}} \text{ [м]} \quad (4.1)$$

де, $H_{1\text{св}}$ та $H_{2\text{св}}$ – проектна глибина буріння свердловин різного призначення (пошукові, розвідувальні), м

$$M_{\text{заг}} = 10480 \text{ м}$$

Капітальні вкладення на буріння свердловин складуть:

$$St = K_{\text{б}}^{\text{в}} \cdot n_{\text{св}1+n} + K_{\text{б}}^{\text{пс}} \cdot n_{\text{св}1+n} \text{ , [тис. грн]} \quad (4.2)$$

де, $K_{\text{б}}^{\text{в}}$ – вартість буріння вертикальної свердловини, тис. грн.; $K_{\text{б}}^{\text{пс}}$ – вартість буріння похилоскерованої свердловини, тис. грн; Дані по цим показникам відображені у таблиці 4.1.2; $n_{\text{св}1+n}$ – кількість свердловин вертикальних чи похило–скерованих.

$$75400,8 \cdot 2 = 150801 \text{ (грн)}$$

Приріст запасів на 1 грн витрат дорівнюватиме:

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{заг}} / St \text{ , [млрд. м}^3 \text{]} \quad (4.3)$$

де, $Q_{\text{заг}}$ – геологічні запаси газу, млрд. м³; St – капітальні вкладення на буріння свердловин, тис. грн

$$\text{Гор. В-20в: } 0,224 \text{ млн.м}^3$$

$$\text{Гор В-20н: } 0,207 \text{ млн.м}^3$$

$$\text{Всього: } 0,431 \text{ млн.м}^3$$

$$0,431 \text{ млн.м}^3 / 150801 \text{ грн} = 2,86 \text{ (м}^3/\text{грн)}$$

Вартість 1 м проходки розраховується за формулою:

$$B1_{\text{мпр}} = \frac{B_{\text{св}}}{H} K \text{ , [грн./м]} \quad (4.4)$$

де, K – коефіцієнт інфляції подорожчання (подорожчання) – 5,92; $B_{\text{св}}$ – кошторисна вартість свердловини, (тис. грн.); H – проектна глибина буріння, м

$$B1_{\text{мпр}} = 150801000 \cdot 5,92 / 10480 = 85185 \text{ грн/м}$$

Вартість підготовки 1 тис. м³ газу становить:

$$B_{1000\text{м}^3} = \frac{St}{Q_{\text{заг.}}} \text{ [Грн./ тис. м}^3\text{]} \quad (4.5)$$

$$B_{1000\text{м}^3} = 150801000/431000 = 349,9 \text{ грн/м}^3$$

Приріст запасів на 1 м проходки становить:

$$П = \frac{Q_{\text{заг.}}}{M_{\text{заг.}}} \text{ [тис.м}^3\text{/м]} \quad (4.6)$$

$$П = 431000/10480 = 41,13 \text{ (м}^3\text{/м)}$$

Приріст очікуваних запасів на 1 свердловину:

$$П1_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{заг.}}}{\text{кількість св.}} \text{ [тис.м}^3\text{]} \quad (4.7)$$

$$П1 = 431000/2 = 215500 \text{ (тис.м}^3\text{)}$$

Річний прибуток від розробки розвіданих запасів газу:

$$Пр = (Ц - С) Q g K - T \text{ , [грн]} \quad (4.8)$$

де, Пр – річний прибуток, грн; Ц – ціна 1000 м³ газу без ПДВ та ренти (для розрахунку взята ціна за 2025 рік.-9000 грн); С – собівартість видобутку 1000 м³ газу (для розрахунку взята ціна за 2025 рік.- 7430 грн); Q – об'єм ресурсів (431 тис.м³) газу, який підлягає розробці; g - середньорічний темп видобутку (5 %); К – коефіцієнт вилучення газу (0,9); Т – вартість тематичних досліджень (85 000 грн).

Згідно з зазначеними показниками річний прибуток від освоєння очікуваних запасів газу складе [24]:

$$Пр = (9000 - 7430) \cdot 431000 \cdot 0,05 \cdot 0,9 - 85000 = 30365150 \text{ грн}$$

Така специфіка підвищує ризик: порушення норм безпеки на таких об'єктах можуть призвести до значно серйозніших наслідків, ніж на великих стаціонарних підприємствах. Тому охорона праці та запобігання травматизму потребують тут особливої уваги.

Кожен етап і кожна операція в геологорозвідувальному комплексі має свої унікальні особливості як за змістом і обсягом, так і за вимогами до умов та безпеки праці [2].

5.2. Розробка заходів з охорони праці на Мехедівсько-Голотовщинському родовищі

Система управління охороною праці (СУОП) на підприємствах і в організаціях Державної служби геології та надр України — це комплексний підхід, що поєднує організаційні, технічні, економічні та правові заходи для створення безпечних і здорових умов праці. Вона інтегрована як невід'ємна частина загальної системи управління геологорозвідувальним виробництвом. СУОП охоплює всіх працівників підпорядкованих підприємств та організацій. Відповідно до галузевої та внутрішньої структури підприємств, виділяють такі рівні управління охороною праці:

- Перший рівень (I): Охоплює безпосередні об'єкти робіт, такі як бурові установки, геофізичні зағони, дільниці, майстерні та індивідуальні робочі місця.
- Другий рівень (II): Включає виробничі підрозділи (наприклад, підрозділи виробничо-технічного забезпечення), які об'єднують декілька об'єктів робіт і підпорядковані третьому рівню.
- Третій рівень (III): Представляє собою структурні підрозділи підприємства, що підпорядковуються четвертому рівню управління.
- Четвертий рівень (IV): Відповідає за геологічні підприємства, які мають статус юридичної особи.

- (V): Державна служба геології та надр України здійснює загальне керівництво та координацію питань охорони праці по всій галузі.

Керівники третього та четвертого рівнів управління зобов'язані призначати відповідний рівень управління охороною праці для кожного підрозділу. Це робиться наказом, враховуючи специфіку виробництва, структуру підприємства та функції підпорядкованих одиниць. Вони також розподіляють обов'язки серед керівного персоналу, визначають завдання та функціональні зв'язки між підрозділами та службами управління виробництвом. Всі ці аспекти, включаючи повний спектр питань охорони праці, відображаються в положеннях про служби та підрозділи і деталізуються в посадових інструкціях [12].

Керівники всіх рівнів управління несуть повну відповідальність за вирішення виробничих завдань у поєднанні з питаннями охорони праці. Вони також забезпечують інженерну, кадрову та матеріально-технічну підтримку для створення безпечних і здорових умов праці.

Безпосередні виконавці робіт несуть відповідальність за дотримання всіх встановлених технологій, регламентів, чинних інструкцій, норм і правил охорони праці в межах своїх посадових обов'язків.

Управління охороною праці (ОП) має на меті розв'язання низки ключових завдань та організацію відповідних заходів, зокрема:

- Планування всієї діяльності у сфері ОП.
- Дотримання вимог і стандартів ОП на етапах проектування та виконання робіт.
- Професійний відбір, підготовка, підвищення кваліфікації працівників, їх навчання безпечним методам праці та проведення інструктажів.
- Гарантування безпеки при експлуатації виробничого обладнання, проведенні виробничих процесів, а також при будівництві та використанні будівель і споруд.
- Лікувально-профілактичне та медичне забезпечення персоналу.
- Організація санітарно-побутового обслуговування працівників.

- Поліпшення санітарно-гігієнічних умов праці.
- Встановлення оптимальних режимів праці та відпочинку для працівників.
- Забезпечення працівників спецодягом, взуттям та всіма необхідними засобами індивідуального й колективного захисту.
- Розслідування та облік нещасних випадків, пожеж, аварій, дорожньо-транспортних пригод та професійних захворювань.
- Стимулювання діяльності у сфері ОП.
- Вивчення та поширення передового досвіду безпечного ведення робіт.
- Проведення науково-дослідних робіт у галузі ОП.
- Організація впровадження положень та вимог СУОП передбачає:
- Розробку положень про служби та підрозділи, які деталізують усі завдання з ОП відповідно до їхньої специфіки.
- Розподіл обов'язків щодо конкретних завдань з ОП між керівниками, спеціалістами, робітниками та службовцями.
- Створення посадових інструкцій.
- Визначення чіткого порядку планування та проведення всіх видів робіт з ОП, контролю, оцінки та оперативного забезпечення ОП, перевірки виконання проєктів, технологічних регламентів, посадових обов'язків, заходів, наказів і розпоряджень, а також застосування заходів до порушників.
- Роботодавець зобов'язаний створити на кожному робочому місці в усіх структурних підрозділах належні умови праці згідно з нормативно-правовими актами та забезпечити дотримання прав працівників у сфері ОП. З цією метою роботодавець повинен забезпечити ефективне функціонування СУОП, що включає:
- Створення відповідних служб та призначення відповідальних посадових осіб з питань ОП, затвердження інструкцій, що регламентують їхні права, обов'язки та відповідальність, а також контроль за їхнім дотриманням.

- Сприяння укладенню колективного договору та забезпечення реалізації комплексних заходів для досягнення встановлених нормативів і підвищення рівня ОП.
- Виконання необхідних профілактичних заходів відповідно до змінних умов.
- Впровадження сучасних технологій, науково-технічних досягнень, засобів механізації та автоматизації виробництва, а також поширення позитивного досвіду в галузі ОП.
- Забезпечення належного утримання будівель, споруд, виробничого обладнання та устаткування, а також моніторинг їхнього технічного стану.
- Усунення причин нещасних випадків та професійних захворювань, а також здійснення профілактичних заходів, визначених комісіями з розслідування цих причин.

Керівництво підприємства організовує низку заходів для забезпечення охорони праці:

- Аудит та дослідження. Проводить аудит охорони праці, лабораторні дослідження умов праці, а також оцінює технічний стан виробничого обладнання, устаткування та будівельних споруд. Усе це виконується у встановлені законодавством терміни, а за підсумками цих заходів вживаються дії для усунення небезпечних та шкідливих виробничих факторів.
- Атестація робочих місць. Проводить атестацію робочих місць, щоб перевірити їх відповідність вимогам виробничої безпеки та санітарно-гігієнічним умовам. Це також робиться у встановлені законодавством терміни.
- Мінімізація ризиків. Розробляє заходи для мінімізації впливу небезпечних та шкідливих виробничих факторів.
- Розробка внутрішніх нормативних актів. Займається розробкою та затвердженням положень, інструкцій та інших внутрішніх актів з

охорони праці. Ці документи встановлюють правила виконання робіт і поведінки працівників на території підприємства, у виробничих приміщеннях, на будівельних майданчиках та робочих місцях, відповідно до нормативно-правових актів з охорони праці. Підприємство також забезпечує працівників цими актами безоплатно.

- Безпечні методи праці та співпраця. Гарантує впровадження безпечних методів праці та співпрацює з працівниками у сфері охорони праці.
- Контроль. Здійснює контроль за тим, як працівники дотримуються технологічних процесів, правил поводження з машинами, механізмами, устаткуванням та іншими засобами виробництва, а також за використанням засобів колективного та індивідуального захисту і виконанням робіт відповідно до вимог охорони праці.

Кожен працівник зобов'язаний:

- Знати та дотримуватися правил внутрішнього трудового розпорядку, а також піклуватися про власну безпеку та здоров'я, а також про безпеку й здоров'я оточуючих під час виконання будь-яких робіт або перебування на території підприємства.
- Знати й виконувати вимоги нормативно-правових актів з охорони праці, правила експлуатації машин, механізмів, обладнання та інших виробничих засобів, а також використовувати засоби колективного та індивідуального захисту.
- У встановленому законодавством порядку проходити попередні та періодичні медичні огляди (відповідно до статті 7 Закону України «Про охорону праці»).
- Співпрацювати з роботодавцем у створенні безпечних і здорових умов праці. Також необхідно самостійно вживати посильних заходів для усунення будь-якої виробничої ситуації, що загрожує життю чи здоров'ю працівника, інших людей або довкіллю, та негайно інформувати про таку небезпеку свого безпосереднього керівника або іншу відповідальну особу.

Роботодавці та керівники структурних підрозділів мають право, у межах своєї компетенції та згідно з встановленим порядком:

- Забезпечувати виконання наказів та вказівок (як письмових, так і усних) з питань охорони праці.
- Застосовувати заходи впливу, аж до звільнення або усунення з посади, до керівників підпорядкованих підрозділів, інших посадових осіб та працівників, які не виконують своїх обов'язків щодо створення здорових та безпечних умов праці. Ці дії здійснюються відповідно до чинного законодавства та колективного договору.
- Припиняти виконання робіт та експлуатацію обладнання, якщо виявлені порушення вимог охорони праці.
- Вирішувати питання щодо заохочення передових колективів та окремих працівників за безпечне та безаварійне ведення робіт [11].

Керівники структурних підрозділів і служб, провідні спеціалісти (інженери, технологи, геологи тощо), а також майстри в межах своїх посадових обов'язків мають право:

- Видавати підлеглим працівникам обов'язкові до виконання розпорядження щодо усунення порушень правил і норм охорони праці, технології та порядку проведення робіт.
- Зупиняти виконання робіт на об'єктах та експлуатацію обладнання, якщо існує загроза життю та здоров'ю працівників.
- Подавати керівництву пропозиції про притягнення до відповідальності осіб за порушення проектів та технологій ведення робіт, правил і норм безпеки, а також про заохочення працівників та колективів, які демонструють високі показники з охорони праці.
- Відстороняти від роботи осіб, які порушують трудову дисципліну, встановлений технологічний порядок ведення робіт та вимоги безпеки.
- Пропонувати покращення у роботі з охорони праці.

Працівник має право:

- Відмовитися від небезпечної роботи. Відмовитися від дорученої роботи, якщо виникла ситуація, що загрожує його життю чи здоров'ю, життю чи здоров'ю оточуючих або виробничому чи навколишньому середовищу. У такому випадку працівник зобов'язаний негайно повідомити про це свого безпосереднього керівника або роботодавця. За необхідності факт такої небезпеки підтверджується спеціалістами з охорони праці підприємства за участі представника профспілки та страхового експерта з охорони праці.
- Розірвати трудовий договір. Розірвати трудовий договір за власним бажанням, якщо роботодавець порушує законодавство про охорону праці або не дотримується умов колективного договору з цих питань. У такому разі працівникові виплачується вихідна допомога у розмірі, передбаченому колективним договором, але не менше тримісячного заробітку.
- Брати участь в обговореннях. Долучатися до розгляду та обговорення проектів планів з покращення охорони праці, а також вносити пропозиції, спрямовані на поліпшення умов і безпеки праці.
- Працівники, винні у порушенні законодавства та інших нормативних актів з охорони праці, а також ті, хто створює перешкоди для діяльності посадових осіб органів державного нагляду та представників профспілок, несуть дисциплінарну, адміністративну, матеріальну та кримінальну відповідальність згідно з чинним законодавством та колективним договором.
- Планування заходів з охорони праці, спрямованих на забезпечення безпечних і здорових умов праці, здійснюється згідно з перспективними та поточними планами, розробленими в кожному структурному підрозділі.
- Зміст, порядок розробки, погодження, затвердження та фінансування цих планів визначаються чинним положенням.

Пропонується така система планування робіт з охорони праці за рівнями управління виробництвом:

- Перспективне планування. Здійснюється Державною службою геології та надр України.
- Перспективне та поточне планування. Виконується геологічними (дочірніми) підприємствами. Це планування реалізується у формі комплексних заходів, спрямованих на покращення безпеки, гігієни праці та виробничого середовища.

Поточне планування робіт з охорони праці інтегрується у колективний договір. У цьому розділі передбачаються:

- Соціальні гарантії для працівників у сфері охорони праці на рівні, не нижчому за встановлений законодавством.
- Обов'язки працівників.
- Комплексні заходи для досягнення встановлених нормативів безпеки, гігієни праці та виробничого середовища, підвищення існуючого рівня охорони праці, санітарно-побутового забезпечення, а також запобігання виробничому травматизму, професійним захворюванням та аваріям.

Комплексні заходи з питань охорони праці є невід'ємною частиною колективного договору (угоди) та обов'язково узгоджуються з відповідним профспілковим органом [7].

5.2.1. Заходи з техніки безпеки

Розміщення технологічного обладнання та запірної арматури на об'єктах облаштування нафтових та газових родовищ має забезпечувати зручність та безпеку їх експлуатації, можливість проведення ремонтних робіт.

Конструкція обладнання повинна запобігати підвищенню або зниженню тиску за межі допустимих значень як при нормальному режимі експлуатації, так і при аварійних ситуаціях. Для технологічних ліній, призначених для скидання надлишкового тиску з технологічного обладнання та його

безпечного спорожнення, слід передбачати захист від впливу пожежі (теплоізоляція, водяне зрошення) на час, необхідний ефективного функціонування ліній.

Ємнісне технологічне обладнання, автоматичне випорожнення якого неможливе при виникненні аварії, має бути забезпечене запобіжними пристроями, що забезпечують скидання надлишкового тиску при дії на нього можливої пожежі.

Скидання газів (парів) від запобіжних клапанів, встановлених на обладнанні з горючими газами і рідинами, слід направляти до спеціальних систем скидання (факельна установка, свічка розсіювання), керованою (за сигналами систем протиаварійного захисту) запірною арматурою.

Трубопроводи, що містять ЛЗР, ГР і ГР, повинні мати введення зовні, безпосередньо в приміщення, в якому встановлено обладнання, що їх використовує. Введення слід розташовувати вище від планувальної позначки землі з урахуванням вимог щодо запобігання розливу горючих продуктів за межі приміщення. Не допускається виконувати введення у підпіллях, підвалах тощо. У місцях перетину даними трубопроводами огорожувальних конструкцій будівель та споруд із пористих матеріалів повинні встановлюватись гільзи з негорючих матеріалів.

Необхідно забезпечити можливість відключення куща свердловин від загальної нафтогазозбірної мережі родовища. Запірна арматура повинна мати дистанційне та автоматичне керування сигналами систем протиаварійного захисту.

Повідомлення внутрішнього простору технологічних апаратів, резервуарів і трубопроводів ЛЗР та ГР з навколишньою атмосферою повинно здійснюватися тільки через призначені для цього технологічні лінії та дихальні пристрої, обладнані вогнеперешкодниками.

Конструкція вогнезапобіжників та рідинних запобіжних затворів повинна забезпечувати надійну локалізацію полум'я з урахуванням умов експлуатації.

Повинні бути передбачені заходи, що запобігають можливості влучення ГР та ГР у разі аварійних ситуацій на технологічному обладнанні на шляху та маршрути евакуації протягом часу, необхідного для евакуації людей.

Конструкція та/або спосіб розміщення технологічного обладнання з газовим конденсатом, ЛЗР та ГР повинні запобігати розтіканню проток при їх розгерметизації за межі майданчиків та приміщень. Майданчики та приміщення слід обладнати дренажними системами, параметри яких забезпечують пожежобезпечне аварійне зливання всього вмісту зазначеного обладнання. Пристрій дренажних мереж повинен унеможливити поширення по них, в результаті аварійних витоків, горючих речовин з однієї зони в іншу. Мережі дренажних систем слід виконувати з негорючих матеріалів. Спосіб розміщення запірної арматури, насосного обладнання, роз'ємних з'єднань та інших джерел можливих витоків горючих речовин повинен забезпечувати збирання та пожежобезпечне видалення горючих продуктів (наприклад, шляхом використання піддонів, дренажних систем).

Не допускається застосовувати гнучкі з'єднання (шланги, металорукави) як стаціонарні трубопроводи для ЛЗР, ГР та ГР, якщо вони спеціально не призначені для цього. Теплоізоляцію технологічних апаратів, резервуарів, трубопроводів та іншого обладнання слід виконувати з негорючих матеріалів. Дозволяється застосовувати теплоізоляцію зовнішніх технологічних трубопроводів з горючих матеріалів за умови влаштування покривного шару з негорючих матеріалів. При цьому в місцях входу та виходу комунікацій із будівель та споруд слід передбачати вставки завдовжки не менше 3 м із негорючих або важкогорючих матеріалів.

Все обладнання та трубопроводи, що мають нагріті поверхні, необхідно захистити теплоізоляцією або пристроями, що запобігають перевищенню температури поверхні величини, що становить 80% від стандартної температури самозаймання речовин і матеріалів, що перебувають у приміщенні (зовнішній установці).

Продування основного та допоміжного технологічного обладнання, в якому можливе обіг горючих речовин, перед введенням або виведенням з експлуатації, а також перед проведенням ремонтних та регламентних робіт слід здійснювати інертним газом або водяною парою.

5.2.2 Заходи з виробничої санітарії на Мехедівсько-Голотовщинському родовищі

Приведення санітарно-гігієнічних умов праці до належного рівня має відповідати стандартам, будівельним нормам і правилам, а також санітарним нормам. Це забезпечується шляхом:

- регулярного контролю за санітарно-гігієнічними умовами праці;
- атестації робочих місць з метою покращення санітарно-гігієнічних умов праці та впровадження заходів для зменшення впливу шкідливих, несприятливих і небезпечних виробничих факторів;
- створення служби та організації постійного радіаційного контролю на виробництвах, де використовуються радіоактивні речовини та джерела іонізуючого випромінювання;
- реалізації комплексних заходів для поліпшення безпеки, гігієни праці та виробничого середовища, включаючи нормалізацію санітарно-гігієнічних умов;
- ліквідації виробництв, технологічних процесів, робочих місць та виведення з експлуатації обладнання, що не відповідають санітарно-гігієнічним стандартам;
- застосування засобів колективного захисту (звукопоглинальних матеріалів, шумоізоляційних перегородок та амортизаторів) на робочих місцях з високим рівнем шуму та вібрації;
- забезпечення об'єктів робіт системами опалення для підтримання нормального мікроклімату (за винятком бурових установок відкритого типу);

- ведення обліку працівників, зайнятих у шкідливих умовах праці та на важких роботах (включаючи жінок), і надання їм відповідних пільг та компенсацій.

Забезпечення працівників спеціальним одягом, спеціальним взуттям та засобами індивідуального захисту (ЗІЗ) здійснюється відповідно до чинних норм шляхом:

- своєчасного придбання спецодягу, спецвзуття та ЗІЗ;
- перевірки, випробування, зберігання, обліку, видачі та контролю використання спецодягу, спецвзуття та ЗІЗ;
- організації своєчасного ремонту, прання, дезінфекції та випробування спецодягу, спецвзуття та ЗІЗ;
- вивчення умов праці працівників, залучених до нових видів виробництва (технологічних процесів), для розробки та внесення обґрунтованих пропозицій щодо уточнення типових норм безплатної видачі спецодягу, спецвзуття та ЗІЗ.

Роботодавець компенсує працівникові витрати на придбання спецодягу, спецвзуття, а також засобів індивідуального захисту, якщо встановлений нормами термін видачі цих засобів порушено і працівник був змушений придбати їх за власні кошти.

Забезпечення раціональних режимів праці і відпочинку передбачається для всіх категорій працюючих з урахуванням специфіки їх праці шляхом:

- вивчення режимів праці і відпочинку працюючих, зайнятих у специфічних умовах геологорозвідувального виробництва, розробки і впровадження за погодженням з профспілковим органом підприємства фізіологічно обґрунтованих режимів праці і відпочинку;
- забезпечення вахтових селищ, польових таборів, баз і підбаз санітарнопобутовими комплексами;
- організації контролю за дотриманням режимів праці і відпочинку працівників, в тому числі жінок і підлітків.

Лікувально-профілактичне та санітарно-побутове обслуговування здійснюється шляхом:

- забезпечення підприємств, цехів та виробництв з переважним складом працюючих жінок кімнатами гігієни;

- навчання персоналу правилам надання першої медичної допомоги і забезпечення робочих об'єктів (робочих місць) медичними аптечками;

- забезпечення вахтових селищ та польових таборів пунктами громадського харчування, оснащеними обладнанням та інвентарем;

- забезпечення працюючих на роботах зі шкідливими умовами праці спецхарчуванням, молоком чи рівноцінними продуктами.

Основними показниками стану охорони праці є:

- кількість нещасних випадків;
- коефіцієнт частоти травмування;
- коефіцієнт тяжкості травмування;
- загальна кількість днів непрацездатності;
- чисельність працівників, які працюють у шкідливих умовах.

Дані про кількість працівників у несприятливих умовах збираються у підрозділах усіх рівнів на основі вимірювань відповідних параметрів та атестації робочих місць.

Збір інформації з охорони праці на об'єктах та в підрозділах першого та другого рівнів управління здійснюється безпосередніми керівниками в поточному режимі. На підприємствах третього та четвертого рівнів управління цю функцію виконують спеціальні служби, призначені керівництвом.

Інформація, що передається між рівнями управління, включає:

- запити на матеріальні та трудові ресурси, необхідні для усунення порушень безпеки праці, які не можуть бути ліквідовані силами даного підрозділу;

- термінові повідомлення про нещасні випадки, аварії, пожежі, зупинки роботи об'єктів, випадки втрати вибухових матеріалів, радіоактивних речовин тощо.

Підприємства третього та четвертого рівнів управління подають державну статистичну звітність за встановленими формами у визначені терміни.

Контроль та забезпечення безпечних умов праці спрямовані на запобігання та усунення відхилень від проєктів, технологічних регламентів, паспортів обладнання, норм, стандартів, правил безпеки та встановленого порядку виконання робіт.

Керівник робочої ланки (бригадир, бурильник, ланковий, машиніст, старший робітник тощо), наділений правами посадової особи, перед початком зміни отримує завдання, спільно з робітниками та громадськими інспекторами з охорони праці перевіряє справність обладнання, інструменту, контрольно-вимірювальних приладів, засобів захисту, оформлює прийняття зміни в журналі та приймає рішення про початок (або продовження) робіт. У процесі роботи він контролює дотримання вимог проєкту, технологічних регламентів, паспортів, інструкцій з безпечного ведення робіт та охорони праці, запобігає та усуває порушення норм і правил охорони праці. Якщо усунути порушення власними силами неможливо, він заносить їх до журналу з охорони праці, вживає заходів для запобігання травмуванню та аваріям (аж до зупинки робіт), одночасно інформуючи безпосереднього керівника, а за його відсутності – керівника вищого рівня. На індивідуально організованих робочих місцях (водій, моторист дизельної електростанції, компресорної тощо) працівник діє за аналогічним порядком і несе відповідальність за безпеку на своєму робочому місці.

Керівник першого рівня управління (майстер, начальник геологічного загону, бурової, автоколони, лабораторії, виконроб тощо) на початку кожної зміни видає завдання на виконання робіт. За участі громадського інспектора з охорони праці він перевіряє стан охорони праці на об'єктах, повноту та якість виконання безпосередніми виконавцями їхніх обов'язків, вимог проєкту,

технологічних регламентів, паспортів, правил та інструкцій з безпечного ведення робіт. Він приймає рішення про продовження або припинення робіт та організовує усунення виявлених порушень. Порушення, які не можуть бути усунені на місці, заносяться до журналу, і керівник вживає заходів для їх усунення.

Керівник другого рівня управління - керівник геологорозвідувальної партії (нафторозвідки), дільниці, цеху, шахти, підрозділу матеріально-технічного забезпечення, підлеглого третьому рівню управління аналізуючи інформацію, яка поступає з першого рівня управління, про стан безпеки на об'єктах, вживає оперативних заходів щодо надання допомоги в усуненні порушень. Коректує, у разі необхідності, рішення керівника першого рівня з питань припинення або продовження робіт. За участю представника з охорони праці відповідного профоргану організовує силами підлеглих йому спеціалістів контрольну перевірку стану безпеки на підпорядкованих об'єктах з розрахунку охоплення їх усіх перевіркою на протязі місяця. Виявлені порушення заносяться в журнал з охорони праці. При кожному відвідуванні підпорядкованих об'єктів робіт також звертає увагу на питання охорони праці і виявлені порушення записує в журналі.

Під час перевірки обов'язково контролюється виконання раніше виданих приписів спеціалістами будь-якого рівня з відповідною відміткою в журналі з охорони праці. Оцінюється рівень безпеки праці на об'єктах та якість роботи їхніх керівників, вносяться пропозиції щодо коригування розміру надбавок до заробітної плати (як у бік зменшення, так і збільшення).

На третьому рівні управління роботодавець підприємства (експедиції, заводу тощо) створює під своїм керівництвом комісію з питань охорони праці. До її складу входять головний інженер, заступники керівника, головні спеціалісти, керівники та провідні спеціалісти відділів і служб, а також представник профспілки з питань охорони праці. Ця комісія розробляє та впроваджує графік комплексних перевірок групами фахівців усіх підрозділів другого рівня управління не рідше одного разу на квартал. Перевірка

проводиться у присутності керівника об'єкта (майстра, виконроба, механіка) та уповноваженого представника трудового колективу з питань охорони праці. За результатами обстеження комісія складає акт перевірки об'єкта, який передається службі охорони праці. Виявлені порушення фіксуються в журналі з охорони праці об'єкта.

Керівник підрозділу третього рівня управління за допомогою своїх заступників та головних спеціалістів (головного інженера, заступників начальника (директора), головного механіка, головного енергетика, головного технолога, начальника виробничого відділу та інших фахівців на розсуд власника) організовує оперативний контроль за станом охорони праці шляхом виконання вимог-заявок з нижчих рівнів та їх передачі, за необхідності, на четвертий рівень управління. Рішення, прийняті на нижчих рівнях щодо зупинки або продовження робіт, розглядаються та коригуються з урахуванням вжитих заходів. Також проводяться планові перевірки стану охорони праці на всіх об'єктах робіт протягом кварталу.

Виявлені порушення і недоліки записуються до журналу з охорони праці на об'єкті. Окрім того, складається акт (довідка), що передається в службу охорони праці, з пропозиціями щодо покращення стану охорони праці на перевірених об'єктах, а також профілактичної роботи в цьому напрямку керівників і спеціалістів першого-другого рівнів управління, методів економічного впливу на колектив чи окремих порушників. Щомісячно на виробничих нарадах необхідно розглядати ефективність застосування СУОП із зверненням особливої уваги на якісне і своєчасне виконання функцій контролю і забезпечення стану охорони праці керівниками і спеціалістами першого, другого і третього рівнів управління, роботу підкомісій, а також застосування заходів економічного впливу, з заслуховуванням, у разі необхідності, окремих керівників підрозділів, заступника керівника і головних спеціалістів про проведену ними профілактичну роботу і виконання посадових обов'язків. Рішення наради оформляється наказом керівника підрозділу підприємства.

Керівник служби охорони праці щотижня на нарадах при керівництві підрозділу інформує про стан виробничої безпеки на об'єктах робіт.

Керівник підприємства раз у півріччя доповідає про стан справ з охорони праці і виконання колективного договору на конференції (зборах) трудового колективу.

Контроль та забезпечення умов праці на четвертому рівні управління здійснюються за аналогічним порядком, як і на третьому, з деякими змінами в регламенті та обсязі перевірок:

- Комплексні перевірки структурних підрозділів комісіями проводяться щоквартально в 1-2 структурних підрозділах.
- Комісія четвертого рівня управління перевіряє організацію роботи апарату та підпорядкованих підрозділів, контролюючи стан охорони праці не менше ніж у половині виробничих підрозділів другого рівня та вибірково – на об'єктах робіт. За результатами перевірки складається акт у двох примірниках, один з яких надається керівнику перевіреного підрозділу, а другий – службі охорони праці четвертого рівня.

5.3. Пожежна безпека на родовищі

Нафтогазові комплекси є об'єктами підвищеної небезпеки. Це обумовлено займистістю та горючістю рідких вуглеводнів, присутністю та обігом у технологічних процесах нафтогазових об'єктів великої кількості пожежо- та вибухонебезпечних речовин та матеріалів, великою оснащеністю електричними установками. Пожежна небезпека таких підприємств надзвичайно висока, що підтверджують серйозні надзвичайні події, що періодично виникають

Відповідно до законодавства до підприємств нафтогазового комплексу висувається низка нормативних вимог, виконання яких спрямоване на мінімізацію ризику виникнення НП та шкоди від аварії, якщо вона таки сталася.

По-перше, при проектуванні комплексу неприпустимо розміщувати технологічне обладнання всередині будівельних об'єктів, які за геометричною конфігурацією здатні утворити зони застою, скупчення газів (включаючи їх пари).

По-друге, товарно-сировинні парки, окремі резервуари зберігання рідких, зріджених вуглеводнів у складі виробничих підприємств повинні розміщуватись на нижчих відмітках рельєфу щодо будівельних об'єктів. Їх необхідно обносити вентильованою огорожею, виготовленою з негорючих матеріалів. Якщо ж розмістити наземні резервуари вище за сусідні будівельні об'єкти не є можливим, у цьому випадку повинні виконуватися заходи щодо виключення можливості розтікання проток небезпечних речовин при аваріях до будівель, технологічних споруд

По-третє, заборонено прокладати надземні технологічні трубопроводи, призначені для транзитного транспортування вибухопожежонебезпечних, отруйних речовин, під будівельними об'єктами підприємств, а також зовнішніми стінами, дахами будівель, незалежно від ступеня стійкості до вогню, естакадів, окремих опор, колон, виготовлених з гор

По-четверте, у виробничих, складських приміщеннях, де є ймовірність виділення газів, парів, які можуть призвести до утворення вибухонебезпечних концентрацій, промислові покриття для підлоги повинні виконуватися з антистатичних і/або матеріалів, що розсіюють електрику

По-п'яте, не допускається проведення евакуації через приміщення будівельних об'єктів, майданчики зовнішніх технологічних установок із можливим виділенням вибухопожежонебезпечних, токсичних сполук.

По-шосте, протипожежні розриви між будівельними об'єктами повинні забезпечувати неможливість переходу пожежі від одного об'єкта до іншого.

Недотримання цих вимог безпеки можуть спровокувати на підприємствах переробки вуглеводневої сировини різні аварії: пожежі, вибухи.

Найчастіше це відбувається за порушення технологічних регламентів виробничих процесів під час проведення вогневих робіт; за порушення правил монтажу, ремонту технологічних установок, обладнання, трубопроводів; внаслідок зносу, виробничого обладнання, систем трубопроводів, експлуатації електричних мереж, обладнання та апаратури захисту через негерметичність резервуарів, сполучної арматури; через неправильно спроектовані, неякісно змонтовані та пошкоджені системи блискавкозахисту (заземлення).

Забороняється зберігати паливо та обтиральні матеріали в одному приміщенні з двигунами внутрішнього згоряння.

Паливні резервуари для двигунів внутрішнього згоряння слід розміщувати на відстані не менше 40 метрів від зовнішніх стін будівель та споруд бурової установки. Паливопровід повинен мати два запірні пристрої: один біля паливного резервуару, а другий – біля машинного приміщення на відстані не менше 5 метрів від його зовнішньої стіни.

Паливна ємність та установка повинні мати обвалування, достатнє для запобігання розливу палива та мастильних матеріалів на території бурової та під агрегатні приміщення під час їх перекачування. Якщо двигуни

внутрішнього згоряння розташовані в окремому приміщенні, всередині допускається встановлення паливного бака об'ємом не більше 200 літрів.

Вихлопні гази від двигунів внутрішнього згоряння бурових установок необхідно відводити на відстань не менше 10 метрів від гирла свердловини та не менше 5 метрів від обшивки привідного блоку (при горизонтальному прокладанні вихлопної труби) або не менше 1,5 метра вище гребеня даху привідного блоку (при вертикальному прокладанні вихлопних труб). Вихлопні труби повинні бути оснащені іскрогасниками та оливовловлювачами, а їхнє розташування має запобігати потраплянню вихлопних газів на робочі місця бурової установки. У місцях проходження через стіни, підлогу чи дах приміщень вихлопні труби слід встановлювати в герметичних пристроях з негорючого матеріалу з межею вогнестійкості не менше 45 хвилин.

Розташування трансформаторів (підстанцій) повинно виключати їхнє затоплення буровим розчином та стічними водами. Приміщення силового приводу вишкового та насосного блоків бурової мають ретельно провітрюватися для видалення нафтових парів. Робота дизелів або електродвигунів дозволяється лише після перевірки відсутності вибухонебезпечної суміші в повітрі.

Нафту для промивальних ванн слід транспортувати до свердловини в герметично закритих ємностях. Труби, що використовуються як для заливання нафти в ємності, так і для її прокачування в свердловину, повинні бути надійно заземлені. Відпрацьовану нафту після промивальних ванн необхідно зливати лише в промислову каналізацію або спеціальні ємності; зливати її на землю заборонено.

Викидні трубопроводи для відведення газу повинні бути обладнані факельною установкою, розміщеною з підвітряного боку на відстані не менше 50 метрів від гирла свердловини. Територію навколо факельної установки в радіусі 30 метрів необхідно позначити попереджувальними

знаками. Підпалювання газу у факельній установці слід здійснювати дистанційно за допомогою спеціального запалювального пристрою.

Житлові, побутові та адміністративні вагончики для вахтових бригад слід розташовувати на відстані, що дорівнює висоті вишки плюс 10 метрів, але не менше 60 метрів від гирла свердловини.

5.4 Висновки до розділу 5.

1. Фахівець повинен вміти забезпечувати пожежну безпеку на своєму та підпорядкованих робочих місцях, а саме: виявляти фактори, що можуть призвести до пожежі, та оцінювати потенційні наслідки пожежі для працівників; визначати категорію приміщень за рівнем вибухопожежної небезпеки; згідно з нормативними документами оцінювати відповідність виробничих приміщень, обладнання та технологічних процесів вимогам пожежної безпеки.

2. Слід дотримуватись заходів протипожежної безпеки на родовищі. На кожному підприємстві обов'язково розробляються загальна інструкція з пожежної безпеки для всього об'єкта та окремі інструкції для всіх приміщень з підвищеною пожежною або вибухопожежною небезпекою.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У результаті виконання роботи можна зробити такі висновки:

1. Встановлено, що візейські відклади мають широке просторове розповсюдження. Візейські відклади мають широке просторове розповсюдження і розкриті повністю або частково всіма пошуково-розвідувальними свердловинами. Формування теригенних відкладів продуктивного горизонту В-20 відбувалось в умовах прибережного мілководдя з високою гідродинамічною активністю водного середовища.

2. Виявлено, що літологічно нижньовізейські відклади умовно поділяються на теригенну та карбонатну товщі. Продуктивний горизонт В-20 поширений на всій площі родовища і здебільше представлений двома пластами пісковиків, які складають два окремі горизонти В-20в і В-20н.

3. Визначено, що фільтраційно-ємнісні властивості порід колекторів за даними керну становлять: відкрита пористість колекторів в середньому для газонасиченої частини покладів горизонтів В-20в і В-20н відповідно становить 10,5% і 9,8%. Середнє значення газопроникності по продуктивній частині горизонту В-20в становить 50,3 мД, по горизонту В-20н - 12 мД.

4. Обґрунтовано буріння чотирьох свердловин. Пошукові свердловини 2, 1Г; розвідувальні свердловини: 4 і 102. Визначено основні перспективи газоносності Мехедівсько-Голотовщинського, що пов'язані з горизонтом візейського ярусу: В-20в, В-20н.

5. Розраховано перспективні запаси газу у кількості 430,5 тис.м³ газу. Річний прибуток від освоєння очікуваних запасів газу складе: 30,37 млн/грн. Виходячи з результатів проведених досліджень виконання пошуково-розвідувальних робіт на Мехедівсько-Голотовщинському родовищі є економічно-ефективними.