

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

Навчально-науковий інститут нафти і газу До захисту
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій завідувач кафедри В. Вольченко
Спеціальність 103 Науки про Землю

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Оцінювання термобаричних умов і фільтраційно-смієсних властивостей
колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища

Пояснювальна записка

Керівник

Старший викладач Вольченкова А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ

А. Вольченкова
підпис, дата

Виконавець роботи

Шабатура К.С.

студент, ПІБ

група 401-НЗ

К.С. Шабатура
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

Старший викладач Вольченкова А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

А. Вольченкова

Консультант за 2 розділом

Старший викладач Вольченкова А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

А. Вольченкова

Консультант за 3 розділом

Ст. Векла Векла К.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

К.О. Векла

Консультант за 4 розділом

доц. Кесяренич Д.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Д.М. Кесяренич

Консультант за 5 розділом

Старший викладач Вольченкова А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

А. Вольченкова

Дата захисту 21.06.2023

Полтава, 2023

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

“ 01 ” 21 2023 року

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Шабатура Катерина Сергіївна

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Оцінювання термобаричних умов і фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища

2. Керівник проекту (роботи) старший викладач Вольченкова А.В.

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від 20 квітня 2017 року

№33-67

3. Строк подання студентом проекту (роботи) 20 червня 2023 р.

4. 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.

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

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|--------------------|---|--------------------|--------------------|
| | | завдання видав | завдання прийняв |
| Геологічна частина | Романенкова А.В. | <i>[Signature]</i> | <i>[Signature]</i> |
| Спеціальна частина | Романенкова А.В. | <i>[Signature]</i> | <i>[Signature]</i> |
| Технічна частина | Мостерню М.А. | <i>[Signature]</i> | <i>[Signature]</i> |
| Економічна частина | Робк М.О. | <i>[Signature]</i> | <i>[Signature]</i> |
| Охорона праці | Романенкова А.В. | <i>[Signature]</i> | <i>[Signature]</i> |

7. Дата видачі завдання 1.05.23

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Етапи підготовки | Термін виконання |
|-------|-----------------------------|------------------|
| 1 | Геологічна частина | 04.05–14.05 |
| 2 | Спеціальна частина | 15.05–25.05 |
| 3 | Технічна частина | 26.06–07.06 |
| 4 | Економічна частина | 08.06–10.06 |
| 5 | Охорона праці | 10.06–12.06 |
| 6 | Попередні захисти робіт | 12.06–14.06 |
| 7 | Захист бакалаврської роботи | 14.06–25.06 |

Студент

Керівник проекту (роботи)

[Signature]
(підпис)

[Signature]
(підпис)

Шабатура К.С.
(прізвище та ініціали)

Романенкова А.
(прізвище та ініціали)

| | | | |
|------|------|----------|--------|
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис |
| | | | |

АНОТАЦІЯ

В даному дипломному проекті на тему “Оцінювання термобаричних умов і фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища” нами було досліджені прогностні показники розробки родовища, а також виконаний аналіз методів інтенсифікації припливу нафти до видобувних свердловин, розгляд стану фонду та технологічних режимів роботи свердловин. На основі вищевказаних досліджень, розраховані технологічні параметри здійснення розробки родовища, підібрано матеріали та обладнання для його проведення, а також розраховано технологічну ефективність від реалізації даного процесу та розраховано новий технологічний режим роботи свердловини. Після проведення досліджень нами було підібрано необхідне обладнання для експлуатації і капітального ремонту свердловини. Також ми розраховали техніко-економічну ефективність застосування проектних рішень та запропонували заходи з охорони праці як при експлуатації свердловини й родовища, так і при проведенні технологічного процесу дії на привибійну зону свердловини.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ДП.ВНГІГ.6 МВ-.12143.00.000 ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 3 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

ANNOTATION

In the given diploma project on a theme "Evaluation of thermobaric conditions and filtration-capacity properties of collectors of the viscan layer of the lower carboniferous of the Nizhnivsky deposit" we investigated the predictive indicators of the deposit development, as well as performed an analysis of the methods of intensifying the flow of oil to the production wells, considered the state of the fund and technological modes of operation wells. On the basis of the above-mentioned studies, the technological parameters of the development of the field were calculated, the materials and equipment for its implementation were selected, as well as the technological efficiency of the implementation of this process was calculated and a new technological mode of operation of the well was calculated. After carrying out research, we selected the necessary equipment for the operation and overhaul of the well. We also calculated the technical and economic efficiency of the application of design solutions and proposed occupational health and safety measures both during the operation of the well and deposit, as well as during the technological process of action on the near-cut area of the well.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ДП.ВНГІГ.6 МВ-.12143.00.000 ПЗ</i> | <i>Арк.</i> |
| <i>Змн.</i> | <i>Арк.</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підпис</i> | <i>Дата</i> | | 4 |

ЗМІСТ

| | |
|--|----|
| ВСТУП | 7 |
| 1. ГЕОГОЛОГІЧНА ЧАСТИНА | 9 |
| 1.1. Географо-економічні умови | 9 |
| 1.2. Геолого-геофізична вивченість..... | 3 |
| 1.3. Геологічна будова | 4 |
| 1.3.1. Стратиграфія..... | 4 |
| 1.3.2. Тектоніка..... | 8 |
| 1.3.3. Нафтогазоносність | 11 |
| 1.3.4. Гідрогеологічна характеристика..... | 13 |
| 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА | 15 |
| 2.1. Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт | 15 |
| 2.1.1. Обґрунтування постановки робіт | 20 |
| 2.1.2. Система розміщення свердловин | 21 |
| 2.1.3. Промислово-фізичні дослідження | 22 |
| 2.1.4. Відбір керна, шламу і флюїдів | 23 |
| 2.1.5. Лабораторні дослідження | 24 |
| 2.1.6. Оцінка перспективності площі..... | 25 |
| 3.ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА | 27 |
| 3.1. Гірничо-геологічні умови буріння | 27 |
| 3.2. Обґрунтування конструкції свердловини | 29 |
| 3.3. Режими буріння | 32 |
| 3.4. Характеристика бурових розчинів | 37 |
| 3.5. Охорона надр та навколишнього середовища | 42 |
| 4.ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА | 49 |
| 4.1. Основні техніко-економічні показники геологорозвідувальних робіт..... | 49 |
| 4.2. Вартість та геолого-економічна ефективність проєктованих робіт..... | 50 |
| 5. ОХОРОНА ПРАЦІ | 56 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ДП.ВНГІГ.6 МВ-.12143.00.000 ПЗ</i> | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 5 |

| | |
|--|-----------|
| 5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт | 56 |
| 5.3. Розробка заходів з охорони праці | 57 |
| 5.4. Заходи з техніки безпеки | 60 |
| 5.5 Пожежна безпека..... | 62 |
| ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ..... | 66 |
| ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ..... | 67 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ДП.ВНГіГ.6 МВ-.12143.00.000 ПЗ</i> | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 6 |

ВСТУП

У сучасному світі нафтогазова промисловість відіграє важливу роль у забезпеченні енергетичних потреб суспільства. Одним з основних джерел вуглеводнів є глибоководні та шельфові родовища. Для успішної експлуатації та раціонального видобутку нафти та газу в цих родовищах необхідне детальне вивчення їх фільтраційно-ємнісних властивостей та умов, в яких вони розташовані.

Одним із родовищ, які варто детально дослідити, є колектори візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища. Цей ярус характеризується наявністю великої кількості глибоководних та шельфових родовищ, що мають значний потенціал для видобутку нафти та газу. Однак, для ефективного використання цих родовищ необхідно вивчити їх термобаричні умови та фільтраційно-ємнісні властивості.

Мета: оцінити термобаричні умови і фільтраційно-ємнісні властивості колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища. Оцінка цих параметрів дозволить краще зрозуміти геологічну будову і нафтогазоносність родовища, їхню потужність, можливість видобутку нафти та газу, а також покращити ефективність нафтогазового видобутку.

Об'єктом даної роботи є колектори візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища.

Завдання:

1. Проведення аналізу літературних джерел та наукових публікацій з проблематики вивчення колекторів візейського ярусу нижнього карбону.
2. Визначення методів оцінювання термобаричних умов та фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів.
3. Аналіз геологічних даних, які відносяться до колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | ДП.ВНГІГ.6 МВ-.12143.00.000 ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 7 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

4. Виконання обчислень та моделювання для оцінки термобаричних умов та фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів.

5. Аналіз результатів та формулювання висновків щодо оцінки термобаричних умов та фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища.

Актуальність даної роботи полягає в тому, що розробка ефективних стратегій видобутку нафти та газу з родовищ візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища є важливим завданням для нафтогазової промисловості. Знання про термобаричні умови та фільтраційно-ємнісні властивості колекторів дозволить ефективно планувати та виконувати роботи з експлуатації родовищ, забезпечуючи стабільний та оптимальний видобуток вуглеводнів.

Таким чином, вивчення термобаричних умов та фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища є актуальним завданням, яке сприятиме покращенню вибору стратегій видобутку нафти та газу з цих родовищ і забезпечить раціональне використання нафтогазових ресурсів.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ДП.ВНГІГ.6 МВ-.12143.00.000 ПЗ</i> | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 8 |

1. ГЕОГОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1. Географо-економічні умови

В адміністративному відношенні Нижнівське нафтове родовище розташоване на території Гадяцького та Лохвицького районів Полтавської області, на відстані 15-20 км на схід від Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища [12].

У безпосередній близькості від родовища знаходяться міста Гадяч, Лохвиця, Ромни, Глинськ, Прилуки, Бахмач, Зіньків, Миргород і села Качаново, Петрівка-Роменська, Краснознаменка, Червонозаводське, Ярошівка та інші (рис. 1), які зв'язані між собою мережею ґрунтових і асфальтованих доріг.

На 5 км південніше родовища проходить асфальтована дорога Суми-Київ, на 8-10 км південніше – залізнична лінія Гадяч-Лохвиця з найближчою станцією Веніславівка.

В орогідрографічному відношенні район родовища є рівниною, що слабо покривається горбами, з розвинутою мережею річкових долин, ярів і балок. Розташований він на лівобережжі р. Дніпро з його притоками Сула, Хорол. Тут же є ряд дрібних річок. Береги їх асиметричні: праві – круті, ліві – низькі. Долини річок сильно заболочені. Найвищі відмітки земної поверхні досягають +175 м, найнижчі – +115 м.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура рівна +7 °С. Найхолодніший місяць січня має середньодобову температуру – –6 – –8 °С, найтепліший місяць липень – +20 °С. Середньорічна кількість опадів досягає 550 мм [21].

В економічному відношенні даний район є переважно сільськогосподарським, але достатньо розвинена й місцева промисловість. У зв'язку з відкриттям нафтових і газових родовищ інтенсивно розвивається нафто- і газодобувна промисловість. Побудовано декілька

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | ДП.ВНГІГ.6 МВ-.12143.00.000 ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 9 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

нафто- і газопроводів. Газ, що видобувається, подається по газопроводу на Талалаївку з передачею на Червонопартизанське підземне газосховище. Нафта, конденсат і попутний газ перекачуються по продуктопроводу на Гнідинцівський газобензиновий завод.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ДП.ВНГІГ.6 МВ-.12143.00.000 ПЗ</i> | <i>Арк.</i> |
| <i>Змн.</i> | <i>Арк.</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підпис</i> | <i>Дата</i> | | <i>10</i> |

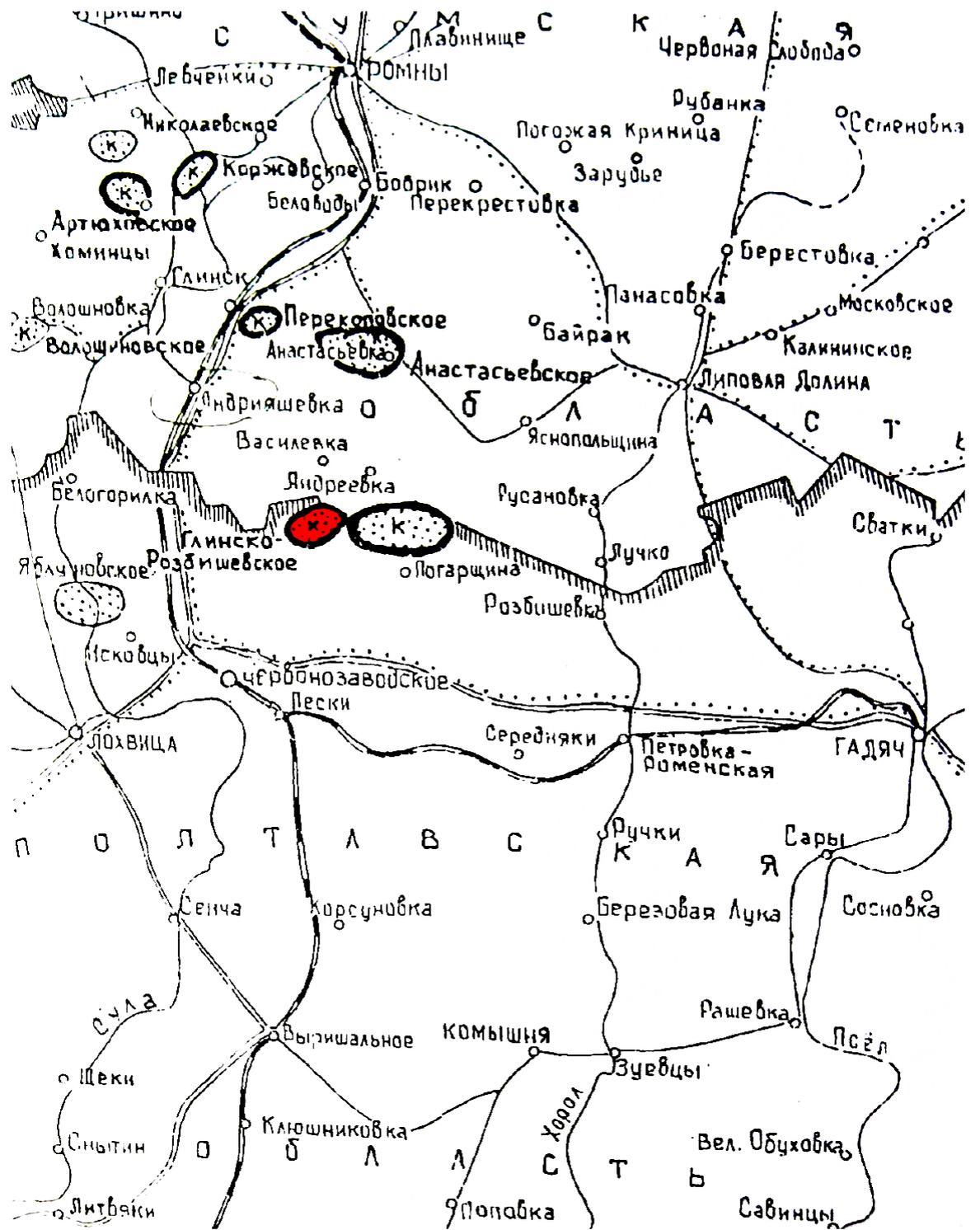


Рис. 1.1. – Оглядова карта.

| | | | | |
|------|------|----------|--------|------|
| | | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |

ДП.ВНГІГ.6 МВ-.12143.00.000 ПЗ

Арк.

11

1.2. Геолого-геофізична вивченість

Геолого-геофізичне вивчення Нижнівського родовища виконувалось по аналогії з Погарщинським підняттям.

В геологічній будові вищезазначеного родовища беруть участь палеозойські, мезозойські та кайнозойські відклади. Поклади характеризується складною геологічною будовою та ускладненими умовами вилучення нафти з експлуатаційних об'єктів. Нафтогазоносність пов'язана з продуктивними горизонтами карбону. Породами-колекторами цих горизонтів виступають пісковики та алевроліти [19].

В межах ділянки робіт виконано великий обсяг геофізичних досліджень, що включає в себе сейморозвідувальні дослідження, гравіметричні, електророзвідувальні та магнітометричні роботи. За результатами сейморозвідки побудовані структурні плани мезозойських, пермських та верхньо-, середньо- та нижньо-кам'яновугільних відкладів. Буріння параметричних, пошукових, розвідувальних, експлуатаційних свердловин на суміжних площах підтвердило геофізичні дані.

Сейсмічними роботами встановлено, що Нижнівська структура по своїй будові являє собою є асиметричну брахіантиклінальну складку північно-західного простягання з більш крутим північно-східним крилом і пологим південно-західним.

Аналіз структурних карт по відбиваючих горизонтах візейських, серпуховських та башкирських ярусів свідчить про наявність розривних порушень. Схожа тектоніка переважає і на Погарщинській структурі, тому за аналогією з цією структурою Нижнівське родовище є також перспективною на пошуки вуглеводнів.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 3 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Площа робіт глибоким бурінням не вивчена. Геологічна характеристика розрізу вивчена глибоким бурінням на суміжному Погарщинському родовищі.

1.3. Геологічна будова

1.3.1. Стратиграфія

Палеозойська група

Палеозойська група представлена девонською, кам'яновугільною і пермською системами.

Девонська система

Відкладення цієї системи відносяться до верхнього відділу девону і представлені франським і фаменським ярусами.

Франський ярус представлений кам'яною сіллю євлановсько-лівенського горизонту і невеликою по потужності зоною брекчії над сіллю, умовно відносно до франського ярусу. Розкрита товщина відкладень досягає 77 м.

Фаменський ярус представлений вулканогенно-осадовою товщею, що складається з пісковиків, аргілітів, доломіту і туфів. В склепінні Погарщинського підняття товщина відкладень фаменського ярусу складає 217 м. На Нижнівському піднятті ці відкладення не виділені. Тут на соленосних утвореннях франського ярусу залягають відкладення кам'яновугільної системи.

Кам'яновугільна система

Ця система представлена утвореннями нижнього, середнього і верхнього відділів.

Нижній відділ

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|----------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 4 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Відкладення нижнього карбону залягають на розмитій поверхні девону і представлені турнейським, візейським і серпухівським ярусами.

Турнейський ярус. Відкладення турнейського ярусу розкриті не повсюдно. Вони залягають на розмитій поверхні девону.

Відкладення турне представлені аргілітами з підлеглими прошарками пісковиків, алевролітів, рідше вапняків, доломіту і вулканічних туфів. Розкрита товщина досягає 166 м.

Нижньовізейський під'ярус виділений за фауністичними даними і представлений, в основному, вапняками з прошарками пісковиків і аргілітів.

Товщина нижньовізейських відкладень – 193-273 м.

Верхньовізейські відкладення представлені чергуванням аргілітів з пластами пісковиків, вапняків і кам'яного вугілля.

На Нижнівському піднятті велика кількість мікрофауни дозволяє детально розчленувати верхньовізейське відкладення на ряд мікрофауністичних горизонтів. Товщина верхнього візею коливається від 600 до 900 м.

Серпухівський ярус. Відкладення серпуховського ярусу залягають на розмитій поверхні верхньовізейських шарів. Вони складені аргілітами з пропластками вапняків і пісковиків, алевролітами і аргілітами, що часто заміщаються. Товщина цих відкладень – 136-192 м.

Середній відділ

Відкладення середнього відділу карбону представлені башкирським і московським ярусами.

Башкирський ярус. По літологічному складу і фауні відклади башкирського ярусу розчленовуються на нижньобашкирський і верхньобашкирський під'яруси. Нижньобашкирський під'ярус складений вапняками з прошарками аргілітів. Ці вапняки, відомі під назвою "башкирської плити", є геологічним репером. По підшві башкирської плити проходить межа нижнього і середнього карбону. Верхньобашкирський

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|----------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 5 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

під'ярус представлений піщано-глинистими відкладами з прошарками вапняків. Товщина башкирського ярусу змінюється від 400 до 535 м.

Московський ярус. Породи московського ярусу представлені чергуванням пісковиків і аргілітів, у верхній частині відкладів зустрічаються прошарки вапняків. Підосва ярусу проводиться на підставі мікрофауністичних даних і приурочується до геофізичного репера, відповідного підосві пласта Б-1-2. В кривлі ярусу просліджується регіональний маркуючий вапняк М₉. Товщина ярусу – 338-430 м.

Верхній відділ

Відкладення верхнього карбону залягають незгідно на утвореннях московського ярусу. Верхня межа проводиться по підосві піщаної пачки порід, що відноситься до нижньої пермі. Відкладення представлені глинами, аргілітами, пісковиками. Товщина верхньокам'яновугільних відкладів – 337-406 м.

Пермська система

Пермська система представлена нижньопермським відділом. Відкладення залягають на розмитій поверхні кам'яновугільних відкладів. В межах Погарщинського підняття величина розмиву складає більше 20 м.

Нижній відділ

На Погарщинському піднятті присутні тільки низи нижнього відділу пермі, оскільки нижньопермські відкладення піддавалися розмиву в переднижньопермський час. Більш повно ці відкладення представлені на Нижнівському піднятті, де вони виділяються в об'ємі картамишської і микитівської свит.

Картамишська свита складається з теригенних піщано-глинистих утворень. Товщина їх в результаті розмиву змінюється від 96 до 206 м. Відкладення микитівської свити збереглися на занурених ділянках північно-західної перекліналі Нижнівського підняття. Микитівська свита представлена тріщинуватими вапняками і ангідритами з прошарками глин, рідше за

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|----------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 6 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

пісковики. Хомогенні утворення микитівської свити незгідний залягають на теригенних відкладеннях картамишської свити. Товщина свити – 0-39 м.

Загальна товщина нижньопермських відкладень коливається від 96 до 245 м.

Мезозойська група

Представлені відкладами тріасу, юри і крейди.

Тріасова система

Стратиграфічно вище за відкладення нижньої пермі на їх розмитій поверхні залягає потужна товща континентальних піщано-глинистих порід, що відносяться, по аналогії з іншими площами ДДЗ, до тріаса. Літологічно вона підрозділяється на чотири товщі: глинисто-піщану, піщано-карбонатну, глинисту і піщано-глинисту. Сумарна товщина тріасових відкладів – 549-870 м.

Юрська система

Відклади юрської системи представлені двома відділами: середнім і верхнім. У складі верхнього відділу виділяються байоський і батський яруси, кожний з яких підрозділяється на два під'яруси. Літологічні відкладення представлені пісковиками, глинами, алевролітами. Їх товщина – 135-170 м.

Верхній відділ представлений келовейським, оксфордським і кімериджським ярусами. Межа між середнім і верхнім відділами проводиться по кривлі мікрошаруватих глин верхнього бату. Літологічно верхній відділ представлений глинами з прошарками алевролітів і пісковиків, озерно-лагунними утвореннями. Загальна товщина відкладень верхнього відділу – 235-275 м.

Крейдяна система

Відкладення крейдянної системи представлені нижнім і верхнім відділами. Нижня крейда залягає на розмитій поверхні кімеріджа. Складний він пісками, пісковиками і глинами. Їх товщина – 130-160 м.

Верхня крейда представлена синоманським, туронським, коньякським, сантонським, кампанським і маастрихським ярусами, які залягають на

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|----------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 7 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

розмитій поверхні нижньої крейди, літологічно верхня крейда складна кварцево-глауконітовими пісками і пісковиками, мергелями і крейдою. Товщина – 450-535 м.

Кайнозойська група

Відкладення кайнозойської групи представлені палеогенової, неогенової і четвертної системами.

Палеогенова система

Відкладення палеогенової системи залягають на розмитій поверхні верхньокрейдяних порід. В їх об'ємі виділяються утворення мантської, канівської, бучакської, київської і харківської свит. Загальна товщина цих відкладень – 200-250 м.

Неогенова система

Відкладення нерозчленованої неогенової системи представлені пісками і пісковиками полтавської світи і горизонтом строкатих глин загальною товщиною до 75 м.

Четвертна система

Четвертні відкладення, широко поширені на родовищі, залягають незгідно на неогенових і палеогенових породах. Представлені вони глинами, лесовидними суглинками, алювіально-делювіальними породами. Сумарна товщина системи досягає 40 м [27].

1.3.2. Тектоніка

Глинсько-Розбишівське родовище приурочено до однойменного Глинсько-Розбишівському валу, розташованого в приосьовій самій зануреній частині Дніпровсько-Донецької западини. Цей вал ускладнений двома локальними брахіантиклінальними підняттями, витягнутими в північно-західному напрямі – Погарщинськом і Нижнівському.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 8 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

До теперішнього часу Погарщинське і Нижнівське підняття достатньо вивчені розвідувальним і експлуатаційним бурінням.

Нижнівське підняття є ускладненням Глинсько-Розбишівського валу, і розташовано на північний захід від Погарщинського на одній з ним осі, але

більш занурене.

Нижнівське підняття є скритодіапіровою структурою з передкам'яновугільним, глибоким заляганням девонського соляного ядра. Св. 20, пробуреної в присклепінній частині підняття, сіль розкрита на глибині 4783 м[35].

В структурному відношенні Нижнівське підняття є асиметричною брахіантиклінальною складкою північно-західного простягання з більш крутим північно-східним крилом і пологим південно-західним. По покрівлі візейського горизонту В-15 кути падіння порід на північно-східному крилі складають 15-20°, на південно-західному – 10-15°. Північно-західна перикліналь подовжена, полого, кут падіння порід тут не перевищує 8-10°. Південно-східна перикліналь дещо укорочена, плавно переходить в прогин, що розділяє Нижнівське і Погарщинське підняття. Амплітуда прогину не перевищує 20 м. В межах замкнутої ізогіпси мінус 3550 м розміри складки складають 3,6х1,1 км, амплітуда її – близько 60 м.

Складка розбита скидами на три тектонічні блоки. Склепіння складки у вигляді грабена опущено по скиду Іч Південно-західне крило ускладнено скидом ІІч.

Всього зафіксовано 23 підсічки скидових порушень. Тут спостерігається збільшення амплітуди скидів з глибиною і наявність мережі малоамплітудних порушень у верхніх горизонтах осадового комплексу.

Основні порушення, що простежуються на велику глибину і ділять продуктивну частину на ряд блоків, помічені на структурних картах і профілях цифрами з літерою "ч".

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 9 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Скид Іч простежується навхрест простягання в склепінній південно-східній частині підняття і на північно-східному крилі, відсікаючи південно-західну перикліналь. На північно-західному крилі цей скид не простежується, оскільки повністю компенсується в присклепінній частині приєднуючим до нього скидом Пч. Скид Іч підсікається св. 222 у відкладах тріасу, св. 20 – башкірського ярусу, св. 11 – візейського. Амплітуда скидання – 20-35 м. Напрямок падіння північно-західний, кут нахилу площини скидання - 75-85°.

Скид Пч на північно-східному крилі підняття має субмеридіональне простягання, потім напрям траєкторії скиду змінюється, і в центральній присклепінній частині він проходить майже паралельно простяганню структури. В південно-західній частині структури скид Пч зчленовується з скидом Іч, повністю компенсуючись останнім. Скид підсічено св. 3 (верхня перм), св. 25, 26, 35, 36 (середній карбон св. 5, 28, 32, 33, 34, 44, 46, 50 (карбон)). Амплітуда його складає 35-50 м. Напрямок падіння площини скидання східний і північно-східний, кут падіння – 50-70°[40].

По відношенню до Погарщинського підняття Нижнівське занурене по візейським відкладах на 350-400 м, по серпуховським – на 300 м, по мос-ковських – на 150, по юрських – на 100 м.

Амплітуда перевищення одного підняття щодо іншого пов'язана з історією розвитку Глинсько-Розбишівського валу.

Слід тільки відзначити, що на Нижнівському піднятті як і на Погарщинському, встановлені стратиграфічні і кутові неузгодження: передпалеогенове, переднижньопермське, передвізейське і переддевонське. Стратиграфічні неузгодження найбільш виражені між хемогенними і теригенними осадами нижньої пермі, між системами мезозою і кайнозою. Встановлено також, що найінтенсивніше зростання Нижнівського підняття відбувається в середньо-кам'яновугільній і переднижньопермській час. В мезозойський час спостерігається

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|----------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 10 |

інтенсивне зростання Погарщинського підняття на фоні спокійної поведінки Нижнівського [11].

Сучасний структурний план Нижнівського підняття створено в палеогеновий час.

1.3.3. Нафтогазоносність

Нафтогазонасичені пласти мезозою і палеозою виявлені в центральній привісній частині ДДЗ, де разом з Глинсько-Розбишівським родовищем Гадяцьке, Харківцівське, Андріяшівське, Яблунівське, Радченківське, Гоголівське і інші родовища утворюють Полтавський нафтогазопромисловий район.

Промислова нафтогазоносність Нижнівського родовища пов'язана з продуктивними горизонтами карбону. Перші притоки нафти тут одержані в 1969 р. при випробуванні горизонту С-3 св. 20. Дебіти нафти склали 67-104 т/добу на 6 мм штуцері. Пізніше, в результаті дорозвідки родовища, промислові притоки нафти і газу були одержані з продуктивних горизонтів верхнього, середнього і нижнього карбону. До теперішнього часу, в розрізі родовища в інтервалі глибин 1800-4750 м, встановлено продуктивних горизонтів С-3 (К-19) верхнього і В-16 (К-27), В-17 (К-28) візейського ярусу нижнього карбону[7].

До Нижнівського підняття приурочено 2 поклади: С-3 і В-15-16. Поклад гор. С-3 розкритий 10 свердловинами і розглядається як пластовий, склепінний. ВНК підсікається св. 30 на абсолютній відмітці мінус 3206,3 м. Площа покладу – 1,62 км², висота його 31 м, глибина залягання 3353 м, товщина нафтонасиченого колектора – 7,6 м.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|----------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 11 |

З нижчезалягаючими пісковиками горизонту В-15(К-26) пов'язаний нафтогазовий поклад, який розкритий 39 свердловинами. Відмітка ГНК для всіх блоків Нижнівського підняття, також як і на Погарщинському піднятті проведений на абсолютній відмітці мінус 3626 м. ВНК на відмітці – 3680 м. Нафтогазовий поклад класифікується як пластовий, склепінний, тектонічно і літологічно обмежений. Площа складає 10,2 км², висота 146 м, середня глибина залягання 3777 м, середня насичена товщина пласта – 5,2 м.

З колекторами горизонту В-16 (К-27) пов'язано два нафтогазові поклади в блоках 1, 2 і 3, По типу пастки поклад в блоках 1, 2 пластовий, склепінний тектонічно обмежений. Розкритий 33 свердловинами. ГНК прийнятий як і у вищезалягаючому горизонті на абсолютній відмітці мінус 3626 м, ВНК на відмітці мінус 3688 м. Площа покладу 9,1 км², висота 115 м, середня глибина залягання 3788 м, середня товщина насиченого пласта 18,3 м [18].

Другий поклад цього горизонту, приурочений до блоку 3, розкритий 6 свердловинами. ВНК проводиться умовно на рівні подошви продуктивного пласта у св. 36, що відповідає абсолютній відмітці мінус 3643 м. ГНК відбивається на тій же відмітці, що і на Погарщинському піднятті на відмітці мінус 3626 м. Площа її значно менших розмірів близько 2 км², висота 49 м, середня глибина залягання 3763 м, ефективна товщина пласта 8,9 м.

Два газові поклади пов'язано з колекторами горизонту В-17 (К-28), що залягає на 60-70 м нижче попереднього. Пластовий склепінний поклад блоку 1 розкритий 4 свердловинами, обмежений тектонічними порушеннями і зовнішнім контуром газоносності. ГНК підсікається у св. 11, 46 на абсолютній відмітці мінус 3678 м. Площа покладу в межах вищеописаних меж складає близько 1 км², висота – 35 м, середня глибина залягання – 3826 м, середня газонасичена товщина – 7,8 м.

Газовий поклад блоків 2 і 3 (декілька великих розмірів) розкритий 6 свердловинами. Площа пластового, склепінного, тектонічно і літологічно обмеженого покладу 1,7 км², висота 23 м. ГНК підсікається у св. 43 на абсолютній відмітці -3695,2 м.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 12 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

З горизонтом В-17 пов'язано два поклади : блоку 1 і блоку 3.

Нафтовий поклад блоку 1 пластова, тектонічно і літологічно обмежена. Вона розкритий 2 свердловинами. ВНК підсікається у св. 101 на абсолютній відмітці мінус 3769 м. Площа невелика (0,8 км²), висота 35 м, середня глибина залягання 3912 м, середня товщина пласта 2,7 м.

Поклад блоку 3 за розмірами ще менше. Він розкритий 2 свердловинами. ГВК прийнятий умовно на рівні подошви продуктивного пласта у св. 50. Площа 0,17 км², висота – 8 м.

Найнижчим промислово-газоносним на Нижнівському піднятті є горизонт В-22 (К-33) і з ним пов'язаний один поклад блоку 1. Розкритий поклад 3 свердловинами. ГВК підсікається у св. 20 на абсолютній відмітці - 4178 м. Поклад пластовий, склепінний тектонічно і літологічно обмежений. Площа його рівна 1,59 км², висота 112 м, глибина залягання - 4283 м, товщина колектора продуктивного пласта - 3,6 м [43].

У результаті, на Глинсько-Розбишівському родовищі є 32 продуктивні горизонти нафти і газу, у тому числі на Погарщинському піднятті 6 нафтових, 6 нафтогазових і 14 газових, на Нижнівському 6 горизонтів: 1 - нафтовий, 3 - нафтогазових, 2 - газових.

1.3.4. Гідрогеологічна характеристика

Гідрогеологічна характеристика Нижнівського родовища включає в себе опис водних ресурсів, їх розподіл, властивості та гідродинамічні умови в підземних водах.

Одним з головних аспектів гідрогеологічної характеристики є визначення водоносних горизонтів та їх складових. Вода в родовищі може бути присутня як міжпорідкова вода, яка насичує пористі та проникливі гірські породи, або як тріщинова вода, яка знаходиться у тріщинах та розломах.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 13 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Важливими параметрами гідрогеологічної характеристики є розподіл пористості та проникності гірських порід. Ці параметри впливають на здатність порід до зберігання та перенесення води.

Геологічна структура родовища, така як складки, перетини розломів та порушення, також можуть впливати на гідродинамічні умови та розподіл підземних вод.

1.3.5. Висновки до розділу 1

Нафтогазонасичені пласти мезозою і палеозою виявлені в центральній привісьовій частині ДДЗ, де разом з Глинсько-Розбишівським родовищем Гадяцьке, Харківцівське, Андріяшівське, Яблунівське, Радченківське, Гоголівське та інші родовища утворюють Полтавський нафтогазопромисловий район.

Промислова нафтогазоносність Нижнівського родовища пов'язана з продуктивними горизонтами карбону.

У регіоні Нижнівського родовища спостерігаються різноманітні тектонічні структури. Складки, що утворилися в результаті гірських процесів, можуть створювати сприятливі умови для формування та зберігання вуглеводнів. Родовище має певний потенціал для видобутку нафти та газу.

Самим нижнім промислово-газоносним на Нижнівському піднятті є горизонт В-22 (К-33) і з ним пов'язаний один поклад блоку 1. Однак, точна нафтогазоносність родовища може бути різною в різних зонах та ділянках.

Вода в родовищі може бути присутня як міжпорова вода, яка насичує пористі та проникні гірські породи, або як тріщинна вода, яка знаходиться у тріщинах та розломах.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 14 |

2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1. Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт

Метою аналізу термобаричних умов і фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища є наступні наступні цілі:

1. Вивчення потенційного нафтогазоносного потенціалу: основною метою може бути визначення наявності та потенційної продуктивності нафтогазоносного родовища візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища. Для цього необхідно вивчити термобаричні умови, пористість, проникність та інші фільтраційно-ємнісні властивості гірських порід, що входять в склад колектора.

2. Оцінка можливості видобутку та продуктивності: аналіз термобаричних умов і фільтраційно-ємнісних властивостей дозволить оцінити можливості видобутку нафти та газу з візейського ярусу. Вивчення пористості, проникності та розподілу газу та нафти в родовищі дозволить прогнозувати його продуктивність та ефективність видобутку.

3. Розробка оптимальної стратегії видобутку: аналіз фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів допоможе визначити оптимальну стратегію видобутку нафти та газу з візейського ярусу. Враховуючи пористість, проникність, насиченість родовища та інші фактори, можна розробити плани розробки, включаючи вибір способів видобутку, оптимальні параметри свердловин та інші фактори, що впливають на ефективність видобутку.

4. Вивчення резервуару та міграції газу та нафти: аналіз термобаричних умов і фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів допоможе вивчити геологічну структуру родовища, розподіл газу та нафти

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|----------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 15 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

в гірських породах та процеси міграції. Це дасть змогу краще розуміти умови утворення та розподіл нафтогазових родовищ візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища.

5. Забезпечення безпеки та стійкості видобутку: аналіз термобаричних умов і фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів також важливий для забезпечення безпеки та стійкості процесу видобутку нафти та газу. Вивчення цих параметрів допоможе визначити межі безпечної експлуатації родовища та розробити заходи для запобігання можливим аварійним ситуаціям.

Отже, метою аналізу термобаричних умов і фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища є вивчення потенціалу родовища, оцінка продуктивності, розробка стратегії видобутку, вивчення геологічної структури та міграції, а також забезпечення безпеки та стійкості процесу видобутку [26].

Задачі аналізу термобаричних умов і фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища включають:

1. Вимірювання та оцінка термобаричних умов: одна з задач полягає в зборі даних про температуру та тиск в районі розташування родовища. Це може включати встановлення геотермічного градієнта, проведення геотермічних вимірювань, збір та аналіз даних з свердловин та інших джерел.

2. Визначення фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід: задачі, пов'язані з фільтраційно-ємнісними властивостями колекторів, можуть включати визначення пористості та проникності гірських порід. Це може вимагати проведення лабораторних випробувань зразків гірських порід, використання геофізичних методів, таких як геоелектрична томографія або аналіз даних з раніше свердловин.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 16 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

3. Вивчення розподілу газу та нафти: одна з задач аналізу полягає в вивченні розподілу газу та нафти в родовищі. Це може включати використання сейсмічних даних для визначення структури родовища, вивчення міграції газу та нафти, а також визначення насиченості родовища газом та нафтою.

4. Моделювання та прогнозування продуктивності родовища: задача моделювання полягає в розробці математичних моделей для прогнозування продуктивності родовища на основі отриманих даних про термобаричні умови та фільтраційно-ємнісні властивості. Це може включати чисельне моделювання потоку газу та нафти в колекторах, проведення сценарних аналізів та оптимізацію видобутку.

5. Оцінка ефективності та стабільності видобутку: задачі аналізу також можуть включати оцінку ефективності та стабільності видобутку з урахуванням термобаричних умов і фільтраційно-ємнісних властивостей. Це може вимагати проведення аналізу динаміки видобутку, вивчення впливу температури та тиску на продуктивність свердловин, а також визначення оптимальних параметрів видобуткових методів та обладнання.

Ці задачі допомагають отримати більш детальну інформацію про потенціал родовища, розробити ефективні стратегії видобутку та забезпечити стійкий та безпечний процес видобутку нафти та газу [39].

Методика аналізу термобаричних умов і фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища може включати наступні кроки:

1. Збір даних: першим кроком є збір відповідних даних про родовище. Це може включати геологічні дані, результати свердловинних робіт, геофізичні дані, дані про термобаричні умови тощо.

2. Геологічне моделювання: наступним кроком є створення геологічної моделі родовища. Це включає побудову трьовимірної моделі геологічної структури, враховуючи геологічні характеристики, такі як структурні складові, покладистість, пористість, проникність тощо.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 17 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

3. Лабораторні випробування: для визначення фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів проводяться лабораторні випробування на зразках гірських порід. Це включає вимірювання пористості, проникності, насиченості розчиненими речовинами та інших параметрів, які впливають на видобуток нафти та газу.

4. Аналіз даних: зібрані дані про термобаричні умови та фільтраційно-ємнісні властивості підлягають аналізу. Це може включати статистичний аналіз даних, геофізичну інтерпретацію, побудову графіків та інших методів обробки даних.

5. Моделювання та прогнозування: за допомогою отриманих даних та аналізу можна розробити математичні моделі для прогнозування продуктивності родовища та визначення оптимальної стратегії видобутку. Це може включати чисельне моделювання потоку нафти та газу, оптимізацію режимів видобутку та інші методи моделювання.

6. Оцінка ризиків та безпеки: важливо також провести оцінку ризиків та безпеки з урахуванням термобаричних умов і фільтраційно-ємнісних властивостей. Це допоможе визначити можливі проблеми та впливати на стратегію видобутку, забезпечуючи безпеку та стійкість процесу.

Це загальна методика аналізу, але конкретні кроки можуть варіюватися в залежності від доступних даних, розмірів родовища та конкретних цілей дослідження [13].

Обсяг проєктованих робіт з аналізу термобаричних умов і фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища може варіюватися в залежності від конкретних цілей дослідження та розмірів проєкту. Основні етапи проєкту включають:

1. Підготовчі роботи: визначення мети та об'єкту дослідження, уточнення методології, збір та аналіз наявних геологічних, геофізичних та інших даних, встановлення плану робіт та розподіл завдань.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 18 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

2. Збір додаткових даних: якщо необхідно, можуть бути проведені додаткові вимірювання та дослідження, такі як свердловинні роботи, збір проб гірських порід, лабораторні випробування тощо.

3. Аналіз термобаричних умов: здійснюється аналіз температурного та тискового режиму родовища. Це може включати геотермічний аналіз, моделювання розподілу температури та тиску, врахування впливу термобаричних умов на процеси видобутку.

4. Визначення фільтраційно-ємнісних властивостей: проводиться аналіз фільтраційної ємності, пористості, проникності та інших характеристик гірських порід родовища. Це може включати лабораторні випробування зразків, використання геофізичних методів, моделювання фільтраційних процесів тощо.

5. Моделювання та прогнозування продуктивності: на основі отриманих даних проводиться математичне моделювання потоку нафти та газу, оптимізація видобутку, прогнозування продуктивності колекторів і розробка стратегії видобутку.

6. Висновки та рекомендації: завершення проекту включає аналіз результатів, підготовку висновків та рекомендацій щодо подальших кроків у розробці родовища.

Обсяг робіт може бути різним в залежності від доступних ресурсів, складності родовища та цілей дослідження. Великі проекти можуть включати більш глибокий аналіз та докладнішу моделювання, в той час як менші проекти можуть бути зфокусовані на окремих аспектах аналізу.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 19 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

2.1.1. Обґрунтування постановки робіт

Постановка робіт аналізу термобаричних умов і фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища може бути обґрунтована з кількох причин:

1. Оцінка потенційних нафтогазових ресурсів: аналіз термобаричних умов та фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів допомагає оцінити нафтогазовий потенціал візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища. Це дозволяє встановити, наскільки ефективно газ і нафта можуть бути видобуті з родовища та спрогнозувати можливу продуктивність покладу.

2. Визначення оптимальних експлуатаційних параметрів: розуміння термобаричних умов та фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів дозволяє визначити оптимальні параметри експлуатації родовища.

Це може включати встановлення оптимального тиску, температури та інших факторів, які впливають на ефективність видобутку.

3. Розробка стратегій розвитку родовища: аналіз термобаричних умов та фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів надає важливі дані для розробки стратегій розвитку родовища. Це допомагає зрозуміти геологічні особливості родовища, розташування і розподіл нафтогазових пластів, їх потенціал та оптимальний підхід до їх експлуатації.

4. Визначення геологічного ризику: аналіз термобаричних умов та фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів допомагає визначити геологічний ризик, пов'язаний з експлуатацією родовища. Це включає оцінку можливих проблем, таких як підтиск, міграція флюїдів, зміни проникності та інші фактори, які можуть впливати на видобуток нафти та газу.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 20 |

Об'єктивний аналіз термобаричних умов і фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища є важливою складовою досліджень у галузі нафтогазової геології та розвідки родовищ.

2.1.2. Система розміщення свердловин

Система розміщення свердловин для аналізу термобаричних умов і фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища може включати наступні елементи:

1. Розташування свердловин: вибір місця розташування свердловин залежить від геологічних характеристик родовища, структури покладу та інших факторів. Геофізичні дані, сейсмічні обробки, геологічні моделі та попередні дослідження можуть використовуватися для визначення оптимального розташування свердловин [1].

2. Густота свердловин: відстань між свердловинами визначає густоту свердловинної сітки. Ця густота може бути різною залежно від розміру родовища, його складності та економічних факторів. Важливо враховувати, що оптимальна густота свердловин може змінюватися в різних частинах родовища.

3. Тип свердловин: можуть бути використані різні типи свердловин, такі як розвідувальні свердловини, розроблювальні свердловини та контрольні свердловини. Кожен тип свердловин має свою функціональну мету і спрямований на отримання конкретної інформації про родовище.

4. Глибина свердловин: глибина свердловин визначається геологічною структурою родовища та цілями дослідження. В аналізі

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 21 |

термобаричних умов може бути важливим встановлення глибини покладу та його температурного та тискового режиму на різних глибинах.

Враховуючи складність родовища та цілі дослідження, система розміщення свердловин повинна бути добре обґрунтованою та оптимізованою для отримання надійних даних про термобаричні умови та фільтраційно-ємнісні властивості колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища.

2.1.3. Промислово-фізичні дослідження

Промислово-геофізичні дослідження є важливою складовою аналізу термобаричних умов та фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища. Ці дослідження використовують різні геофізичні методи та інструменти для отримання інформації про структуру, склад та властивості гірських порід, а також параметри тиску та температури в родовищі. Деякі з промислово-геофізичних методів, які можуть бути використані, включають:

1. Сейсмічні методи: включають сейсмічну вібрацію або вибухові джерела для генерації звукових хвиль, які розсіюються та рефлектуються в гірських породах. Аналіз цих сейсмічних даних дозволяє визначити структуру покладу, проникність порід та інші параметри [4].

2. Електричні методи: включають електричну резистивність та провідність порід. За допомогою спеціальних приладів проводиться вимірювання електричних властивостей ґрунту, що надає інформацію про проникність та наявність рідини в породах.

3. Гравітаційні та магнітні методи: включають вимірювання гравітаційного поля та магнітного поля в родовищі. Зміни в цих полях

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 22 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

можуть вказувати на наявність порід з різною щільністю або магнітними властивостями, що допомагає встановити структуру та склад порід.

4. Діаграми притиску: вимірювання тиску та температури у свердловинах та інших точках родовища, що дозволяє встановити термобаричні умови та їх вплив на видобуток.

5. Ці промислово-геофізичні дослідження допомагають отримати детальну інформацію про властивості колекторів та умови видобутку нафти та газу в родовищі. Вони є важливим етапом в процесі розробки нафтогазових родовищ і дозволяють зробити обґрунтовані рішення щодо ефективного використання ресурсів.

2.1.4. Відбір керн, шламу і флюїдів

Відбір керн, шламу та флюїдів з візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища є важливою складовою досліджень для отримання інформації про геологічні та резервуарні властивості родовища. Нижче наведено деякі методи, які можуть бути використані для цього:

1. Відбір керн (видобуття циліндричних зразків гірських порід):

- свердління свердловинами: використовуються спеціальні свердла для отримання циліндричних зразків порід з глибини.

- керн-труби: використовуються спеціальні трубки для відбору і збереження керн під час свердління.

2. Збір шламу та флюїдів:

- бурова порода (шлам): під час свердління збирається буровий шлам, який містить інформацію про геологічні характеристики та склад порід.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 23 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

• флюїди під час видобутку: під час видобутку нафти та газу з колекторів родовища відбираються флюїди, які містять інформацію про їх склад та властивості [30].

Важливо дотримуватись належних протоколів та стандартів для правильного відбору, зберігання та обробки керна, шламу та флюїдів. Ці зразки і збірки можуть бути піддані подальшому лабораторному аналізу та дослідженню для вивчення фізичних, хімічних та резервуарних властивостей родовища.

2.1.5. Лабораторні дослідження

Лабораторні дослідження відіграють важливу роль у вивченні термобаричних умов та фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища. Деякі з основних лабораторних методів, які можуть бути застосовані, включають:

1. Проникність та проникність порід:

– визначення проникності: вимірювання проникності гірських порід для оцінки їх здатності пропускати рідину або газ;

– визначення проникності по різних напрямках: вимірювання проникності порід у різних напрямках, що враховує анізотропію.

2. Визначення пористості:

– визначення проникності: вимірювання проникності гірських порід для оцінки їх здатності об'ємної пористості: вимірювання відношення об'єму порожнин до загального об'єму гірської породи;

– визначення проникності: вимірювання проникності гірських порід для оцінки їх здатності насиченості порожнин рідиною: вимірювання відсоткового співвідношення об'єму рідини в порожнинах порід.

3. Тепло-масообмінні властивості:

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 24 |

- Визначення теплопровідності: Вимірювання здатності порід проводити тепло.

- Вимірювання коефіцієнта проникності для рідини та газу: Визначення пропускної здатності поріди для різних рідин і газів.

4. Експерименти з фільтрацією:

- Визначення фільтраційного коефіцієнта: Вимірювання швидкості фільтрації рідини або газу через пористу середовище.

- Експерименти з фільтрацією при підвищеному тиску: Вивчення фільтраційної властивості колекторів під високим тиском.

Всі ці лабораторні дослідження дозволяють отримати кількісні дані про термобаричні умови та фільтраційно-ємнісні властивості колекторів візейського ярусу. Вони є важливим етапом у процесі оцінки потенціалу родовища та розробки ефективних стратегій видобутку нафти та газу [8].

2.1.6. Оцінка перспективності площі

Оцінка перспективності площі Нижнівського родовища включає комплексний аналіз геологічних, геофізичних та інженерних даних для визначення наявності нафтогазових резервуарів та їх потенціалу.

Деякі ключові аспекти, які враховуються при оцінці перспективності, включають:

1. Геологічні фактори:

- структура родовища: вивчення геологічної моделі структури, її складу, форми та просторового розташування для визначення потенційних ловищ нафти та газу [15].

- резервуари: аналіз геологічних формацій, які можуть функціонувати як резервуари та зберігати нафту та газ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 25 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

- склад та властивості гірських порід: визначення властивостей порід, таких як проникність, пористість, насиченість, що впливають на ефективність видобутку.

2. Геофізичні дослідження:

- сейсмічні дослідження: використання сейсмічних методів для вивчення структури родовища та виявлення можливих пасток.

- електричні вимірювання: вимірювання електричних властивостей порід для визначення їх резервуарного потенціалу.

3. Інженерні дослідження:

- бурові роботи: будівництво свердловин для отримання проб порід та флюїдів для подальшого аналізу.

- тестування свердловин: проведення випробування дослідження для визначення потенціалу видобутку нафти та газу.

4. економічні чинники:

- оцінка витрат та доходів: розрахунок економічної доцільності видобутку нафти та газу на основі витрат та очікуваних доходів.

Всі ці дані та аналізи допомагають визначити потенціал родовища, його комерційну цінність та прийняти рішення щодо подальшої розробки та видобутку нафти та газу. Оцінка перспективності площі Нижнівського родовища зазвичай виконується спеціалізованими геологічними та енергетичними компаніями з використанням стандартних методологій та практик [48].

2.1.6. Висновки до розділу 2

Оцінили нафтогазоносний потенціал родовища; розробили оптимальні стратегії видобутку та продуктивності; вивчили резервуар та маграції нафти і газу; забезпечили безпеку та стійкість видобутку. Це дозволило встановити, наскільки ефективно газ і нафта можуть бути видобуті з родовища та спрогнозувати можливу продуктивність покладу.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 26 |

3.ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1. Гірничо-геологічні умови буріння

Нижнівське родовище підготовлене до глибокого пошукового буріння по відкладах візейського комплексу. Основні перспективи нафтогазоносності площі пов'язані з піщаними пластами-колекторами нижньокам'яновугільних відкладів.

В результаті проведення пошукових робіт на Нижнінській площі (св. №1) передбачалось вирішити такі задачі: розкриття перспективних на нафту й газ нижньокам'яновугільних відкладів; оцінка нафтогазоносності розрізу пошукової свердловини за результатами геолого-геофізичних досліджень; визначення флюїдоопорів, оцінка колекторських властивостей пластів; виділення нафтогазонасичених колекторів за даними лабораторного дослідження кернавого матеріалу та за результатами інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин (ГДС); отримання припливу вуглеводнів і визначення промислової цінності окремих пластів у результаті випробування як в процесі буріння, так і експлуатаційній колоні; визначення фізико-хімічних властивостей флюїдів та гідрогеологічних особливостей нафтогазоперспективних комплексів порід; попередня геометризація продуктивних горизонтів за ємкісними і промисловими параметрами; одержання оцінки запасів вуглеводнів та уточнення подальших напрямків робіт [18].

Оскільки основним цільовим завданням пошукових робіт є відкриття та оцінка покладу в основу розміщення пошукових свердловин покладена структурна карта по горизонту відбиття Vв21, що приурочений до верхньої частини продуктивного горизонту В-22.

При розробці питань відносно місцезнаходження проектних розвідувально-експлуатаційних свердловин (св.№1) враховувались

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 27 |

структурно-літологічної пастки, в місці перетину сейсмопрофілів I-I і II-II метою пошуків покладів вуглеводнів у нижньо-кам'яновугільних відкладах візейського (В-22).

Проектна глибина свердловини – 5450 м. Проектний горизонт – візейський ярус нижнього карбону.

Конструкція пошуково-розвідувальних і експлуатаційних свердловин вибирається, виходячи з необхідності розкриття певних нафтогазоносних комплексів, з врахуванням гірнично-геологічних особливостей розрізу родовища, необхідності ізоляції несумісних зон буріння та забезпечення якісного розкриття продуктивних відкладів [10].

3.2. Обґрунтування конструкції свердловини

Визначальний термін «конструкція свердловини» включає в себе такі основні характеристики: глибину свердловини; діаметр стовбура свердловини, який можна оцінювати за діаметром породоруйнівного інструменту; кількість обсадних колон, що спускаються у свердловину, глибину їх спуску, протяжність, номінальний діаметр обсадних колон і інтервали їх цементування [19].

Конструкцію свердловини розробляють і уточнюють відповідно до конкретних геологічних умов буріння в заданому районі. Вона повинна забезпечити виконання поставленого завдання, тобто досягнення запроєктованої глибини і виконання усього наміченого комплексу досліджень та робіт у свердловині (наприклад ГДЗ).

Конструкція свердловини залежить від міри вивчення геологічного розрізу, способу буріння, призначення свердловини, допустимої протяжності інтервалів, де можливе буріння без кріплення, рекомендованого (необхідного) діаметру останньої (експлуатаційної)

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 29 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

колони, способу розкриття продуктивного горизонту і інших чинників. При її розробці необхідно враховувати вимоги з охорони надр і захисту довкілля.

Кріплення свердловини проводять з різними цілями: закріплення стінок свердловини в інтервалах нестійких порід; ізоляція зон катастрофічного поглинання промивальної рідини і зон можливих перетікань пластових рідин стовбуром; відокремлення інтервалів, де геологічні умови вимагають застосування промивальної рідини з різною густиною; відокремлення продуктивних горизонтів і ізоляція їх від водоносних пластів; утворення надійного каналу у свердловині для витягання вуглеводнів або подачі закачувальної в пласт рідини; створення надійної основи для установки гирлового устаткування.

В глибокі свердловини зазвичай спускають декілька обсадних колон [21], які розрізняються за призначенням і глибиною спуску: шахтний напрям служить для закріплення гирла свердловини і відведення бурового розчину, що виливається зі свердловини, в циркуляційну систему; кондуктор встановлюється для закріплення стінок свердловини в інтервалах, представлених зруйнованими і вивітреними породами, і оберігання водоносних горизонтів – джерел водопостачання від забруднення; проміжна колона призначена для ізоляції інтервалів слабозв'язаних нестійких порід і зон поглинання промивальної рідини; експлуатаційна колона утворює надійний канал у свердловині для витягання пластових флюїдів або закачування агентів в пласт; глибина її спуску визначається положенням продуктивного об'єкту; в інтервалі продуктивного пласта експлуатаційну колону перфорують або оснащують фільтром; особливий клас колон становлять потайні або хвостовики, які служать для перекриття деякого інтервалу в стовбурі свердловини; верхній кінець таких колон не досягає поверхні і розміщується усередині розташованої вище обсадної колони (якщо вона не має зв'язку з попередньою колоною, то така колона називається «летючкою»).

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 30 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Розробка конструкції свердловини починається з рішення таких проблем: визначення необхідної кількості обсадних колон і глибини спуску кожної з них; обґрунтування розрахунковим шляхом номінальних діаметрів обсадних колон і діаметрів породоруйнівного інструменту.

Число обсадних колон визначається на підставі аналізу геологічного роз-різу в місці закладення свердловини, врахування наявності зон, де буріння зв'язане з ускладненнями, аналізу картини зміни коефіцієнтів аномальності пластового тиску і індексів поглинання. За наявними даними будують графік зміни коефіцієнта аномальності пластового тиску і індексу тиску поглинання; на ній виділяють також інтервали, які можна проходити з використанням розчину однієї густини.

Виходячи з принципу сумісності умов буріння на епюрі тиску знаходимо зони кріплення свердловини, які і визначають число обсадних колон. Проектувати діаметри обсадних колон і доліт починають від низу до верху. Діаметр експлуатаційної колони, обумовлений завданням на створення технічного проекту буріння експлуатаційної свердловини та параметрами технології розробки в умовах Клименківської площі, складає 127 мм. Відповідно до значень градієнту тисків (табл.3.1) і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні типи обсадних труб (колон)

- в інтервалі 0 - 10 м – шахтний напрям, з контролем вертикальності встановлення та повною цементациєю затрубного простору;

- в інтервалі 0 - 650 м – кондуктор для перекриття зони осадових порід, схильних до набрякань та обвалів, з повною цементациєю затрубного простору;

- в інтервалі 0 - 4150 м – проміжна колона, яка ізолює вплив зон поглинання рідини та руйнувань стінок свердловини, з повною цементациєю затрубного простору;

- в інтервалі 0 - 5450 м – експлуатаційна колона, з повною цементациєю затрубного простору.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 31 |

Отримані дані занесені до підсумкової таблиці 3.2.

**Таблиця 3.2. Загальна характеристика конструкції свердловини
(Нижнівська структура)**

| | | | | | |
|------------|--|--|--|--|--|
| Назва кол. | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

Таким чином, в результаті розрахунку отримано обґрунтовану раціональну конструкцію розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Нижнівської структури, промислова продуктивність якої пов'язана з піщаними пластами-колекторами нижньо-кам'яновугільних відкладів.

3.3. Режими буріння

На даний час в галузі спорудження свердловин розроблено та застосовується численна кількість способів буріння, серед яких можна виділити механічний, термічний, електроімпульсний та ін., проте широке промислове застосування залишається практично тільки за способами механічного буріння – ударним (обмежено) і обертальним.

При обертальному бурінні поглиблення забою відбувається в результаті одночасної дії на породоруйнівний інструмент – у випадку спорудження нафто- газових свердловин – долото, навантаження і крутного моменту. Під дією навантаження долото занурюється в породу, а під впливом крутного моменту сколює останню. Існують такі різновиди обертального буріння – роторний та з використанням вибійних двигунів.

При роторному бурінні потужність від двигунів передається через лебідку до ротора – спеціального обертального механізму, встановленого над гирлом свердловини в центрі вишки. Ротор обертає бурильну колону і пригвинчене до неї долото. Тому, при роторному бурінні занурення долота в породу відбувається при русі уздовж осі свердловини бурильної колони, що обертається, а при бурінні із вибійним двигуном – бурильної колони, яка не обертається. При бурінні із вибійним двигуном долото пригвинчено до валу, а бурильна колона – до корпусу двигуна. При роботі двигуна обертається його вал з долотом, а бурильна колона сприймає лише реактивний момент обертання корпусу двигуна, який гаситься заклиненням ротором (у ротор встановлюють спеціальну заглушку). Нині застосовують наступні види вибійних двигунів – турбобур (рис. 3.3.).

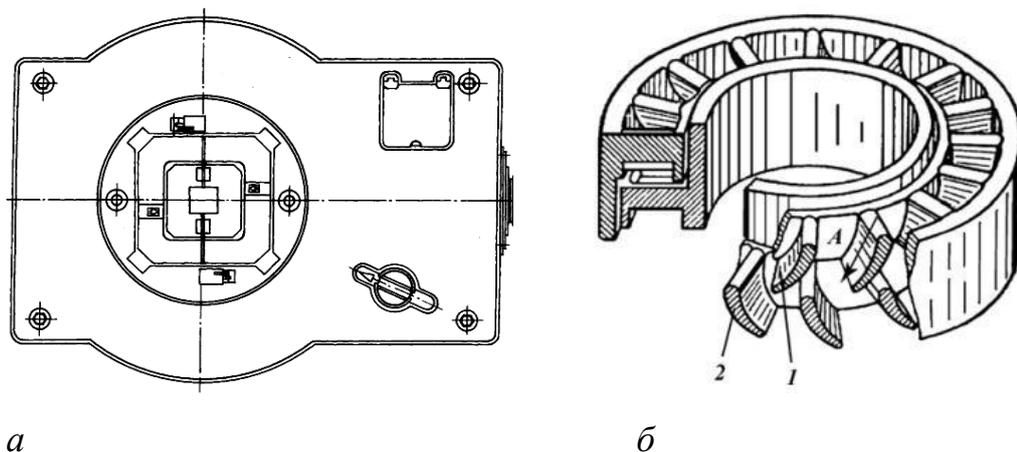


Рисунок 3.3. Типи бурових обертасів: а – ротор, б – сходи́нка турбобура (1 – лопать стартора А, 2 – лопать ротора) б), гвинтовий двигун і електробур (останній застосовують украй рідко).

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 33 |

При бурінні з турбобуром або гвинтовим двигуном гідравлічна енергія потоку бурового розчину, що рухається вниз по бурильній колоні, перетворюється в механічну на валу вибійного двигуна, з яким сполучено долото. При бурінні з електробуром електрична енергія подається по кабелю, секції якого змонтовані усередині бурильної колони і перетвориться електродвигуном в механічну енергію на валу, яка безпосередньо передається долоту.

Для вибору і обґрунтування способу буріння в різних інтервалах свердловини необхідно враховувати її конструкцію, вивчити геолого-технічні умови спорудження свердловин та провести аналіз техніко-економічних показників свердловин пробурених на даній та сусідніх площах.

Основні вимоги до вибору способу обертання долота визначаються необхідністю забезпечення успішної проводки стовбура свердловини при можливих ускладненнях з високими техніко-економічними показниками.

Доцільність застосування тих, або інших способів буріння і їх різновидів (ударно-обертальне, турбінно-роторне, реактивно-турбінне, з промиванням різними буровими розчинами, різними долотами) визначається з урахуванням геологічних, технічних і економічних чинників. Ці рішення переглядаються у міру вдосконалення технології і техніки буріння (доліт, труб, розчинів) і уточнення умов проводки свердловин. Можливе поєднання декількох способів при проводці різних інтервалів однієї і тієї ж свердловини.

Для умов розроблюваного геолого-технічного проекту та наповненості промислової бази, приймаємо роторно-турбінний спосіб буріння.

До основних чинників, що визначають міру продуктивності і ефективності процесу буріння, належать такі режимні параметри: осьове навантаження на долото, частота обертання останнього, витрата бурового

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 34 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

розчину; крім того, суттєвий вплив на хід процесу спорудження свердловин чинять показники якості бурового розчину, тип породоруйнівного інструменту, відповідного геологічним умовам та механічним властивостям гірських порід .

Розрізняють параметри режиму буріння, які можна змінювати з пульта бурильника в процесі роботи долота на вибої, і чинники, встановлені на стадії проектування будівництва свердловини, окремі з яких не можна оперативно змінювати. Перші називаються керованими. Певне поєднання їх, при якому здійснюється механічне буріння свердловини, називається режимом буріння.

Режим буріння, що забезпечує отримання найкращих показників за даних умов буріння, називається оптимальним. Іноді в процесі буріння доводиться вирішувати і спеціальні завдання – провідка свердловини через поглинаючи пласти, забезпечення мінімального викривлення свердловини та максимального виходу керна, створення умов якісного розкриття продуктивних пластів.

Режими буріння, при яких вирішуються такі завдання, називаються спеціальними. Кожен параметр режиму буріння впливає на ефективність руйнування гірських порід, причому вплив одного параметра майже повністю залежить від рівня іншого, тобто спостерігається взаємовплив чинників.

Виділяють наступні основні показники ефективності буріння нафтових і газових свердловин: проходка на долото, механічна і рейсова швидкості буріння.

Проходка на долото важливий показник, що визначає витрату доліт на буріння свердловини і потребу в них, число спуско-підймальних операцій (СПО), зношування підйомного устаткування, трудомісткість буріння, можливість деяких ускладнень. Проходка на долото більшою мірою залежить від абразивності порід, стійкості доліт, правильності їх підбору, режимів буріння і критеріїв відробітку доліт.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 35 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Руйнування гірської породи на забої механічним способом неможлива без створення осьового навантаження на долото.

Із зміною частоти обертання шарошкового долота змінюється число актів нанесення ударів по вибою зубками інструменту. При малій частоті обертання долота проміжок часу, протягом якого залишається розкритою тріщина в породі, що утворюється при втискуванні зубка, достатній для того, щоб в цю тріщину проник фільтрат бурового розчину (чи сам розчин) [23]. В цьому випадку відрив сколеної частки від забою і її видалення полегшуються. При збільшенні ж частоти обертання зменшується проміжок часу, протягом якого тріщина розкрита, і фільтрат може заповнювати її, тому після відриву зубка шарошки від породи тріщина стулюватиметься, а притискуюча сила і фільтраційна кірка утримуватимуть частку та перешкоджатимуть її видаленню із вибою. За таких умов на вибої буде концентруватися шар сколених, але не видалених часток, які повторно розмелюватимуться зубцями долота.

Безперервна циркуляція бурового розчину при бурінні повинна забезпечувати чистоту стовбура свердловини і забою, охолодження долота, сприяти ефективному руйнуванню породи, попереджати ускладнення [36]. На механічну швидкість буріння впливають густина, в'язкість, фільтрація, вміст піску і ряд інших параметрів бурового розчину. Найсуттєвіше чинить вплив густина бурового розчину.

Збільшення осьового навантаження і частоти обертання, підвищення густини, в'язкості і концентрації твердих часток, нерівномірна (ривками) подача долота, подовжні і поперечні коливання низу бурильної колони, висока температура на вибої – усе це скорочує продуктивний час перебування долота на вибої. Проте кінцева мета – не збільшення тривалості перебування долота на вибої, а отримання більшої проходки на долото за можливо короткий час. Тому якщо зміна якогось параметра обумовлює скорочення тривалості роботи долота на вибої, але одночасно

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 36 |

збільшується механічна швидкість і підвищується проходка на долото, то воно доцільне.

3.4. Характеристика бурових розчинів

Густина промивальної рідини уточнюється для кожного інтервалу сумісних умов буріння за формулою:

$R_{пл} * gH$ де, $R_{пл}$ – пластовий тиск в інтервалі свердловині для якого визначається густина;

g – прискорення земного тяжіння, m/c^2 ;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

\square - нормативний коефіцієнт, який згідно з вимогами правил ведення бурових робіт визначає запас тиску у свердловині над пластовим тиском

- інтервал буріння 0 - 650 м:

$1,1 * (10200 - 650) - 1150$ кг/м³;

$9,81 * 650$

- інтервал буріння 650 - 4150 м:

$1,05 * (11600 - 4150) - 1250$ кг/м³;

$9,81 * 41$ - інтервал буріння 4150 –5450м. (2.3)

Фактори утруднення поглиблення стовбура свердловини, викликані порушенням її стану, носять назву ускладнень при бурінні, причому найбільш поширеними є такі його види – ускладнення, що викликають порушення цілісності стінок свердловини, поглинання бурового розчину, нафто-, газо- або водопрояви.

Проте для умов ДДЗ (табл. 3.4) та, безпосередньо, Нижнінської площі, найбільш характерними є порушення цілісності стовбура свердловини, на прикладі якого розглянемо заходи боротьби із зазначеним типом ускладнень.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 37 |

Таблиця 3.4 Гірничо-геологічні особливості споруджування свердловин на родовищах ДДЗ

| | | | |
|-------|--|--|--|
| Страт | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

Виділяють наступні основні види порушень цілісності стінок свердловини.

Обвали, (осипи) відбуваються при проходженні ущільнених глин, аргілітів або глинистих сланців. В результаті зволоження прилеглих порід буровим розчином або його фільтратом знижується межа міцності ущільненої глини, аргіліту або глинистого сланцю, що веде до їх обвалення (осипання). Обвалам (осипам) може сприяти набрякання. Проникнення вільної води, яка міститься у великих кількостях в розчинах, в пласти, складені ущільненими глинами, аргілітами або глинистими сланцями, призводить до їх набрякання, випучування в стовбур

свердловини і обвалення (осипання). Невеликі осипи можуть відбуватися через механічну дію бурильного інструменту на стінки свердловини. Обвали (осипи) можуть статися також в результаті дії тектонічних сил, що обумовлюють стискування порід, гірський тиск при цьому значно перевищує тиск з боку стовпа бурового розчину. Характерні ознаки обвалів (осипів) – різке підвищення тиску на викиді бурових насосів, активне винесення уламків породи, інтенсивне каверноутворення і недоходження бурильної колони до забою без промивання і проробки, затягування і прихоплення бурильної колони; іноді – виділення газу. Інтенсивне каверноутворення істотно утрудняє винесення вибуреної породи на денну поверхню, оскільки зменшується швидкість висхідного потоку і його підйомна сила, зростає аварійність з бурильними трубами (особливо при роторному бурінні). Через небезпеку поломки бурильних труб доводиться зменшувати навантаження на долото, що веде до зниження механічної швидкості проходки.

Основними заходами попередження і ліквідації обвалів (осипів) є: буріння в зоні можливих обвалів (осипів) необхідно здійснювати з промиванням буровим розчином, що має мінімальний показник фільтрації і максимально можливо високу густину; правильна організація робіт, що забезпечує високі механічні швидкості проходки; виконання наступних рекомендацій:

- бурити свердловини за можливістю меншого діаметру;
- бурити від башмака (нижньої частини) попередньої колони до башмака наступної колони долотами одного розміру;
- підтримувати швидкість висхідного потоку в затрубному просторі не менше 1,5 м/с;
- подавати бурильну колону на забій плавно;
- уникати значних коливань густини бурового розчину;
- перед підйомом бурильної колони обважнювати розчин, доводячи його густину до необхідної, якщо в процесі буріння сталося її зниження;

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 39 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

- не допускати тривалого перебування бурильної колони без руху.

Набрякання відбувається при проходженні глин, ущільнених глин, в окремих випадках аргілітів (при значному вмісті мінералів типу монтморилоніту). В результаті дії бурового розчину і його фільтрату глина, ущільнена глина і аргіліти набрякають, звужуючи стовбур свердловини. Це призводить до затягувань, посадок, недоходжень до забою, прихоплень бурильного інструменту.

Основними заходами попередження і ліквідації набрякання є: буріння в зоні можливих звужень з промиванням обваженими буровими розчинами, у фільтраті яких знаходяться хімічні речовини, що сприяють збільшенню граничної напруги зрушення; правильна організація робіт, що забезпечує високі механічні швидкості проходки; витримка певного часу після приготування глинистого розчину та заповнення ним свердловини із метою забезпечення протікання відповідних фізико-хімічних процесів.

Повзучість відбувається при проходженні високопластичних порід (глин, глинистих сланців, піскуватих глин, аргілітів, ангідриту або соляних порід), схильних під дією виникаючої напруги деформуватися з часом, тобто повзти і випучуватися в стовбур свердловини [22]. В результаті недостатньої протидії на пласт глина, піщані глини, ангідрити, глинисті сланці або соляні породи повзуть, заповнюючи стовбур свердловини. При цьому покрівля і підшва пласта (горизонту) глини, глинистих сланців або соляних порід складені стійкими породами, не схильними до повзучості. Ускладнення може відбуватися і внаслідок того, що покрівля і підшва пласта (горизонту) глини або аргіліту повзе, видавлюючи останні у свердловину. При цьому покрівля і підшва пласта (горизонту) глини, глинистих сланців або аргіліту складені породами (наприклад соляними), схильними до повзучості. Явище повзучості особливо проявляється із зростанням глибини буріння і збільшенням температури порід.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 40 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Характерні ознаки повзучості – затягування, посадки бурильної колони, недоходження бурильної колони до вибою; іноді прихоплення і зім'яття бурильної або обсадної колони.

Основними заходами попередження і ліквідації повзучості є: розбурювання відкладень, представлених породами, схильними до повзучості, з промиванням обважненими глинистими розчинами; правильна організація робіт, що забезпечує високі механічні швидкості проходки; використання при бурінні вертикальних свердловин таких КНБК, за яких виключається викривлення свердловин; забезпечення підняття при цементуванні обсадних колон цементного розчину в затрубному просторі на 50 - 100 м і вище над відкладеннями, які представлені породами, схильними до повзучості (витіканню); при кріпленні свердловини обсадною колоною в інтервалі порід, схильних до повзучості, необхідно встановлювати труби з підвищеною товщиною стінки для запобігання можливого зім'яття обсадної колони.

Жолобоутворення може відбуватися при проходженні будь-яких порід, окрім дуже міцних. Основні причини жолобоутворення – великі кути перегину стовбура свердловини, велика вага одиниці довжини бурильної колони, велика площа контакту бурильних труб з гірською породою. Особливо часто жолоби утворюються при проходці викривлених і похило-спрямованих свердловин. Характерні ознаки утворення у свердловині жолоба, це посадки, затягування, прихвати, а також заклинювання бурильних і обсадних труб. Досвід буріння показав, що жолобоутворення відбувається не відразу, а поступово із зростанням числа рейсів бурильного інструменту. В таких умовах небезпека заклинювання зростає, якщо діаметр бурильних труб перевищує ширину жолоба в 1,14 і 1,2 рази.

Основними заходами попередження і ліквідації жолобоутворення є: використання при бурінні вертикальних свердловин таких КНБК, за яких викривлення свердловин зводиться до мінімуму; недопущення різких

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 41 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

азимутних змін траси свердловини; використання запобіжних гумових кілець; дотримання усіх рекомендацій, перерахованих як заходи попередження обвалів (осипів); дотримання відношення зовнішнього діаметру труб, що спускаються, до діаметру жолоба не менше 1,35 - 1,40; підняття бурильної колони на зниженій швидкості, що не допускає сильного заклинювання; вивільнення бурильної колони відбувається збиванням вниз.

Жолоби ліквідовують проробкою стовбура свердловини в інтервалі їх розташування.

Розчинення відбувається при проходженні соляних порід. Соляні породи, що складають стінки свердловини, розчиняються під дією потоку рідини. Характерна ознака розчинення соляних порід – інтенсивне каверноутворення, а в особливо важких випадках – втрата стовбура свердловини [38].

Стійкість (по відношенню до розчинення) стінок свердловини, складених однорідними породами, незалежно від швидкості висхідного потоку, може бути досягнута лише за умови повного насичення бурового розчину сіллю (сіль, що міститься в розчині, має бути такою ж, як сіль, з якої складені стінки свердловини). При невеликій потужності неоднорідних солей основною мірою попередження їх розчинення є максимальне форсування режиму буріння з наступним спуском колони і її цементування. При великій потужності неоднорідних солей найбільш надійний засіб запобігання їх інтенсивному розчиненню - буріння із застосуванням безводних бурових розчинів.

3.5. Охорона надр та навколишнього середовища

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 42 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Охорона надр, природи та навколишнього середовища при проведенні пошукових робіт шляхом буріння глибоких свердловин на нафту і газ включає поетапне виконання природоохоронних заходів згідно з Законом України «Про охорону навколишнього природного середовища», постановами Кабінету міністрів України з дотриманням вимог керівного нормативного документу «Охорона навколишнього середовища при будівництві розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ».

Пошук, розвідку та подальшу розробку і експлуатацію Нижнінської перспективної нафтогазоносної площі, передбачається здійснювати одночасно з впровадженням заходів з охорони навколишнього природного середовища, надр, попередження негативного впливу на довкілля. Ці заходи включають: запобігання негативного впливу на геологічне середовище; охорону повітряного середовища; запобігання забруднення горизонтів з прісними водами; зберігання родючого шару ґрунту від забруднення.

Вплив на геологічне середовище виявляється у вигляді порушень нормативного стану геологічного розрізу свердловин в процесі буріння. Запобігання негативного впливу на геологічне середовище передбачається за рахунок застосування раціональних конструкцій свердловин, які включають послідовне перекриття пробурених інтервалів з сумісними умовами до проектних глибин обсадними колонами. Обсадні колони цементуються високоміцними тампонажними портландцементами до устя кожної з свердловин. Найбільш небезпечним для геологічного середовища можуть бути інтенсивні газопрояви у випадку переходу їх у фонтанування при розкритті газоносних горизонтів.

Для запобігання виникнення фонтанування в процесі буріння передбачаються технічні рішення, які відповідають вимогам СОУ 09.1-300 19775- 245:2015.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 43 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Прийняті технічні рішення включають: вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву розкритих гірських порід тиском газу при газопроявленнях і герметизацію устя противикидним обладнанням; підбір обсадних труб по міцності, виходячи з очікуваного максимально можливого тиску на усті свердловини в процесі буріння і випробування на приплив газу; підбір густини бурового розчину, що забезпечує створення гідростатичного тиску в свердловині, перевищуючого пластовий; вибір типу бурового розчину і хімреагентів, що забезпечує створення на стінках свердловини тонкої, щільної і мало проникної кірки; герметизацію устя свердловини противикидним обладнанням; наявність на буровій запасного розчину необхідної густини в кількості, яка дорівнює об'єму стовбура свердловини при первинному розкритті продуктивних горизонтів.

Приведені технічні рішення і заходи дозволяють оберігати геологічне середовище від негативного впливу процесів і явищ геологічного та техногенного походження.

При видобуванні вуглеводнів і експлуатації родовища основними джерелами впливу на атмосферне повітря є джерела викиду забруднюючих речовин, що розташовані на майданчику установки комплексної підготовки нафти і газу: димові труби вогневих підігрівачів, водяного титану, котлів, які працюють на природному газі; свічки сепараторів; дихальні клапани технологічних ємностей зберігання нафти, конденсату, технологічних рідин; факельні установки експлуатаційних свердловин (при здійсненні технологічних операцій для попередженню аварійних ситуацій).

Особливістю експлуатації проектного об'єкту є необхідність проведення вогневих та вогненебезпечних робіт, необхідність обслуговування обладнання, яке в процесі експлуатації знаходиться під високим тиском, можливість утворення вибухонебезпечної суміші газу з повітрям при витіканні газу.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 44 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Одна з основних умов безпечної експлуатації нафтогазового обладнання та свердловин – їх герметичність. Причиною порушення герметичності можуть бути: корозійний чи механічний знос обладнання, механічне руйнування обладнання, неналежне дотримання умов безпеки при вогневих роботах, несвоєчасна профілактика роботи запірної арматури та інше.

Розгерметизація устя свердловини може призвести до об'ємного вибуху хмари та факельного горіння струменю. Джерелами запалювання можуть бути іскри, що створюються при ударі чи терті, вогневі або ремонтні роботи, іскри електроустановок (зварювальних агрегатів), прояви статичної або атмосферної електрики, необережне поводження з вогнем.

Для своєчасної ліквідації аварійної ситуації на підприємстві розробляється план ліквідації аварійної ситуації (ПЛАС) відповідно до Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці від 17.06.99 р.

№ 112.

У випадках розриву газопроводу, за допомогою встановленого клапанавідсікача на свердловині, забезпечується її автоматичне відключення. Для виявлення пошкоджень траси газопроводу-шлейфу, ліквідації витоків, контролю стану ґрунтової основи трубопроводів, своєчасного виявлення ерозійного розмиву ґрунтів, просідання ґрунтової основи, руйнування насипу та інше проводяться періодичні обстеження трубопроводів. Термін проведення оглядів, їх періодичність та обсяги повинні установлюватися з урахуванням місцевих умов та технічного стану трубопроводів. Під час обстеження трубопроводів при виявленні пошкоджень, характер та розміри яких можуть привести до аварії, обстеження припиняють і приймають негайні заходи з відвертання аварії.

Таким чином, для попередження виникнень аварійних ситуацій на об'єкті необхідно експлуатацію обладнання здійснювати в суворій відповідності з Технологічним регламентом та нормами, запроваджувати

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 45 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

необхідні методи контролю, проводити огляд обладнання та трубопроводів, дотримуватися графіка проведення планово-попереджувального ремонту.

Повітряне середовище при спорудженні кожної з свердловин зазнає впливу продуктами згорання електродів при зварюванні під час монтажних робіт; продуктами згорання дизельного палива при роботі двигунів внутрішнього згорання бурового верстата, дизель-електростанції та допоміжних автомобілів (спецавтотранспорту); продуктами згорання природного газу на факелі при ви- пробуванні свердловини; пиловими викидами при приготуванні бурового розчину; продуктами випаровування з ємності для зберігання дизельного палива; продуктами вільного випаровування з поверхні гідроізольованих шламових амбарів.

З метою скорочення викидів забруднюючих речовин в повітряне середовище, рекомендується здійснювати такі заходи: заборонити роботу двигунів на форсованому режимі; підсилити контроль за дотриманням точного регламенту виробничої діяльності; розподілити в часі роботу обладнання, яке зв'язано з безперервним технологічним процесом. Здійснення цих та інших заходів дозволяє знизити викиди на буровій від 7 до 66%.

Зменшення шкідливого впливу на повітряне середовище може досягатись за рахунок оснащення дизельних двигунів фільтрами-іскрогасниками відцентрованого типу, що забезпечують іскрогасіння та виділення із продуктів згорання дизельного палива твердих часток.

Для попередження забруднення повітряного басейну в процесі буріння кожної з свердловин необхідно: проводити профілактичний огляд герметизую- чою гирлового обладнання, викидних ліній; проводити підбір обсадних труб по міцності, а колонної головки, противикидного обладнання, фонтанної арматури, виходячи з максимального тиску газу на усті свердловини; з метою попередження неконтрольованого виходу газу на поверхню, густина бурового розчину вибирається з умови забезпечення

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 46 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

створення протитиску на газонасичені пласти; для завчасного виявлення газопроявлення постійно слідкувати за рівнем бурового розчину в приймальних ємностях; включати в компоновку бурильної колони кульові крани; на випадок газопроявів мати на буровій запас бурового розчину необхідної густини не менше одного об'єму свердловини.

Доставка хімреагентів на бурову передбачається в герметичній тарі, що дозволяє виключити негативний вплив на атмосферне повітря та працівників від випаровування, розпорошування хімреагентів при вантажо-розвантажувальних роботах.

Зберігання хімреагентів передбачається в складі, обшитому гумотканинним покриттям з укладкою на піддони. Склад розташовується в тій частині бурового майданчика, що вкрита залізобетонними плитами. Всі члени бурової бригади, які приймають участь у приготуванні бурового розчину мають бути забезпечені засобами індивідуального захисту (респіраторами) та скляними окулярами.

Вибурена порода нетоксична, але у середовищі бурового розчину її частинки адсорбують на своїй поверхні токсичні розчини, що може негативно вплинути на рослинний світ, гранти, ґрунтові та поверхневі води.

Основними факторами, що впливають на ґрунт, є механічні пошкодження і забруднення. Механічні пошкодження пов'язані з необхідністю проведення земляних робіт, роботою транспорту тощо.

При спорудженні бурових установок, монтажу, демонтажу бурового устаткування необхідно забезпечити заходи, що виключають забруднення ділянок відходами металу, залізобетону, пиломатеріалів тощо.

Після виконання усього комплексу бурових і супутніх геологорозвідувальних робіт, повинна бути проведена технічна рекультивация з виконанням таких видів робіт: нейтралізація і знешкодження відпрацьованого бурового розчину та бурового шламу; зняття забрудненого ґрунту; планування території; контрольна оранка в

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 47 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

присутності представника постійного землекористувача після нанесення родючого шару по всій ділянці.

3.5. Висновки до розділу 3

Нижнівське родовище підготовлене до глибокого пошукового буріння по відкладах візейського комплексу. Основні перспективи нафтогазоносності площі пов'язані з піщаними пластами-колекторами нижньо-кам'яновугільних відкладів.

В результаті проведення пошукових робіт на Нижнінській площі вирішили такі задачі: розкриття перспективних на нафту і газ нижньокам'яновугільних відкладів, оцінили нафтогазоносність розрізу пошукової свердловини за результатами геолого-геофізичних досліджень.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 48 |
| <i>Змн.</i> | <i>Арк.</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підпис</i> | <i>Дата</i> | | |

4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

1.1. Основні техніко-економічні показники геологорозвідувальних робіт

Основні техніко-економічні показники геологорозвідувальних робіт включають різні аспекти, які важливі для оцінки та аналізу цих діяльностей.

Серед них - вартість робіт, яка охоплює витрати на оплату праці геологів та робочої сили, придбання необхідного обладнання, проведення лабораторних аналізів, закупівлю матеріалів та послуги. Вартість геологорозвідувальних робіт може значно варіюватися залежно від розміру та складності проекту.

Тривалість робіт є ще одним важливим показником. Геологорозвідувальні роботи можуть займати від декількох тижнів до кількох років, залежно від обсягу та складності проекту, а також доступності даних та ресурсів.

Виявлення резервів є головною метою геологорозвідувальних робіт. Цей показник визначає потенційну прибутковість та економічну цінність родовища. Залежно від результатів розвідки, розміру та якості резервів, приймаються рішення про подальшу розробку.

Рентабельність є показником ефективності та прибутковості геологорозвідувальних робіт. Це співвідношення прибутку від родовища до загальних витрат на його відкриття та розробку. Рентабельність є ключовим фактором у вирішенні питання про цінності та доцільності вкладення коштів у геологорозвідку [40].

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|----------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 49 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Якість даних є також важливим показником. Геологорозвідувальні роботи повинні забезпечити якісну та достовірну інформацію про структуру та характеристики геологічного об'єкта. Це впливає на точність оцінки резервів, прийняття стратегічних рішень та планування подальших етапів розвитку.

Технології, використовувані у геологорозвідувальних роботах, також відіграють важливу роль. Застосування сучасних методів та інструментів, таких як геоінформаційні системи (ГІС), дистанційне зондування та геохімічні методи дослідження, можуть покращити ефективність та точність робіт.

Охорона довкілля є невід'ємною складовою геологорозвідувальних робіт. Роботи повинні відповідати нормам та стандартам охорони довкілля, мінімізувати негативний вплив на природне середовище та забезпечувати сталість екосистем.

Ці показники грають важливу роль у визначенні ефективності, рентабельності та доцільності геологорозвідувальних робіт. Вони допомагають приймати обґрунтовані рішення щодо інвестицій у геологорозвідку та розробку корисних копалин, а також планувати подальші дії для досягнення успіху в цій галузі.

1.2. Вартість та геолого-економічна ефективність проектів робіт

Вартість та геолого-економічна ефективність проектів робіт є важливими аспектами при розробці геологічних проектів. Вони допомагають визначити фінансові витрати, пов'язані з реалізацією проекту, та оцінити його економічну доцільність.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 50 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Вартість проєктованих робіт включає різні компоненти, такі як заробітна плата спеціалістів, вартість матеріалів, обладнання та послуг. Це можуть бути витрати на геологічні дослідження, розвідку родовищ, оцінку резервів, проектування гірничих робіт та будівництво необхідних інфраструктур. Вартість також може включати витрати на охорону довкілля та дотримання норм техніки безпеки [31].

Геолого-економічна ефективність проєктованих робіт визначається співвідношенням між витратами та очікуваними доходами, отримуваними від реалізації проєкту. Цей показник оцінюється шляхом врахування потенційного прибутку, який може бути отриманий в результаті розвитку родовища, порівняно з витратами на його реалізацію. Геолого-економічна ефективність може визначатися різними методами, такими як розрахунок чистої дисконтованої прибутковості (NPV), внутрішня норма прибутковості (IRR) та інші фінансові показники.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

| | | | | | | | | |
|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| [REDACTED] |
| [REDACTED] |
| [REDACTED] |
| [REDACTED] |
| [REDACTED] |
| [REDACTED] |

[REDACTED]

[REDACTED] b)

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] 1,1x [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] (1+ [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

| | | | | |
|--|--|--|--|--|
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

[REDACTED]

- [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Висновки до розділу 4

Розробили аналітичну економічну частину з приблизними підрахунками витрат на експлуатацію техніки та транспорту, необхідних для обробки ПАР. Та прорахували додаткові витрати протягом року експлуатації Нижнівського родовища.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 55 |

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Охорона праці і техніка безпеки в нафтовій промисловості відіграє важливу роль. Повністю безпечних та нешкідливих виробництв не існує. Задача охорони праці – звести до мінімуму ймовірність ураження або захворювання працюючого з одночасним забезпеченням комфорту при максимальній продуктивності праці [20].

Метод підвищення продуктивності свердловини з використанням ПАР є доволі розповсюдженим у нафтогазодобувній промисловості, але з точки зору охорони праці він є небезпечним для обслуговуючого персоналу, що задіяний в цьому процесі. Тому потрібно враховувати всі фактори, що можуть негативно вплинути на здоров'я людей і призвести до порушення технологічного процесу.

Важливе значення для безпеки проведення закачки ПАР мають підготовчі заходи: територія біля свердловини повинна бути очищена і по можливості рівнинною; всі предмети, що заважають розташуванню обладнання і обв'язці гирла свердловини потрібно прибрати, а під'їзд до місця робіт звільнити; на території не повинні знаходитись посторонні люди.

Високі тиски під час закачки ПАР можуть призвести розриву обладнання, тому перед початком проведення робіт необхідно перевірити справність обладнання, запобіжних пристосувань, контрольно-вимірних приладів і впевнитись у впровадженні всіх заходів з техніки безпеки.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 56 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Отруйні пари, гази і пил виділяються в робочу атмосферу внаслідок використання хімреагентів через різні негерметичності, а також при випадкових і аварійних втратах, розвантаженні і перевезенні сипучих матеріалів, дрібненні і промиванні твердих відходів.

Герметичність обладнання може порушитися в сальникових ущільненнях, фланцевих і різьбових з'єднаннях трубопроводів, а також в результаті агресивної дії на ущільнення продуктів які переводяться і навколишнього середовища. Велика загазованість атмосфери може виникнути в різних заглибленнях, понижених місцях і виїмках із-за витікання і накопичення газів і парів які тяжчі за повітря.

Не дивлячись на захисні міри які прийняті, промислові підприємства нафтової, газової і нафтохімічної промисловості є джерелами забруднення атмосфери. Пари і гази потрапляють в атмосферу через продувочні і спалювальні свічі, із відкритих резервуарів, через димові труби, вентиляційні викиди. Особливо недопустимо забруднення атмосфери отруйними промисловими викидами поблизу або безпосередньо в населених пунктах.

5.3. Розробка заходів з охорони праці

На сучасних етапах експлуатації нафтогазоконденсатних родовищ необхідним є використання хімічних реагентів, при використанні яких можна значно збільшити дебіт свердловини. Але ці методи інтенсифікації викликають значну увагу з точки зору охорони праці. Загальні положення правил безпеки при роботі з ПАР та іншими хімічними речовинами приведені нижче:

1. Роботи з нагнітання в свердловину води, газу, теплоносіїв (гарячої води, пари), хімічних реагентів (полімерів, поверхневоактивних

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 57 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

речовин, розчинників нафти) та інших проводяться відповідно до проекту і плану, затвердженому нафтогазовидобувним підприємством. У плані повинні бути зазначені порядок підготовчих робіт, схема розміщення обладнання, технологія проведення процесу, заходи безпеки, відповідальний керівник робіт.

2. Пересувні насосні агрегати, призначені для роботи на свердловинах, повинні забезпечуватися запірними та запобіжними

3. пристроями, мати прилади, що контролюють основні параметри технологічного процесу.

4. При закачуванні хімреагентів, пари, гарячої води на нагнітальній лінії біля гирла свердловини повинен бути встановлений зворотний клапан.

5. Нагнітальна лінія після збирання до початку закачування повинна бути опресована на півторакратний очікуваний робочий тиск.

6. При гідравлічних випробуваннях нагнітальних систем обслуговуючий персонал повинен бути видалений за межі небезпечної зони. Ліквідація пропусків під тиском забороняється.

7. Перед початком роботи з закачування реагентів, води і після тимчасової зупинки в зимовий час необхідно переконатись у відсутності в комунікаціях насосних установок і нагнітальних ліній льодових пробок.

8. Обігрівати трубопроводи відкритим вогнем забороняється.

9. Обробка привибійної зони, інтенсифікації припливу і підвищення нафтовилучення пластів у свердловинах з негерметичними колонами і заколонними перетоками забороняються.

10. На період теплової і комплексної обробки навколо свердловини і обладнання, що використовується, повинна бути встановлена небезпечна зона радіусом не менше 50 м.

11. Пересувні насосні установки необхідно розташовувати на відстані не менше 10 м від гирла свердловини, відстань між ними повинна бути не менше 1м. Інші установки для виконання робіт (компресор,

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 58 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

парогенераторна установка та ін.) повинні розміщуватись на відстані не менше 25 м від гирла свердловини. Агрегати встановлюються кабінами від гирла свердловини.

12. Технологічні режими ведення робіт і конструктивне виконання агрегатів і установок повинні виключити можливість утворення вибухопожежонебезпечних сумішей всередині апаратів і трубопроводів.

13. На всіх об'єктах (свердловинах, трубопроводах, замірних установках) утворення вибухонебезпечних сумішей не допускається. У планах проведення робіт необхідно передбачати систематичний контроль газоповітряного середовища в процесі робіт.

14. Викидна лінія від запобіжного пристрою насоса повинна бути жорстко закріплена, закрита кожухом і виведена в скидну місткість для збирання рідини або на прийом насоса.

15. Вібрація і гідравлічні удари в нагнітальних комунікаціях не повинні перевищувати встановлені норми.

При закачуванні розчинів та хімреагентів необхідно дотримуватись наступних правил:

Роботи повинні виконуватись з використанням необхідних засобів індивідуального захисту і відповідно до вимог інструкції з застосування даного реагенту.

На місці проведення робіт з закачування агресивних хімреагентів (сірчаної, соляної, азотної, фторної кислоти і т.д.) повинен бути:

- аварійний запас спецодягу, спецвзуття та інші засоби індивідуального захисту;
- запас чистої прісної води;
- нейтралізуючі компоненти для розчину (крейда, вапно, хлорамін).

Залишки хімреагентів слід збирати і доставляти в спеціально відведене місце, обладнане для утилізації або знищення.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 59 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Після закачування хімреагентів або інших шкідливих речовин до розбирання нагнітальної системи агрегату повинна прокачуватись інертна рідина об'ємом, достатнім для промивання нагнітальної системи. Скидати рідину після промивання необхідно в збірну місткість.

Необхідно вести постійний контроль повітряного середовища робочої зони переносними газоаналізаторами. При вмісті в повітрі закритого приміщення парів агресивних хімреагентів вище ГДК та порушенні герметичності нагнітальної системи роботи повинні бути припинені.

Завантаження термореактора магнієм повинно проводитись безпосередньо перед спусканням його в свердловину.

Завантажений магнієм термореактор, місткості і місця роботи з магнієм необхідно розташовувати на відстані не менше 10 м від нагнітальних трубопроводів та місткостей з кислотами.

5.4. Заходи з техніки безпеки

В нафтовій і газовій промисловості приходиться мати справу з великими кількостями горючих, вибухонебезпечних, а інколи і отруйних рідин, парів і газів.

Великий об'єм робіт в нафтогазовій промисловості виконують за межами приміщень (на повітрі) при різних, часто при поганих метеорологічних умовах, а інколи на значній висоті і в незручному положенні. Зовнішні промислові установки підлягають різноманітній зовнішній дії, що створює ряд небезпечних моментів (корозія і т.д.).

Технологічні процеси основані на використанні високих тисків, підвищених і понижених температур, агресивних і токсичних речовин, великих мас горючих рідин і газів. На нафтогазових підприємствах часто

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 60 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

використовують громіздке і тяжке обладнання, яке приходить під час монтажу, експлуатації, ремонту, завантаження, розвантаження і перебазування. В деяких процесах використовують вибухові речовини, радіоактивні ізотопи і високотоксичні елементи.

Аналіз травматизму показує, що значна частина нещасних випадків приходить на важкі, немеханізовані завантажувально-розвантажувальні і будівельно-монтажні роботи. Від нещасних випадків частіше за все страждають підсобні працюючі, які мають невеликий стаж роботи і недостатні промислові навички. Випадки професійних отруєнь проходять в першу чергу із-за порушень герметичності обладнання. Складні аварії можуть виникнути при порушеннях технологічного режиму процесів, особливо тоді, коли відсутні або несправні контрольно-вимірювальні і регулюючі прилади, засоби сигналізації і блокування. Щодо видобувної промисловості, то з точки зору протипожежної безпеки, слід звернути увагу на попередження нафтогазових проявів. В період підготування до освоєння свердловин питома вага рідини, залишеної в колоні при перфорації, повинна відповідати параметру, який вказаний в технічному проекті. При цьому тиск гідростатичного стовпа рідини в колоні повинен перевищувати величину пластового тиску. При освоєнні свердловин шляхом промивання рідиною, аерації стовпа рідини, нагнітання газу або стиснутого повітря слід попереджувати збільшення тиску від очікуваного максимального робочого тиску.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | <i>КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ</i> | Арк. |
| | | | | | | 61 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Таблиця 5.2 – Технічні засоби захисту від виявлених потенційно-небезпечних виробничих факторів

| Небезпечний фактор виробничого середовища | Виробничий захисний пристрій | Технічна характеристика пристрою чи засобів |
|---|---|---|
| Падіння з висоти | Запобіжний пояс. Огорожа | – |
| Отруєння парами отруйних речовин | Засоби індивідуального захисту. Вентиляція. | Протигаз, респіра-тор, витяжка |
| Ураження високим тиском | Встановлення запобіжних пристроїв | – |

При експлуатації фонтанних, компресорних свердловин також слід спостерігати за тиском, попереджуючи ускладнення, які можуть привести до аварій і можливих пожеж, як на свердловині так і безпосередньо в цеху видобутку нафти і газу.

5.5. Пожежна безпека

Територія підприємства і всі виробничі і службові приміщення повинні триматися в чистоті. Сміття, промислові відходи необхідно систематично вивозити на відведену територію. Не допускається використання доріг, переїздів і протипожежних розривів між приміщеннями і будовами для складування матеріалів, обладнання.

На пожежо- і вибухонебезпечних ділянках території і цехах паління забороняється. Паління дозволяється тільки у спеціально відведених

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 62 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

місцях, де повинні стояти урни, ящики з піском або бочки з водою для недопалків.

Замерзлі водопровідні і каналізаційні труби забороняється відігрівати відкритим вогнем, їх слід відігрівати паром, гарячою водою.

Таблиця 5.4.1 - Інтенсивність подачі засобів гасіння пожежі

| Засоби гасіння | Температура загоряння нафтопродуктів | | |
|--------------------------|--|---------------------------|----------------------------|
| | Менше 28 ⁰ | Від 28 до 45 ⁰ | Від 45 ⁰ і вище |
| | Інтенсивність подачі засобів гасіння, л/сек*м ² | | |
| | A ₁ | A ₂ | A ₃ |
| Хімічна піна | 0.75 | 0.50 | 0,30 |
| Повітряно-механічна піна | 1.25 | 1.5 | 1.0 |
| Розпилена вода | - | - | 0.2 |

В'їзд на територію пожежо- і вибухонебезпечних підприємств і цехів без іскрогасника заборонений. Для зберігання замазучених матеріалів повинні бути встановлені у визначеному місці металічні ящики з щільно закриваючими кришками, після закінчення роботи їх видаляють в пожежобезпечні місця.

Для цехових складів, які призначені для зберігання горючих і легкозаймистих рідин, повинні бути встановлені норми зберігання. Ці норми вказуються на табличках, які вивішені на видному місці у складах.

За справністю засобів пожежогасіння спостерігають спеціально призначені керівниками підприємств працівники, у нашому випадку – це майстри цехів.

Таблиця 5.4.2 - Час гасіння пожежі

| | |
|----------------|----------------------------------|
| Засоби гасіння | Розрахунковий час гасіння *, хв. |
|----------------|----------------------------------|

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 63 |

| | |
|--------------------------|----|
| Хімічна піна | 10 |
| Повітряно-механічна піна | 2 |
| Розпилена вода | 1 |

При верхньому рівні рідини в резервуарі і низькому рівні (менше 3 м від верху резервуару) приймаються для хімічної піни 25 хв, а при використанні повітряно-механічної піни – 5 хв.

Таблиця 5.4.3 - Характеристика піногенератора

| Висота подавання піни до 10 м | Напір у парогенератор а, м.вод.ст | Витрата води Qв, л/сек. | Витрата пінопорошку , Qп, кг/сек | Виробництво на піну Q, л/сек... |
|-------------------------------|-----------------------------------|-------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| 50 | 40-50 | 10.0 | 1.2 | 50.0 |
| 50 | 40-60 | 9.0-10.0 | 1.0-1.1 | 50.0-55.0 |
| 100 | 40-60 | 17.5-20.0 | 1.8-2.0 | 90.0-100.0 |

Таблиця 5.4.4 - Поділ вибухонебезпечних сумішей в залежності від температури самозагорання періоду індукції.

| Групи вибухонебезпечних сумішей | Температура самозагорання суміші, °С при періоді індукції | | Речовини |
|---------------------------------|---|----------------|--|
| | До 5 сек | Більше 5 сек | |
| А | Більше 600 | Більше 450 | Аміак, метан, ацетон, бензин, толуол, водень, ксилол |
| Б | Від 450 до 600 | Від 300 до 450 | Бензол, метиловий спирт, |

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-----------------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 64 |

| | | | |
|---|----------------|----------------|--|
| | | | пропан |
| Г | Від 300 до 600 | Від 175 до 300 | Діетиловий спирт, ацетил, сірководень |
| Д | Від 150 до 300 | Від 120 до 175 | Уайт-спирт,сірководень |

**Таблиця 5.4.5 - Інтенсивність подавання піни для тушіння
нафтопродуктів в л/сек*с²**

| Піна | Температура загорання нафтопродуктів в град | | | | | |
|-------------------------|---|----------------|------------|----------------|------------|----------------|
| | До28 | | 28-45 | | Більше 45 | |
| | Ємність резервуару в тонах | | | | | |
| | До 1000 | Більше 1000 | До 1000 | Більше 1000 | До 1000 | Більше 1000 |
| Повітряно- механічна | 1.25 | - | 1.0 | 1.5 | 0.7 | 1.0 |
| Хімічна | 0.4 | 0.6 | 0.25 | 0.5 | 0.17 | 0.3 |

5.4. Висновки до розділу 5

Розробили заходи з охорони праці; прорахували інтенсивність подачі засобів гасіння пожежі (табл. 5.4); провели розрахунки ефективності (швидкості) гасіння пожежі різними засобами.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

У ході проведеної оцінки термобаричних умов та фільтраційно-ємнісних властивостей візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища було отримано важливу інформацію щодо потенціалу родовища для видобутку нафти та газу. Аналіз геологічної структури, резервуарів та фільтраційних властивостей гірських порід вказує на наявність перспективних колекторів у візейському ярусі Нижнівського родовища. Ці колектори знаходяться в С-3 та В-15-16, В-17 та В-22 Продуктивних горизонтах.

Дослідження підтверджують наявність нафтовмісних зон та добру фільтраційну проникність гірських порід у цьому родовищі. Потенціал видобутку нафти та газу залежить від параметрів термобаричного середовища, таких як температура та тиск, а також від фільтраційно-ємнісних властивостей порід.

Отримані дані є важливими для подальшого розроблення стратегій видобутку та родовищного розведення. Належне використання цих даних може сприяти ефективній експлуатації родовища та забезпеченню стабільного видобутку нафти та газу.

Результати аналізу термобаричних умов та фільтраційно-ємнісних властивостей візейського ярусу нижнього карбону Нижнівського родовища підтверджують його потенціал для подальшого вивчення та розвитку. Продовження досліджень та врахування отриманих результатів можуть сприяти досягненню успішних результатів в галузі видобутку нафти та газу з даного родовища.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|----------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 66 |

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Бабенко В.А., Софіївський М.В., Тарасенко А.В. та ін. (2017). Особливості структури та генезису родовищ нафти та газу Українських Карпат: монографія. Івано-Франківськ: ФОП Паляниця В.І. 336 с.
2. Бубеліч О.С. (ред.) (2015). Карпатський регіон України: геологічна будова, геодинаміка, мінерально-сировинний потенціал: Монографія. Івано-Франківськ: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка». 592 с.
3. Коваленко А.Ф. (2010). Тектоніка та нафтогазоносність нижньокрейдових відкладів Українського Прикарпаття. Київ: Наукова думка. 352 с.
4. Коваленко А.Ф., Мусієнко М.М., Пришляк М.В. та ін. (2016). Структура та генезис родовищ нафти та газу карпатського регіону: монографія. Івано-Франківськ: Видавничий дім "Місто НВ". 492 с.
5. Краснов М.Н., Слюсаревський О.М., Солод Л.І. та ін. (2019). Геологічні особливості та перспективи розвитку нафтогазового комплексу північного заходу України: монографія. Львів: Видавництво Львівської політехніки. 336 с.
6. Михайленко А.В., Пономаренко О.М., Решетников В.Ф. та ін. (2012). Нафтогазоносність чорної смуги Карпат і передгір'я Прикарпаття: монографія. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. 274 с.
7. Міщук Ю.П., Клименко В.П., Пашкевич М.А. та ін. (2019). Моніторинг і прогнозування стану родовищ нафти та газу України. Київ: Видавництво "Експрес-об'ява". 278 с.
8. Перцев В.М. (ред.) (2008). Геологія та родовища нафти та газу України: Науково-довідкове видання. Київ: Наук. думка. 672 с.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|----------------------|------|
| | | | | | КР.БГ.401НЗ.19038.ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 67 |