

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**

КАФЕДРА НАФТОГАЗОВОЇ ІНЖЕНЕРІЇ І ТЕХНОЛОГІЙ

Пояснювальна записка

до дипломної роботи
першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

НА ТЕМУ

**«СТАН ПРОМИСЛОВОЇ РОЗРОБКИ ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН
БОГДАНІВСЬКЕ НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА»**

Виконав: студент 4 курсу,
групи НІТ 2022-2
спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Торопченко Р.А.
(прізвище та ініціали)

Керівник: Наливайко О.І
(прізвище та ініціали)

Рецензент: Ромашко О.В.
(прізвище та ініціали)

Харків – 2026 рік

ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Факультет Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та
транспортної інфраструктури
Кафедра Нафтогазової інженерії і технологій
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
нафтогазової інженерії
і технологій



Ткаченко Р.Б.

« 16 » 06 2026 р.

ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ

Студенту **Торопченко Руслану Артемовичу**

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: **«Стан промислової розробки видобувних свердловин
Богданівське нафтогазоконденсатного родовища»**

керівник роботи: доц., к.т.н. Наливайко О.І.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від __ № __

2. Строк подання студентом роботи: _____

3. Вихідні дані до роботи: спеціальні літературні джерела і виробничо-
будівельні данні, геолого-промислова характеристика родовища, результати
лабораторних досліджень.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно
зробити). Геологічна частина. Розділ 1.: нові дані про геологічну будову та
геолого-фізичну характеристику по Богданівському НГКР, загальні відомості
про родовище та історія його розробки, стратиграфія, тектоніка,
нафтогазоносність та видобуток, колекторські властивості продуктивних
горизонтів, фізико-хімічні властивості нафти.

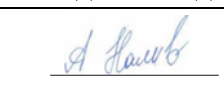
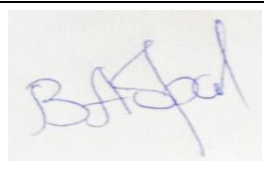
Технологічна частина. Розділ 2. : характеристика застосовуваного обладнання, проектування режимних параметрів роботи свердловин, розрахунок технологічних параметрів роботи свердловини, гідравліко-технологічні розрахунки параметрів роботи свердловини, механіко-технологічні розрахунки штангової насосної установки, спеціальне. Розділ 3. : поточний стан розробки та свердловин (експлуатаційний фонд): теоретичні основи та проблематика розробки пов'язані зі неоднорідністю продуктивних пластів, обводненням свердловин та природним виснаженням запасів: характеристика нафти, причини та механізми обводненням свердловин, існуючі методи боротьби з обводненням свердловин. Розділ 4. : стан виконання проектних рішень - спрямовані на стабілізацію видобутку, запобігання падінню пластового тиску та інтенсифікацію роботи діючого фонду свердловин.

Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Розділ 5.: загальні питання охорони праці, охорона праці управління підприємства, промислова санітарія, засоби захисту, електробезпека, пожежна безпека, охорона праці навколишнього середовища.

Презентація Богданівського родовища: оглядова карта району робіт родовища, геологічний розріз родовища, структурна карта продуктивного горизонту родовища, схема конструкції вибою свердловин та схема обладнання гирла свердловини, структурна схема збору продукції Богданівського НГКР тощо.

Більше актуальної інформації про поточні виробничі показники та плани буріння розміщені на офіційному ресурсі ПАТ «Укрнафта».

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Технологічна частина	доц. Наливайко О. І.		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	доц. Абракітов В.Е..		

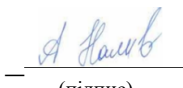
Дата видачі завдання « 25 » _____ 06 _____ 2026 _р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на кваліфікаційну роботу	25.05.2026 р.	
2	Розробка геолого-промислової та технологічної частини	26.05.2026 р.- .06.2026 р.-	
3	Розробка презентаційного матеріалу	06.2026 р.	

4	Попередній захист дипломної роботи	06.2026 р.	
5	Рецензування дипломної роботи	06.2026 р.	
6	Здача закінченої дипломної роботи в ДЕК	06.2026 р..	

Студент  _____ Торопченко Р.А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи  _____ Наливайко О.І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Реферат

Дипломна робота: Кількість сторінок –82 ; Кількість рисунків –10 , Кількість таблиць –11 , Графіків –0 аркушів, Видання наукових та технічних джерел – 13

Мета роботи – встановлення відповідності фактичного стану показників розробки до проектних рішень, надання рекомендацій щодо подальшої розробки родовищ.

У роботі наведено коротку характеристику геологічної будови родовищ, аналіз експлуатації свердловин та поточного стану розробки експлуатаційних об'єктів, ефективність заходів з інтенсифікації видобутку вуглеводнів та результати досліджень щодо здійснення контролю за розробкою. Подано рекомендації для покращення ефективності процесу вилучення вуглеводнів.

Ключові слова: родовище, нафта, газ, свердловина, розробка, запаси.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

НГВУ – нафтогазовидобувне управління; УЕВН – установка електро-відцентрового насоса; ПРС – поточний ремонт свердловин; ЕВН – електровідцентровий насос; ККД-коефіцієнт корисної дії; КРС – капітальний ремонт свердловини; НКТ-насосно-компресорні труби; ЦВНГ – цех видобування нафти і газу; ГГПЗ – Гнідинцівський газопереробний завод; ЦПСН – центральний пункт збору нафти; БЗЗН –блок зневоднення та знесолення нафти; КСУ – кінцева сепараційна установка; ЦПГ –цех підготовки газу; НГВУ – нафтогазовидобувне управління; ГЗУ – групова замірна установка; ЦПЗ – центральний пункт збору; УПН – установка підготовки нафти; ДНС – дотискна насосна станція; КС – компресорна станція; УПГ – установка підготовки газу; ППТ – підтримання пластового тиску; УНТС – установка низькотемпературної сепарації; ППТ – підтримання пластового тиску; св. – свердловина;

Анотація

Дипломна робота на тему «**Стан промислової розробки видобувних свердловин Богданівського нафтогазоконденсатного родовища**» виконана на основі аналізу геолого-промислових матеріалів, технічної документації, нормативних джерел та фактичних показників роботи родовищ.

Під час виконання дипломної роботи було розглянуто загальні відомості про родовище та історію його розробки, стратиграфію та тектоніку, нафтогазоводність та видобуток, колекторські властивості горизонтів, фізико-хімічні властивості нафти.

Третій розділ присвячено дослідженню поточного стану розробки експлуатаційних свердловин, теоретичні основи та проблематика розробки пов'язані з неоднорідністю продуктивних пластів, причини та механізми обводнення свердловин, методи боротьби з обводненням свердловин.

Під час проведення дослідження четвертого розділу розглянуто стан виконання проектних рішень, спрямованих на підтримання рівня видобутку та збереження пластової енергії покладів

У 5 розділі розглянуто загальні питання охорони праці, охорона праці навколишнього середовища, охорона праці управління підприємства, протипожежна безпека.

Abstract

The thesis on the topic "The state of industrial development of production wells of the Bogdanivka oil and gas condensate field" was carried out on the basis of an analysis of geological and industrial materials, technical documentation, regulatory sources and actual indicators of the field's operation.

During the thesis, general information about the field and the history of its development, stratigraphy and tectonics, oil and gas potential and production, reservoir properties of horizons, and physicochemical properties of oil were considered.

The third section is devoted to the study of the current state of development of production wells, theoretical foundations and development issues related to the heterogeneity of productive layers, the causes and mechanisms of well waterlogging, methods of combating well waterlogging.

During the study of the fourth section, the status of implementation of design solutions aimed at maintaining the level of production and preserving the reservoir energy of deposits was considered.

In section 5, general issues of labor protection, environmental labor protection, labor protection of enterprise management, fire safety are considered.

ЗМІСТ

Розділ 1.Геологічна частина	9
1.1 нові дані про геологічну будову та геолого-фізичну характеристику по Богданівському НГКР	9
1.2 загальні відомості про родовище та історія його розробки.....	11
1.3 стратиграфія та тектоніка	14
1.4 Нафтогазоводність та видобуток	19
1.5 колекторські властивості продуктивних горизонтів	42
1.6 фізико-хімічні властивості нафти.	43
Висновок	45
Розділ 2. Технологічна частина	47
2.0 характеристика застосовуваного обладнання.....	47
Висновок	56
Розділ 3. : поточний стан розробки та свердловин	57
(експлуатаційний фонд)	57
3.1 теоретичні основи та проблематика розробки пов'язані зі неоднорідністю продуктивних пластів.....	60
3.2 характеристика нафт, причини та механізми обводненням свердловин	61
3.3 існуючі методи боротьби з обводненням свердловин	63
Розділ 4. : стан виконання проектних рішень - спрямовані на стабілізацію видобутку, запобігання падінню пластового тиску та інтенсифікацію роботи діючого фонду свердловин	64
Розділ 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.....	66
5.1загальні питання охорони праці.....	66
5.2охорона праці управління підприємства.....	68
5.3 промислова санітарія, засоби захисту, електробезпека, пожежна безпека, охорона праці навколишнього середовища.....	69
5.4 Аналіз умов праці та виявлення небезпечних і шкідливих виробничих факторів на ГЗУ «Богдани»	77
Висновок	79
Загальний висновок	80
Список джерел.....	82

Вступ

Дослідження охоплює аналіз геолого-промислових параметрів Богданівського нафтогазоконденсатного родовища (НГВУ «Чернігівнафтогаз») у контексті загального стану нафтогазоносного потенціалу Чернігівщини. Регіон має площу 31,9 тис. км² (із перспективною зоною 20 тис. км²), де за 40 років розвідок відкрито 23 родовища. Базою промисловості стали Гнідинцівське, Лесяківське та Талалаївське родовища, які забезпечили рекордний видобуток у 1972 році (понад 8 млн т). На 2023 рік у промисловому видобутку перебували 12 об'єктів (включаючи Богданівське родовище), тоді як 5 нафтових родовищ (Бережівське, Монастирищенське та інші) залишалися в простой через відсутність працюючих свердловин.

У роботі на основі промислово-геологічних та геофізичних даних оцінено сучасний стан експлуатаційного фонду Богданівського родовища, виявлено чинники зниження дебітів та проаналізовано ефективність вироблення залишкових запасів в умовах тривалого дренавання пластів. Також розглянуто промислову інфраструктуру збору й підготовки флюїдів.

Науково-практичне значення роботи полягає у розробці рекомендацій щодо підвищення нафтогазовіддачі в умовах пізньої стадії розробки родовищ, що є критично важливим для стабілізації енергетичного сектору України.

Розділ 1.Геологічна частина

1.1 нові дані про геологічну будову та геолого-фізичну характеристику по Богданівському НГКР

Станом на 01.09.2023 р . горизонт ПК Богданівського родовища розроблявся свердловинами 2, 10, 63.Поточна експлуатація видобувного фонду свердловин Богданівського родовища здійснюється механізованим (глибинонасосним) способом із застосуванням установок електровідцентрових насосів (УЕВН). Робота діючого фонду характеризується цілодобовим режимом відбору рідини в умовах високої поточної обводненості продукції, що в середньому становить близько 99 %. Протягом восьми місяців 2023 року середньодобові дебіти свердловин за чистою нафтою варіювалися в межах від 0,9 т/добу до 1,9 т/добу.

Свердловина № 2. Експлуатується за допомогою насосної установки типорозміру ЕВН5-200-1800. Глибина підвіски підземного обладнання становить 1818 м, що забезпечує стабільне відкачування пластового флюїду та зниження динамічного рівня до позначки близько 1401 м від устя. Протягом звітнього періоду 2023 року свердловина працювала у заданому технологічному режимі, капітальні та поточні ремонти не виконувалися.

Свердловина № 10. Обладнана відцентровим насосом із номінальною подачею 125 м³/добу. Глибина спуску насосного агрегату становить 517 м за величи

динамічного рівня 429 м. Підземне обладнання демонструє високу міжремонтну стабільність: у звітному періоді ремонтні роботи на об'єкті не проводилися, а останній поточний ремонт свердловин (ПРС) із плановою заміною ЕВН було виконано у вересні 2019 року.

Свердловина № 63. У серпні 2023 року об'єкт було виведено з контрольного (п'єзометричного) фонду та переведено до категорії видобувних. Для освоєння свердловини впроваджено УЕВН на базі насоса з номінальною продуктивністю 30 м³/добу та напором 1900 м. Глибина монтажу насоса становить 1703 м при фіксації динамічного рівня на позначці 742 м. Станом на 01.09.2023 року тривалість роботи свердловини після освоєння склала 19 діб. За цей період зафіксовано середньодобовий дебіт нафти на рівні 1,1 т/добу при обводненості 98 %. Особливістю цього об'єкта є аномально високий поточний газовий фактор, який досяг значення 2894 м³/т

1.2 загальні відомості про родовище та історія його розробки

Богданівське нафтогазоконденсатне родовище (НГКР) адміністративно розташоване в Чернігівській області, Варвинського району на відстані 12 км на південь від смт. Варва та 34 км на південний схід від м. Прилуки. Найближчі населені пункти до родовища- смт.Богдани, Світличне, Дащенки.

Транспортне сполучення та логістичне забезпечення бурових і експлуатаційних робіт матеріально-технічними ресурсами здійснюється через залізничну станцію Прилуки, розташовану за 40 км на північний захід від родовища.

За характером рельєфу територія родовища є хвилястою рівниною, що інтенсивно розчленована ерозійною мережею річкових долин, ярів та балок. Загальний градієнт зниження рельєфу спрямований у південному та південно-східному напрямках. Діапазон абсолютних відміток земної поверхні варіюється в межах +135...+175 м.

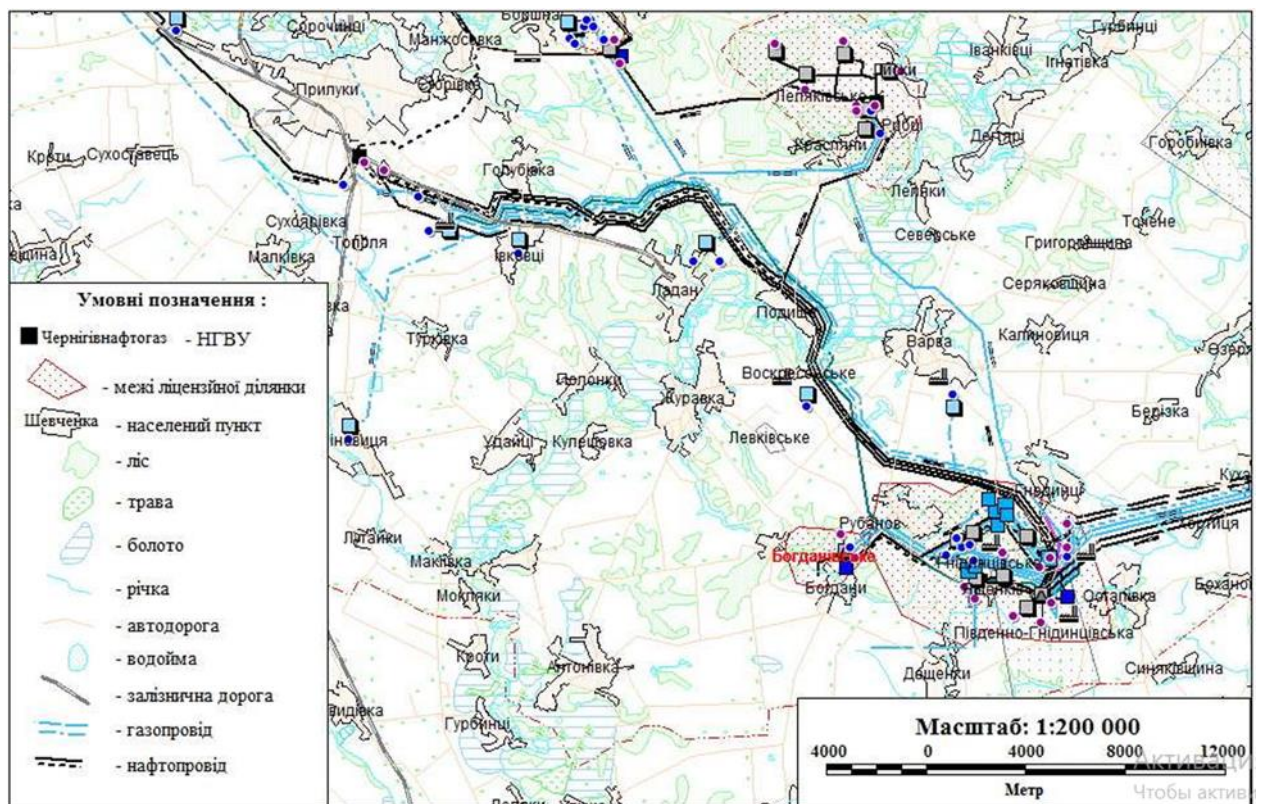


Рисунок 1.0 – Оглядова карта району розташування Богданівського родовища



Рисунок 1.1 – Карта-схема району розташування Богданівського родовища

Гідрографічна сітка району представлена річкою Удай та її притоками різного порядку. За фізико-географічним типом ландшафту територія належить до лісостепової зони.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна кількість опадів – 520 мм. Середньорічна температура повітря становить плюс 7 °С. Найбільш низькі температури – до мінус 20 °С спостерігаються у січні, а високі плюс 25 °С – у липні. Напрямок вітру змінюється залежно від пори року. Взимку характерні східні вітри, а влітку – північно-західні.

Таблиця 1. Координати Богданівського родовища

Пн. Ш.	Сх. Д.
50° 25' 55"	32° 39' 15"
50° 25' 50"	32° 40' 15"
50° 25' 45"	32° 41' 15"
50° 25' 35"	32° 41' 30"
50° 25' 15"	32° 41' 30"
50° 24' 40"	32° 40' 40"
50° 24' 35"	32° 40' 00"
50° 24' 40"	32° 39' 10"
50° 50' 15"	32° 38' 50"
50° 25' 40"	32° 38' 45"

1.3 стратиграфія та тектоніка

В тектонічному відношенні Богданівстке родовище знаходиться в північно-західній частині приосьової зони Дніпровсько-донецької западини.

Підняття виявлене сейсмозрозвідкою і підготовлене до промислової оцінки нафтогазоносності кам'яновугільних відкладів у 1965р. Пошуково-розвідувальне буріння почалося в 1967р. При випробуванні св.№2 з утворень московського ярусу (продуктивний горизонт М-6) одержано прилив газу дебітом 613т./добу через штуцер діаметром 14мм. У 1967р. родовище прийнято до державного балансу. Результати переінтерпретації сейсмічних будов проведеної в 1968р., стали основою для подальших пошуково-розвідувальних робіт. Вони тривали з 1968р. до 1972р. Всього пробурено 16 пошукових та розвідувальних свердловин та 1 параметрична свердловина, якими розкрито карбонатно-теригенний розріз відкладів від четвертинних до девонських, а також галогенні утворення верхнього девону.

По покрівлі горизонту М-3-4(московський ярус) структура є брахіантиклінально субширотного простягання з соляним ядром, ускладненою діагональним скидом. По площині порушення східна частина підняття опущена відносно західної більше ніж на 300м. Розміри складки в межах ізогіпси-2000м і скиду 1,9× 1,3км, амплітуда 90м.

В результаті проведених робіт виявлено та оцінено запаси вуглеводнів у відкладах пермі-верхнього карбону (горизонт А-2), московського (М-1, М-2, М-3-4, М-5, М-6, М-7), башкирського (Б-1, Б-3-6, Б-12), серпухівського (С-5), візейського (В-16, В-17-18, В-19, В-26) та турнейського (Т-2) ярусів. Більшість покладів пов'язані з опущеним блоком, лише великі скупчення нафти горизонтів В-16 та газоконденсату Т-2 встановлені в західному піднятому блоці. Поклади вуглеводнів пластові склепінні тектонічно екрановані, деякі з них літологічно обмежені. Колектори складені пісковиками пористість в яких в середньому становить 14-17%. Поверх нафтогазоносності становить 1400м.

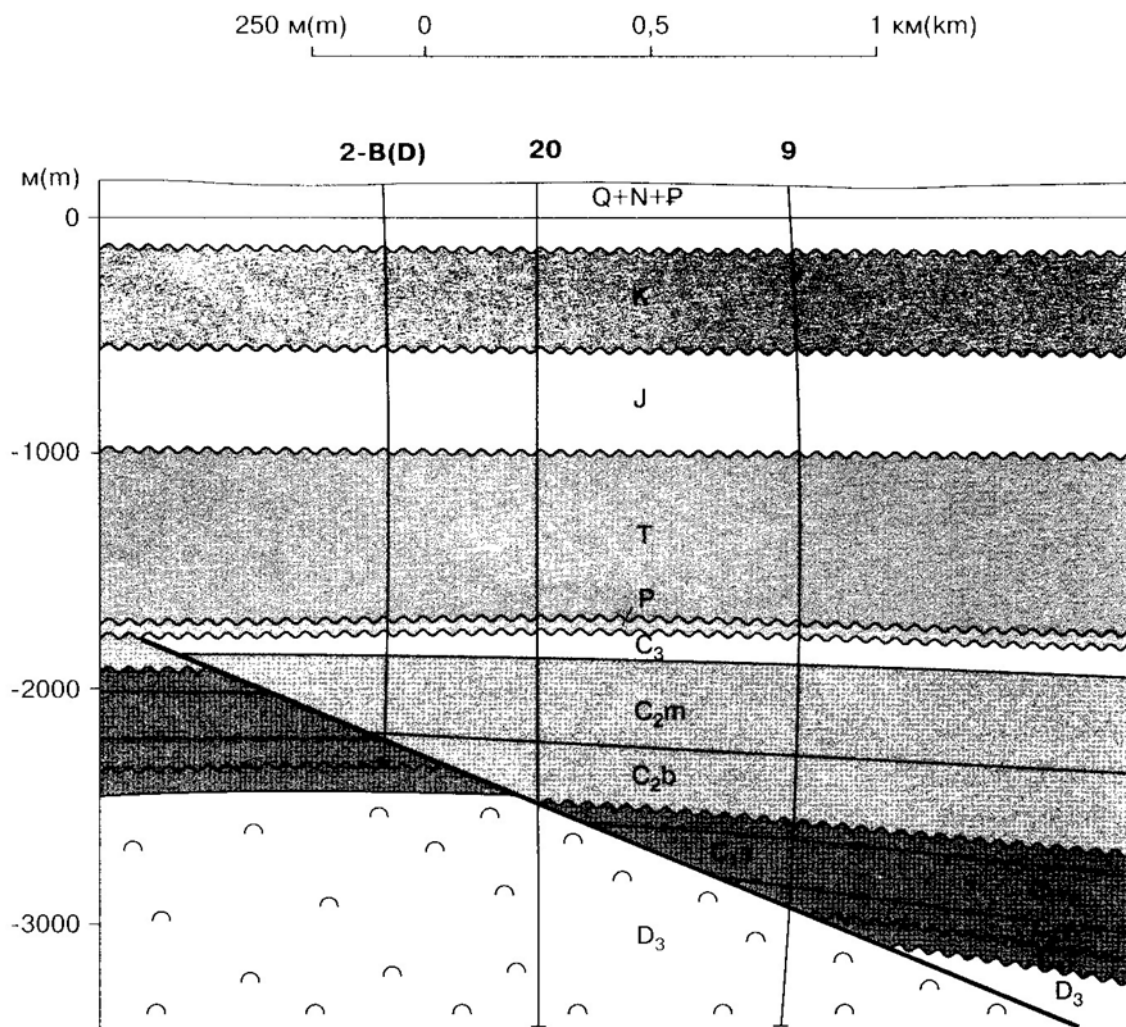


Рисунок 1.2-Геологічний розріз по лінії I-I

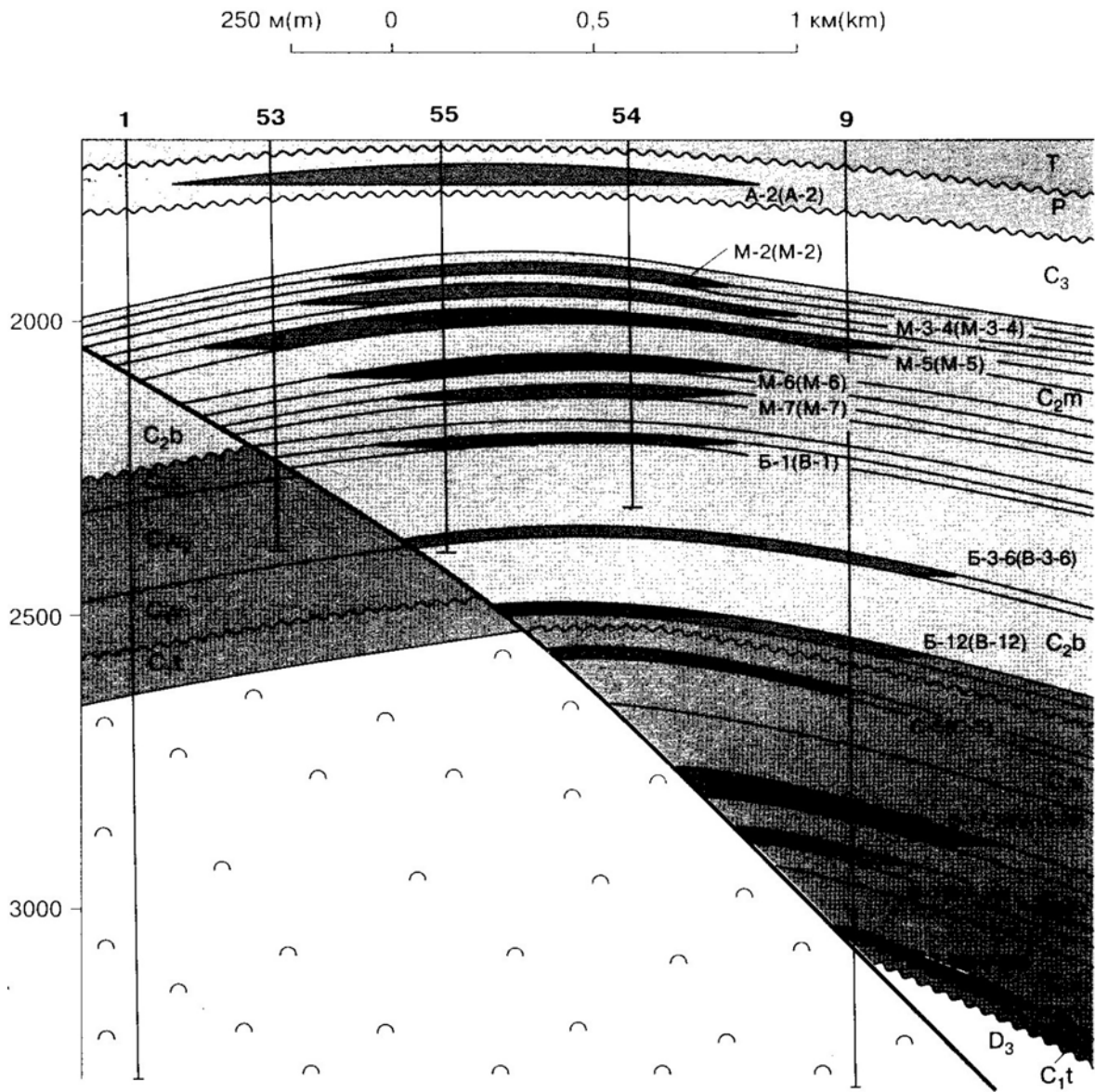


Рисунок 1.3-Розріз продуктивної частини лінії II-II

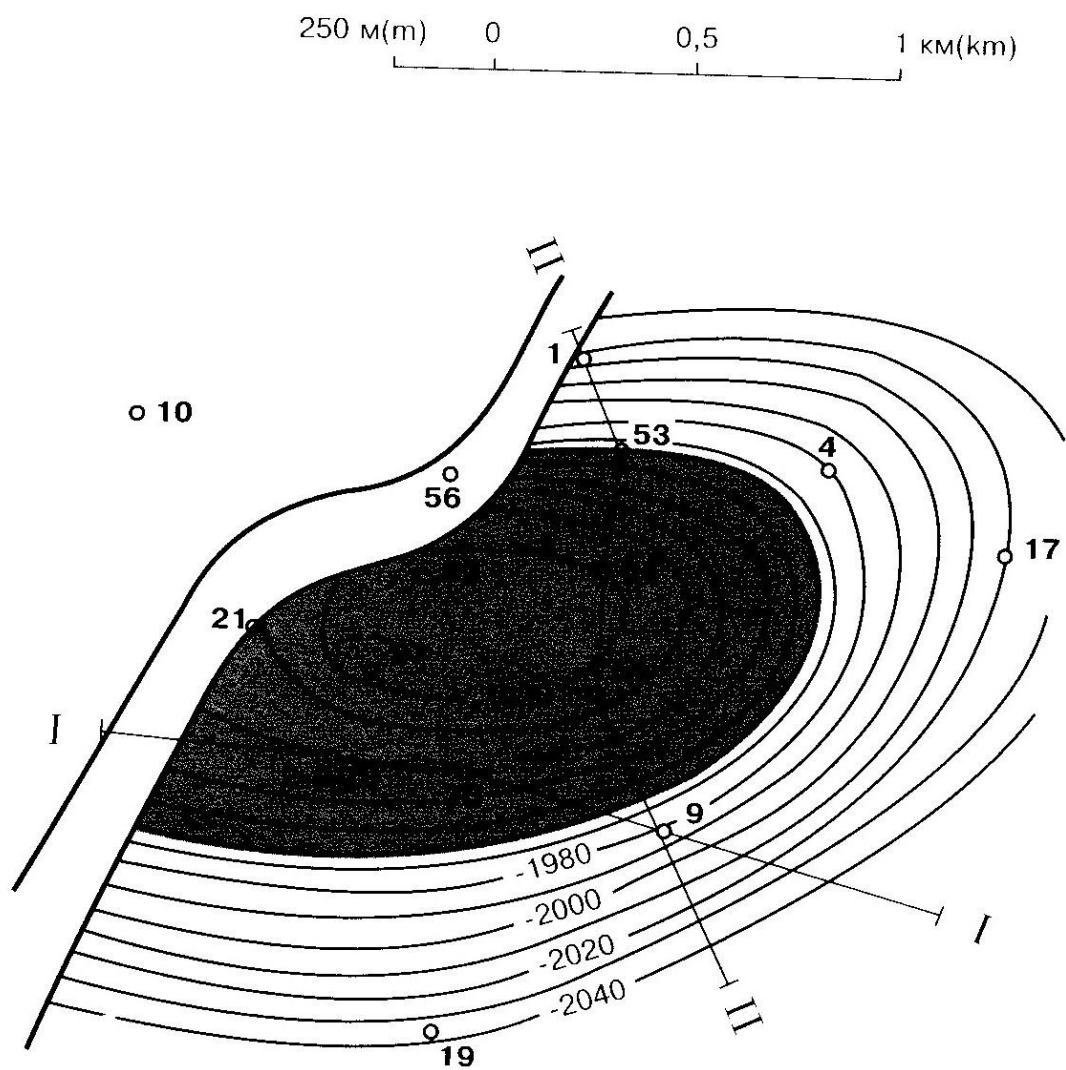


Рисунок 1.5-Структурна карта покрівлі горизонту М-3-4 за П.А.Бацуком

1.4 Нафтогазоводність та видобуток

За весь період розробки на родовищі пробурено 62 свердловини, з них 58 нафтових та чотири газові. В діючому фонді перебуває 12 нафтових свердловин, одна газова та дві нагнітальні. На родовищі ліквідовано 20 свердловин, з яких чотири свердловин ліквідовано після експлуатації. Стан фонду свердловин станом на 01.09.2023 р. наведено в таблиці 1.1.

Станом на 01.09.2023 р . горизонт ПК Богданівського родовища розроблявся свердловинами 2, 10, 63. Поточна експлуатація видобувного фонду свердловин Богданівського родовища здійснюється механізованим (глибинонасосним) способом із застосуванням установок електровідцентрових насосів (УЕВН). Робота діючого фонду характеризується цілодобовим режимом відбору рідини в умовах високої поточної обводненості продукції, що в середньому становить близько 99 %. Протягом восьми місяців 2023 року середньодобові дебіти свердловин за чистою нафтою варіювалися в межах від 0,9 т/добу до 1,9 т/добу.

Свердловина № 2. Експлуатується за допомогою високовидатної насосної установки типорозміру ЕВН5-200-1800. Глибина підвіски підземного обладнання становить 1818 м, що забезпечує стабільне відкачування пластового флюїду та зниження динамічного рівня до позначки близько 1401 м від устя. Протягом звітнього періоду 2023 року свердловина працювала у заданому технологічному режимі, капітальні та поточні ремонти не виконувалися.

Свердловина № 10. Обладнана відцентровим насосом із номінальною подачею 125 м³/добу. Глибина спуску насосного агрегату становить 517 м за величини динамічного рівня 429 м. Підземне обладнання демонструє високу міжремонтну стабільність: у звітньому періоді ремонтні роботи на об'єкті не проводилися, а останній поточний ремонт свердловин (ПРС) із плановою заміною ЕВН було виконано у вересні 2019 року.

Свердловина № 63. У серпні 2023 року об'єкт було виведено з контрольного (п'єзометричного) фонду та переведено до категорії видобувних. Для освоєння свердловини впроваджено УЕВН на базі насоса з номінальною продуктивністю 30 м³/добу та напором 1900 м. Глибина монтажу насоса становить 1703 м при фіксації динамічного рівня на позначці 742 м. Станом на 01.09.2023 року тривалість роботи свердловини після освоєння склала 19 діб. За цей період зафіксовано середньодобовий дебіт нафти на рівні 1,1 т/добу при обводненості 98 %. Особливістю цього об'єкта є аномально високий поточний газовий фактор, який досяг значення 2894 м³/т

Горизонт М-2

Горизонт М-2 протягом восьми місяців 2023 р. не розроблявся. Свердловина 20, що експлуатувала даний горизонт, з жовтня 2012 р. перебуває в спостережному фонді (п'єзометрична).

Горизонт М-3+4

Свердловина 57 розробляє горизонт М-3+4 Богданівського родовища з липня 2018 р. Спосіб експлуатації свердловини механізований за допомогою УЕВН. Станом на 01.09.2023 р. в свердловині застосовується насос з номінальною подачею 80 м³/д, напором 2000 м на глибині спуску 1816 м (динамічний рівень 948 м). Середньодобові відбори нафти за вісім місяців 2023 р. становили 0,6 т/д, рідини-84 т/д, при цьому середнє обводнення склало 99,3%, середній газовий фактор 922 м³/т. У вересні 2022 р. в свердловині виконано опресування колони НКТ.

В серпні 2022р. з спостережного фонду в експлуатацію горизонт М-3+4 повернена свердловина 56 механізованим способом за допомогою УЕВН на базі насоса з номінальною подачею 30 м³/д та напором 2400 м на глибині спуску 2000 м (динамічний рівень 689 м). З січня по березень 2023 р. свердловина перебувала в бездіючому фонді по причині різкого зростання обводнення продукції. Після визначення інтервалів припливу

рідини(ДР:27.02.2023р.-16.03.2023р.) Та Від'єднання окремих обводнених(КР: 16.03.2023 р. - 09.04.2023 р.) експлуатацію відновлено в квітні 2023 р. За допомогою ЕВН5-30-2400 на глибині спуску 1998 м з середньодобовим дебітом нафти 2,1 т/д, обводненням 95,2 %, газовим фактором близько 1190 м³/т та вже 3 травня по причині аварійного обриву підземного обладнання свердловина зупинена. Станом на 01.09.2023 р. свердловина перебуває в бездіючому фонді.

Умови експлуатації ЕВН в свердловинах характеризуються наявністю в продукції вільного газу(середні газові фактори за звітний період становили:св.56-1188м³/т, св.57-922 м³/т). Для зменшення негативного впливу вільного газу на роботу насосів рекомендується застосування в компоновці свердловинного обладнання газозахисних пристроїв.

Торизонт М-5

В експлуатації на горизонті М-5 Богданівського родовища протягом восьми місяців 2023 р. перебували чотири свердловини - 53,58,61 і 81. Всі свердловини експлуатуються глибинно-насосним способом за допомогою УЕВН.

Свердловина 53 протягом восьми місяців 2023 р. експлуатувалася з середньодобовими відборами нафти від 1,6 т/д до 3,2 т/д та обводненням від 11 % до 33 %. Глибинонасосна експлуатація свердловини здійснювалася за допомогою УЕВН на базі насоса ЕВН5-50-2100 на глибині спуску 1919 м при динамічному рівні до 1470 м. Протягом звітного періоду свердловина експлуатувалася в періодичному режимі з тривалістю періодів робота/накопичення відповідно 2/22 години. Останній ПРС виконаний в серпні 2021 р. по причині заміни несправного насоса.

Свердловина 61 протягом звітного періоду експлуатувалася за допомогою УЕВН на базі насоса номінальною подачею 125 м³/д, напором 900 м на глибині спуску 959 м. Режимні параметри роботи ЕВН свердловини

задовільні, насоспрацює в зоні оптимального ККД. В грудні 2022 р. в свердловині виконано КРС з метою вилучення обірваного обладнання.

Свердловина 81 експлуатує горизонт М-5 з березня 2015 р. Спосіб експлуатації свердловини механізований за допомогою УЕВН. В грудні 2020 р. під час ремонтних робіт виконано заміну ЕВН продуктивністю 125 м³/д на ЕВН більшої номінальної подачі 200 м³/д на більшій глибині спуску 1517 м (попередня глибина 1406 м). За звітний період в свердловині виконано один ПРС: 01.03.2023 р. - 04.03.2023 р. з метою заміни негерметичних НКТ, під час якого застосували ЕВН5-200-1550 на глибині спуску 1486 м. Протягом восьми місяців 2023 р. середньодобові відбори нафти становили від 1,1 т/д до 1,4 т/д, рідини - від 160 т/д до 178 т/д, при середньому обводненні 99,3 %, газовому фактору від 440 м³/т до 1270 м³/т.

Свердловина 58 до березня 2021 р. експлуатувалася за допомогою ЕВН номінальною подачею 200 м³/д, напором 1200 м на глибині спуску 1118 м. В квітні 2021 р. в свердловині виконано ПРС, під час якого застосували ЕВН більшої номінальної продуктивності 400 м³/д, напором 1250 м на меншій глибині спуску 1016 м. За звітний період в свердловині виконано один ПРС: 25.02.2023 р. - 01.03.2023 р. з метою заміни негерметичних НКТ, під час якого застосували ЕВН5А-400-1250 на глибині спуску 1008 м. Середньодобові відбори нафти протягом восьми місяців 2023 р. становили 1,1 т/д, рідини - 232 т/д, при цьому середнє обводнення до 99,5%, середній газовий фактор 600 м³/м.

Свердловина 69 зупинена 01.10.2015 р. по причині несправності насосного обладнання та переведена в п'єзометричний фонд (ОС: 07.11.2015 р. - 08.11.2015 р.). Станом на 01.09.2023 р. свердловина перебуває в консервації.

Свердловина 75 перебувала в експлуатації на горизонті М-5 до квітня 2019 р., після чого по причині несправного насосного обладнання з 01

червня 2019 р. по 27.05.2020 р. перебувала в бездіючому фонді. Станом на 01.09.2023 р. свердловина знаходиться в консервації (з 27.05.2020 р.).

Горизонт Б

Протягом восьми місяців 2023 р. в експлуатації на горизонті Б перебували три свердловини-74, 86 і

90. Всі свердловини механізовані, експлуатуються за допомогою УЕВН. номінальн подачі

Насосів,що застосовуються В свердловинах становлять : 30м³/д (свердловини76,86) і 80м³/д(свердловина 90). Режим експлуатації свердловин 74 і 86 періодичний, зтривалістю періодів робота/накопичення 2/22 години і 4/20 годин відповідно.

Свердловина 91 Богданівського родовища експлуатувала горизонт Б з січня 2022 р. (переведена з консервації на газовому горизонті С-5-6) по березень 2022 р. та через відсутність припливу флюїдів переведена в бездіючий фонд. В свердловині застосовувався ЕВН номінальної подачі 30 м³/д та номінального напору 2700 м, при цьому середньодобовийдебіт нафти становив 0.15 т/д,рідини2.27 т/д,обводнення 93,3%,газовий фактор 224 м³/т.Експлуатація відбувалася в періодичному режимі. Станом на 01.09.2023 р.свердловина перебуває в контрольному фонді (п'єзометрична, переведена вгрудні 2022 р.).

Експлуатація свердловин горизонту Б характеризуються низькими динамічними рівнями (від 1900 м до 2130 м), що обумовлює застосування насосів в інтервалі глибин від 1960 м до 2500 м. Протягом звітнього періоду всвердловинах виконано по одному ПРС з метою заміни несправного насосного обладнання

Протягом восьми місяців 2023 р. в свердловині 74 застосовувався насос типорозміру ЕВН5-30-2200, в свердловині 86-типорозміру ЕВН5-30-

2900(з26серпня 2022 р.) та в свердловині 90- типорозміру ЕВН5-50/80-3000(з 18грудня 2022 р.).

Середньодобові дебіти нафти свердловин в звітному періоді становили:1.3 т/д(свердловина 74), 3 т/д (свердловина 86) та 5,8 т/д (свердловина 90), при цьому середнє обводнення становило 1,3% (свердловина 74),57,8% (свердловина 86) і 89,8 % (свердловина 90).

Умови експлуатації ЕВН в свердловинах характеризуються наявністю в продукції вільного газу(середні газові фактори за звітний період становили:СВ.74-685 м³/т, СВ.86-1720 м³/т,сВ.90-530 м³/т).Для зменшення негативного впливу вільного газу на роботу насосів рекомендується застосування в компоновці свердловинного обладнання газозахисних присторів.

Свердловина 70 Богданівського родовища експлуатувала горизонт Б в2015 р. Після виходу з ладу насосного обладнання свердловина зупинена 21.08.2015 р. та переведена з 01.10.2015 р. в бездіючий фонд. Станом на 01.09.2023р.свердловина перебуває в консервації (з липня2020 р.).

Газові горизонти В-17-18,В-26в+н, Т-2

Свердловини 80 переведена в роботу на газовий горизонт В-17-18 з контрольного фонду(п'єзометрична)в квітні 2023р. Фонтанування відбулося через штуцери діаметром 4мм, 5мм, 6мм, при цьому з метою недопущення накопичення рідини з травня 2023р. в свердловини застосовуватися ЕВН5-50-2700на глибині спуску 2132м в цілодобово режимі. Експлуатація свердловини в звітному періоді 2023р. Відбувалася з середньодобовими дебитами газу близько 10 тис.м³/д,конденсату 0,8т/д, води 48,3 т/д.

Газова свердловина 76 по причині незначного дебіту газу (0,05 тис. м³/д) в травні 2013 р. переведена спочатку в бездіючий фонд, а з березня 2020 р. - в контрольний фонд (п'єзометрична), де і продовжує перебувати станом на 01.09.2023 р. (горизонт В-17-18).

Станом на 01.09.2023 р. газовий горизонт В-26В+н розроблявся свердловиною 17 з середньодобовим дебітом газу близько 34 тис. м³/д, конденсату - до 2 т/д, води від 2,1 т/д до 3,1 т/д, при цьому середній газоконденсатний фактор становив 54 г/м³, газоводний фактор-242 л/тис. м³. В свердловині відбувається накопичення рідини на вибої.

3 липня 2023 р. відновлена експлуатація відкладів газового горизонту Т-2 свердловиною 55 фонтанним способом. Протягом серпня експлуатація відбувалася на штуцерах діаметрами 10 мм, 8 мм і 7 мм, при цьому середньодобовий дебіт газу за місяць склав 41 тис. м³/д, конденсату 1,6 т/д, води - до 2 т/д.

Свердловина 81 розробляла газовий горизонт М-6 до квітня 2013 р., після чого по причині виснаження запасів в березні 2015 р. переведена на вищезалягаючий нафтовий горизонт М-5.

Таблиця 1.1-Характеристика фонду свердловин Богданівського родовища станом на 01.09.2023р

Фонд	Характеристика фонду свердловин	Кількість свердловин	Номер свердловин
Фонд нафтових свердловин	Всього	53	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,14,15,16,19,20,21,51,52,53,54,56,57,58,59,60,61,63,65,66,67,68,69,70,71,72,73,74,75,78,81,82,83,84,86,87,88,89,90,94,206
	Експлуатаційний фонд	13	2,10,53,56,57,58,60,61,63,74,81,86,90
	Діючі	11	2, 10, 53, 57, 58, 61, 63, 74, 81, 86, 90
	із них: фонтанні	—	—
	ЕВН	8	2, 10, 53, 58, 61, 63, 86, 90
	ШГН	—	—

	Газліфт	–	–
	В простой	3	57, 74, 81
	В бездії	2	56, 60
	В консервації	7	54,69,70,75,78,82,88
	П'єзометричні	13	4,9,19,20,52,72,73,83,84,87,89,91,94
	В очікуванні ліквідації	1	51
	Ліквідовані	19	1,3,5,6,7,8,11,12,14,15,16,21,59,65,66,67,68,71,206
Спеціальні свердловини	Всього	2	62,64
	із них: поглинаючі	1	64
	В очікуванні на ліквідацію	1	62
Нагнітальні свердловини	Всього	2	77,79
	Діючі	2	77,79
Фонд газових свердловин	Всього	5	17, 55, 76, 80
	Експлуатаційний фонд	–	–
	Діючі	3	17, 55, 80
	В бездії	–	–
	В консервації	–	–
	П'єзометричні	1	76
	В очікуванні ліквідації	–	–
	Ліквідовані	1	85

Таблиця 1.2-Розподіл фонду нафтових Богданівського родовища за основними показниками станом на 01.09.2023р

Фонд свердловин	Обводнення свердловин, %					Дебіт нафти, т/д				ГФ, м³/т			
	Безводна продукція	<10	10 – 50	50 – 90	>90	<1	1 – 10	10 – 50	>50	<100	100 – 200	200 – 500	>500
шт.	–	1	1	1	8	2	9	–	–	–	–	1	10
%	–	9,1	9,1	9,1	72,7	18,2	81,8	–	–	–	–	9,1	90,9

Таблиця 1.3– Зіставлення проектних і фактичних показників розробки горизонту ПК в північно-західному блоці Богданівського родовища

Показники	Одиниці виміру	Роки								
		2022			2023				2024	2025
		проектний	фактичний	відхилення, %	проектні (прогнози) показники	фактичний на 01.09	очікуваний	відхилення, %	проектні (прогнози) показники	проектні (прогнози) показники
Річний видобуток нафти	тис. т	0,444	0,208	-53,1	0	0,266	0,399	100,0	0,379	0,360
Накопичений видобуток нафти	тис. т	478,054	477,722	-0,1	478,054	477,988	478,121	0,0	478,500	478,860
Річний видобуток газу	млн м³	0,180	0,101	-43,8	0,000	0,248	0,372	100,0	0,353	0,336
Накопичений видобуток газу	млн м³	43,970	43,890	-0,2	43,970	44,138	44,262	0,7	44,615	44,951
Коефіцієнт нафтовилучення	ч. од	0,553	0,553	-0,1	0,553	0,553	0,553	0,0	0,554	0,554
Темп відбору від початкових видобувних запасів	%	0,093	0,044	-53,1	0,000	0,056	0,083	100,0	0,079	0,075

Темп відбору від поточних видобувних запасів	%	- 822, 2	74,9	- 109,1	0,0	2216 ,7	- 329, 8	100,0	-74,8	-41,9
Обводнення середньорічне	%	99,3	99,3 67	0,1	0,0	99,4	99,4	100,0	0,0	0,0
Середній газовий фактор	м³/т	405	485, 358	19,7	0	932	932	100,0	0	0
Річний видобуток рідини	тис. т	62,2 85	32,9 06	-47,2	0,00 0	42,9 21	64,3 82	100,0	61,1 62	58,10 4
В т. ч. фонтаном	тис. т	—	—	—	—	—	—	—	0,00 0	0,000
газліфтом	тис. т	—	—	—	—	—	—	—	0,00 0	0,000
ЕВН	тис. т	62,2 85	32,9 06	-47,2	0,00 0	42,9 21	64,3 82	100,0	61,1 62	58,10 4
ШГН	тис. т	—	—	—	—	—	—	—	0,00 0	0,000
Накопичений видобуток рідини	тис. т	489 0,17 2	485 9,50 0	-0,6	4890 ,172	4902 ,421	4923 ,882	0,7	4985 ,044	5043, 148
Щільність сітки видобувних і нагнітальних свердловин	га/с в.	334, 800	334, 800	0,0	0,00 0	334, 800	334, 800	100,0	0,00 0	0,000
Питомі залишкові запаси на 1 свердловину експлуатаційного фонду	т/св .	385, 946	386, 278	0,1	0,00 0	386, 012	385, 879	100,0	0,00 0	0,000
Коефіцієнт експлуатації свердловин	ч. од	0,94 3	0,93 3	-1,1	0,00 0	0,64 4	0,96 5	100,0	0,00 0	0,000
Фонд видобувних свердловин на кінець року	шт.	1	1	0,0	0	1	1	100,0	1	1
Фонд нагнітальних свердловин на кінець року	шт.	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Середньодобовий дебіт однієї										

видобувної свердловини:										
нафти	т/д	180,570	96,641	-46,5	0,000	182,722	182,722	0,0	173,58	164,91
рідини	т/д	344	340,5	-1,1	0	234,9	352	50,0	352	352
Кількість днів експлуатації видобувних свердловин	днів	–	–	–	–	–	–	–	–	–
в т. ч. фонтаном	днів	–	–	–	–	–	–	–	–	–
газліфтом	днів	344,2	340,5	-1,1	0,0	234,9	352,4	50,0	352,4	352,4
ЕВН	днів	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ШГН	днів	0,444	0,208	-53,1	0	0,266	0,399	100,0	0,379	0,360

Таблиця 1.4 – Зіставлення проектних і фактичних показників розробки горизонту ПК в південно-східному блоці Богданівського родовища

Показники	Одиниці виміру	Роки								
		2022			2023				2024	2025
		проектний	фактичний	відхилення, %	проектні (прогнози) показники	фактичний на 01.09	очікуваний	відхилення, %	проектні (прогнози) показники	проектні (прогнози) показники

Річний видобуток нафти	тис. т	2,17 0	1,90 0	-12,4	2,02 1	0,62 2	0,93 3	-53,8	0,88 6	0,842
Накопичений видобуток нафти	тис. т	213, 221	212, 714	-0,2	215, 242	213, 336	213, 647	-0,7	214, 533	215,3 75
Річний видобуток газу	млн м³	1,40 3	1,84 3	31,4	1,31 5	1,01 3	1,52 0	15,6	1,44 4	1,371
Накопичений видобуток газу	млн м³	107, 605	108, 291	0,6	108, 920	109, 304	109, 811	0,8	111,2 54	112,6 25
Коефіцієнт нафтовилучення	ч. од	0,44 4	0,44 3	-0,2	0,44 8	0,44 4	0,44 5	-0,7	0,44 7	0,449
Темп відбору від початкових видобувних запасів	%	0,92 3	0,80 9	-12,4	0,86 0	0,26 5	0,39 7	-53,8	0,37 7	0,358
Темп відбору від поточних видобувних запасів	%	10,0	8,5	-14,4	10,2	2,9	4,4	-57,3	4,3	4,3
Обводнення середньорічне	%	97,3	98,0 36	0,7	97,5	98,9	98,9	1,4	98,9	98,9
Середній газовий фактор	м³/т	647	970, 000	50,0	651	1629	1629	150,3	1629	1629
Річний видобуток рідини	тис. т	81,3 33	96,7 47	19,0	81,3 51	54,1 43	81,2	-0,2	77,1 54	73,29 6
в т. ч. фонтаном	тис. т	—	—	—	—	—	—	—	—	—
газліфтом	тис. т	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ЕВН	тис. т	81,3 33	96,7 47	19,0	81,3 51	54,1 43	81,2 15	-0,2	77,1 54	73,29 6
ШГН	тис. т	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Накопичений видобуток рідини	тис. т	156 5,24 4	166 8,42 1	6,6	1646 ,595	1722 ,564	1749 ,636	6,3	1826 ,789	1900, 086

Щільність сітки видобувних і нагнітальних свердловин	га/с в.	167, 400	167, 400	0,0	167, 400	111,6 00	111,6 00	-33,3	111,6 00	111,6 00
Питомі залишкові запаси на 1 свердловину експлуатаційного фонду	т/св .	133, 390	133, 643	0,2	132, 379	88,8 88	88,7 84	-32,9	88,4 89	88,20 8
Коефіцієнт експлуатації свердловин	ч. од	0,90 1	0,70 1	-22,1	0,90 5	0,38 0	0,57 0	-37,0	0,57 0	0,570
Фонд видобувних свердловин на кінець року	шт.	2	2	0,0	2	3	3	50,0	3	3
Фонд нагнітальних свердловин на кінець року	шт.	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Середньодобовий дебіт однієї видобувної свердловини:										
нафти	т/д	3,30 0	3,71 1	12,5	3,06	1,49	1,49	-51,2	1,42	1,35
рідини	т/д	115, 100	188, 959	64,2	115,1 0	130, 06	130, 06	13,0	123, 55	117,3 8
Кількість днів експлуатації видобувних свердловин	днів	658	512, 0	-22,1	660	416, 3	624	-5,5	624	624
В т. ч. фонтаном	днів	—	—	—	—	—	—	—	—	—
газліфтом	днів	—	—	—	—	—	—	—	—	—

ЕВН	днів	657, 6	512, 0	-22,1	660, 5	416, 3	624, 5	-5,5	624, 5	624,5
ШГН	днів	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблиця 1.5– Зіставлення проектних і фактичних показників розробки горизонту М-2 Богданівського родовища

Показники	Одиниці виміру	Роки								
		2022			2023			2024		2025
		проектний	фактичний	відхилення, %	проектні (прогнози) показники	фактичний на 01.09	очікуваний	відхилення, %	проектні (прогнози) показники	проектні (прогнози) показники
Річний видобуток нафти	тис. т	0,000	0,000	0,0	1,105	0,000	0,000	0,0	0,617	0,000
Накопичений видобуток нафти	тис. т	35,248	35,248	0,0	36,353	35,248	35,248	0,0	36,970	36,970
Річний видобуток газу	млн м ³	0,000	0,000	0,0	0,617	0,000	0,000	0,0	0,353	0,000
Накопичений видобуток газу	млн м ³	19,195	19,194	0,0	19,812	19,194	19,194	0,0	20,165	20,165
Коефіцієнт нафтовилучення	ч. од	0,291	0,291	0,0	0,300	0,291	0,291	0,0	0,306	0,306
Темп відбору від початкових	%	0,0	0,0	0,0	2,99	0,0	0,0	0,0	1,67	0,00

видобувних запасів										
Темп відбору від поточних видобувних запасів	%	0,0	0,0	0,0	170,8	0,0	0,0	0,0	2056,7	0,0
Обводнення середньорічне	%	0,0	0,0	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0	30,9	0,0
Середній газовий фактор	м³/т	0	0	0,0	558	0	0	0,0	572	0
Річний видобуток рідини	тис. т	0,00	0,00	0,0	1,381	0,000	0,000	0,0	0,893	0,000
в т. ч. фонтаном	тис. т	—	—	—	—	—	—	—	—	—
газліфтом	тис. т	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ЕВН	тис. т	0,00	0,00	0,0	1,381	0,000	0,000	0,0	0,893	0,000
ШГН	тис. т	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Накопичений видобуток рідини	тис. т	186,393	187,433	0,6	187,774	187,433	187,433	0,0	188,667	188,667
Щільність сітки видобувних і нагнітальних свердловин	га/св. в.	0,00	0,00	0,0	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00
Питомі залишкові запаси на одну свердловину експлуатаційного фонду	т/св.	0,00	0,00	0,0	—36,000	0,000	0,000	0,0	84,030	0,000
Коефіцієнт експлуатації свердловин	ч. од	0,00	0,00	0,0	0,970	0,000	0,000	0,0	0,542	0,000

Фонд видобувних свердловин на кінець року	шт.	0	0	0,0	1	0	0	0,0	1	0
Фонд нагнітальних свердловин на кінець року	шт.	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Середньодобовий дебіт однієї видобувної свердловини:										
нафти	т/д	0,0	0,0	0,0	3,1	0,0	0,0	0,0	3,1	0,0
рідини	т/д	0,0	0,0	0,0	3,9	0,0	0,0	0,0	3,9	0,0
Кількість днів експлуатації видобувних свердловин	днів	0	0	0,0	354	0	0	0,0	198	0
в т. ч. фонтаном	днів	—	—	—	—	—	—	—	—	—
газліфтом	днів	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ЕВН	днів	0	0	0,0	0	0	0	0,0	198	0
ШГН	днів	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблиця 1.6 – Зіставлення проектних і фактичних показників розробки горизонту М-3-4 Богданівського родовища

Показники	Одиниці виміру	Роки								
		2022			2023				2024	2025
		проектний	фактичний	відхилення, %	проектні (прогнози) показники	фактичний на 01.09	очікуваний	відхилення, %	проектні (прогнози) показники	проектні (прогнози) показники
Річний видобуток нафти	тис. т	0,204	0,471	130,882	0,145	0,146	0,219	50,814	0,208	0,197
Накопичений видобуток нафти	тис. т	702,751	702,743	0,024	702,716	702,889	702,962	0,035	703,169	703,367
Річний видобуток газу	млн м ³	0,100	0,309	209,000	0,071	0,146	0,155	118,310	0,147	0,140
Накопичений видобуток газу	млн м ³	398,685	398,883	0,050	398,756	399,029	399,038	0,071	399,185	399,325
Коефіцієнт нафтовилучення	ч. од	0,457	0,457	0,024	0,457	0,457	0,457	0,035	0,457	0,458
Темп відбору від початкових видобувних запасів	%	0,03	0,07	130,882	0,02	0,021	0,0	50,814	0,030	0,028
Темп відбору від поточних видобувних запасів	%	-35,7	-63,4	77,434	-20,3	-16,4	-22,7	12,286	-17,8	-14,4

Обводнення середньорічне	%	99,5	98,7	- 0,87 9	99,7	99,1	99,1	- 0,59 9	99,1	99,2
Середній газовий фактор	м³/т	490	656	33,8 34	490	1005	709	44,7 54	709	709
Річний видобуток рідини	тис. т	44,5 00	35,3 24	- 20,6 20	44,5 00	15,7 97	23,6 96	- 46,7 52	23,6 96	23,6 96
в т. ч. фонтаном	тис. т	—	—	—	—	—	—	—	—	—
газліфтом	тис. т	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ЕВН	тис. т	44,5 00	35,3 24	- 20,6 20	44,5 00	15,7 97	23,6 96	- 46,7 52	23,6 96	23,6 96
ШГН	тис. т	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Накопичений видобуток рідини	тис. т	232 7,83 8	245 0,10 5	5,25 2	2372 ,338	2465 ,902	2473 ,8	4,27 7	2497 ,496	2521 ,2
Щільність сітки видобувних і нагнітальних свердловин	га/с в.	90,3 0	90,3 0	0,00 0	90,3 0	90,3 0	90,3 0	0,00 0	0,00 0	0,00 0
Питомі залишкові запаси на одну свердловину експлуатаційного фонду	т/св .	834, 43	834, 26	- 0,02 1	834, 28	834, 111	834, 038	- 0,02 9	833, 831	833, 633
Коефіцієнт експлуатації свердловин	ч. од	0,96	0,99	2,97 8	0,97	0,82	0,82	- 15,4 27	0,82	0,82
Фонд видобувних свердловин на кінець року	шт.	1	1	0,00 0	1	1	1	0,00 0	1	1

Середньодобовий дебіт однієї видобувної свердловини:										
нафти	т/д	0,58 0	1,30	124, 205	0,41 0	0,73	0,73	78,3 24	0,69	0,66
рідини	т/д	125, 690	97,5 3	- 22,4 07	125, 690	79,2 2	79,2 2	- 36,9 70	79,2 2	79,2 2
Кількість днів експлуатації видобувних свердловин	днів	351, 724	362, 2	2,97 8	353, 659	199	299	- 15,4 27	299	299
В Т. Ч. фонтаном	днів	—	—	—	—	—	—	—	—	—
газліфтом	днів	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ЕВН	днів	351, 7	362, 2	2,97 8	353, 7	199	299	- 15,4 27	299	299
ШГН	днів	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблиця 1.7 – Зіставлення проектних і фактичних показників розробки горизонту М-5 Богданівського родовища

Показники	Одиниці виміру	Роки								
		2022			2023				2024	2025
		проектний	фактичний	відхилення, %	проектні (прогнози) показники	фактичні на 01.09	очікуваний	відхилення, %	проектні (прогнози) показники	проектні (прогнози) показники
Річний видобуток нафти	тис. т	3,087	2,620	-15,1	2,652	1,491	2,237	-15,7	2,106	1,855
Накопичений видобуток нафти	тис. т	593,128	592,230	-0,2	595,780	593,721	594,467	-0,2	597,886	599,741
Річний видобуток газу	млн м ³	0,985	0,822	-16,5	0,842	0,836	1,254	48,9	0,654	0,654
Накопичений видобуток газу	млн м ³	84,633	84,267	-0,4	85,475	85,103	85,521	0,1	86,129	86,783
Коефіцієнт нафтовилучення	ч. од	0,416	0,416	-0,2	0,418	0,417	0,417	-0,2	0,420	0,421
Темп відбору від початкових видобувних запасів	%	0,52	0,44	-15,1	0,44	0,25	0,38	-15,7	0,35	0,31
Темп відбору від поточних видобувних запасів	%	107,5	69,5	-35,3	1205,5	65,4	145,8	-87,9	-111,7	-49,6
Обводнення середньорічне	%	98,6	98,6	0,0	98,8	98,8	98,8	0,0	98,6	98,7
Середній газовий фактор	м ³ /т	319	314	-1,7	317	561	561	76,6	311	353
Річний видобуток рідини	тис. т	217,237	189,653	-12,7	217,237	122,561	183,842	-15,4	147,237	147,237

в т. ч. фонтаном	тис. т	—	—	—	—	—	—	—	—	—
газліфтом	тис. т	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ЕВН	тис. т	217, 237	189, 653	-12,7	217, 237	122, 561	183, 842	-15,4	147, 237	147, 237
ШГН	тис. т	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Накопичений видобуток рідини	тис. т	583 6,03 9	576 6,11 2	-1,2	6053 ,276	5888 ,673	5949 ,954	-1,7	6200 ,513	6347 ,750
Щільність сітки видобувних і нагнітальних свердловин	га/с в.	36,3 0	36,3 0	0,0	36,3 0	36,3 0	36,3 0	0,0	36,3 0	36,3 0
Питомі залишкові запаси на одну свердловину експлуатаційного фонду	т/св .	207, 97	208, 19	0,1	207, 305	207, 820	207, 333	0,2	206, 779	206, 315
Коефіцієнт експлуатації свердловин	ч. од	0,95	0,92	-3,1	0,95 1	0,84 6	0,95 2	0,1	0,71 4	0,71 4
Фонд видобувних свердловин на кінець року	шт.	4	4	0,0	4,0	4,0	4,0	0,0	4	4
Середньодобовий дебіт однієї видобувної свердловини:										
нафти	т/д	2,2	2,0	-12,4	1,9	1,6	1,6	-15,7	2,0	1,8
рідини	т/д	156, 6	141, 4	-9,7	156, 6	132, 3	132, 3	-15,5	156, 6	141, 5

Кількість днів експлуатації видобувних свердловин	днів	138 4,3	134 1,2	-3,1	1388 ,5	926, 5	1390	0,1	1043	1042
в т. ч. фонтаном	днів	—	—	—	—	—	—	—	—	—
газліфтом	днів	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ЕВН	днів	138 4,3	134 1,2	-3,1	1388	926, 5	1390	0,1	1043	1042
ШГН	днів	—	—	—	—	—	—	—	—	—

1.5 колекторські властивості продуктивних горизонтів

Продуктивні пласти Богданівського родовища приурочені до відкладів нижнього карбону (візейський ярус) та верхнього карбону (башкирський ярус). Основні поклади залягають на продуктивних горизонтах В-16, В-17, В-18 (візейські) та В-4(башкирський).

Продуктивні горизонти представлені теригенними породами: дрібно-та середньозернистими пісковиками з домішками польових шпатів, щільними алевролітами, які досить часто переходять у піщанисті пласти, що створює неоднорідність розрізу. Також продуктивні горизонти представлені пластами-покришками, які складаються пачками щільних аргілітів та глинистих алевролітів візейського та башкирського віку, які надійно екранують поклади вуглеводнів.

Візейські горизонти В-16, В-17, В-18-основні пласти розробки. Ці горизонти містять основні запаси нафти, газу та конденсату. Відкрита пористість коливається в межах 12-18%. Проникність характеризується високою неоднорідністю. Проникність по керну коливається в межах від 0.1 до 150мД. Коефіцієнти газонасиченості для газових зон досягає 0.68-0.76, коефіцієнт зв'язаної води становить 0.24-0.32

Башкирський горизонт В-4 має гірші фільтраційні та ємнісні властивості через вищий вміст глинистого цементу. Відкрита пористість становить 11-14%, а проникність низька, в діапазоні 1.5-10мД

Пласт	Тип колектора	Середня відкрита пористість (%)	Середня проникність (мД)	Коефіцієнт газо-нафтонасиченості (д.од)	Характер насичення
Б-4 (башкирський)	Поровий	12.5	5.4	0.62	газоконденсат
В-16 (візейський)	Поровий	14.8	28.0	0.72	газоконденсат нафта
В-17 (візейський)	Поровий	15.1	34.5	0.74	газоконденсат
В-18 (візейський)	Тріщинно-поровий	13.9	18.20	0.69	газоконденсат

Таблиця 1.8-Таблиця колекторських властивостей

1.6 фізико-хімічні властивості нафти.

У пласті нафта та газ перебувають під високою температурою та тиском. Нафта насичена газом, що суттєво знижує її в'язкість та густину. Нафта має досить високу парафіністість приблизно 4,5-7,2%, що може ускладнити видобуток, оскільки під час підйому нафти по НКТ відбувається зниження температури початку кристалізації парафіну.

Нафта покладу залягання М-5 має глибину залягання покрівлі 2154м. Абсолютна глибина контакту газу-2050м, а нафти-2095м. Висота покладу 40м; режим покладу пруж.водонапір.і розч.газу; товщина горизонту від 1 до 32м. Ефективна товщина колектора від 2,1 до 24,6м.; коефіцієнт пористості від 0,07 до 0,21, тип колектора-поровий, початковий пластовий тиск зафіксований-22,7МПа; початковий робочий дебіт становить 366.т/добу; коефіцієнт нафтовилучення 0.35; початкові видобувні запаси- від 12 до 230 тис.т.

Покрівля горизонту В-1 залягає на глибині 2338м. складається з нафти, газу та газового конденсату; абсолютна глибина контакту -2192м.; висота покладу 33м; товщина горизонту від 18 до 35м; ефективна товщина колектора від 2 до 8,4м.;

Коефіцієнт пористості від 0,10-0,18 для газу, а нафти 0,05-0,20, пластова температура 345К; потенціальний вміст стабільного конденсату 250кг/м³; коефіцієнт вилучення нафти 0.35

Горизонт А-2 залягає на глибині 1914м.; абсолютна глибина контакту - 1767м; висота покладу 42м; тип покладу-пласт.склеп.тект.екр.;режим покладу-пружно-водонапірний,товщина горизонту 5-35м; коефіцієнт пористості-0,166;проникність-54мкм²; тип колектора-поровий; коефіцієнт насичення-0,75;пластовий тиск становить-19,2 МПа; пластова температура 335К; початковий дебіт 69,5т/добу; коефіцієнт нафтовилучення 0,40; початкові запаси 528 тис.т.

Горизонт М-3-4 залягає на глибині 2062м.; абсолютна глибина контакту -1920м; висота покладу 53м; тип покладу-пласт.склеп.тект.екр.;режим покладу-пружно-водонапірний,товщина горизонту 2,8-20м; коефіцієнт пористості-0,04-0,275;проникність-108мкм²; тип колектора-поровий; коефіцієнт насичення 0,89 ;пластовий тиск становить-24,4МПа; пластова температура 343К; початковий дебіт 175/добу; коефіцієнт нафтовилучення 0,59 ; початкові запаси 515 тис.т.

Горизонт В-16 залягає на глибині 2870м.; абсолютна глибина контакту - 2793м; висота покладу 28м; тип покладу-пласт.склеп.тект.екр.;режим покладу-пружно-водонапірний,товщина горизонту 1-9м; коефіцієнт пористості-0,179; коефіцієнт нафтовилучення 0,53.

Висновок

Отже, у Розділі 1 було розглянуто геолого-фізичну характеристику Богданівського НГКР. Ознайомився з загальними відомостями про родовище та історію його розробки. Провів аналіз стратиграфічної, тектонічної та фізико-хімічної властивості нафти.

Богданівське НГКР розташоване на території Чернігівської області, Варвинського району на відстані 12 км на південь від смт. Варва.

Логістичне забезпечення матеріально-технічними ресурсами здійснюється завдяки залізничній станції Прилуки, яка розташована за 40 км від родовища. Рельєф території родовища є хвилястою рівниною, що інтенсивно розчленована ерозійною мережею річкових долин, ярів та балок. Діапазон абсолютних відміток поверхні варюється в межах +135-+175 м.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна кількість опадів -520 мм. Середньорічна температура повітря +7°C.

В тектонічних відношеннях Богданівське родовище знаходиться в північно-західній частині приосьової Зони Дніпровсько-Донецької западини

Підняття виявлено сейсмозвідкою і підготовлене до промислової оцінки нафтогазоносності у 1965 р. Буріння розпочалося в 1967 р та отримали зі св.2 одержано приплив газу дебілом 613 т./добу штуцером діаметром 14 мм.

За весь період розробки на родовищі пропущено 62 свердловини, з них 58 нафтових та 4 газових. Станом на 01.09.2023 в діючому фонді перебуває 12 нафтових свердловин, 1 газова та 2 нагнітальних.

Станом на 01.09.2023 горизонт ПК Богданівського родовища розроблявся свердловинами 2,10 та 63. Поточна експлуатація свердловини Богданівського родовища здійснюється механізованим способом, з застосуванням установок УЕВН.

Продуктивні пласти Богданівського родовища приурочені до відкладів нижнього карбону та верхнього карбону. Основні поклади залягають на продуктивних горизонтах В-16, В-17, В-18 та В-4.

Продуктивні горизонти представлені теригенними породами: дрібно-та середньозернистими пісковиками з домішками польових штатів, щільними алевролітами, які досить часто переходять у піщанисті пласти, що створює неоднорідність розрізу.

Віденська горизонти В-16, В-17, В-18 основні пластикові розробки. Відкрита пристрасть коливається в межах 12-18%. Проникність по керування коливається в межах від 0.1 до 150мД. Коефіцієнт газонасиченості становить 0.68-0.76, коефіцієнт зв'язаної води становить 0,24-0,32

У пласті нафта та газ перебувають під високим тиском та температурою, що суттєво знижує її в'язкість та густину. Нафта має досить високу парафіністість приблизно 4,5-7,2%, що може ускладнити видобуток, оскільки під час підйому нафти по НКТ відбувається кристалізація парафіну

Розділ 2. Технологічна частина

2.0 характеристика застосовуваного обладнання

Нафтогазовидобувне управління НГВУ "Чернігівнафтогаз" у 2023 році проводило розробку 17 родовищ трьома ЦВНГ. Прилуцько -Леляківський ЦВНГ обслуговує Мільківське, Щурівське родовища; Гнідинцівський ЦВНГ обслуговує: Богданівське, Гнідинцівське родовища; Прилуцька дільниця Прилуцько-Леляківського ЦВНГ: Малодівицьке, Монастирищенське, Прилуцьке родовища; Талалаївський ЦВНГ обслуговує: Бережівське, Матлахівське, Північно-Ярошівське, Петрушівське, Ромашівське, Скороходівське, Софіївське, Талалаївське, Тростянецьке та Ярошівське родовища.

Принципова оглядова схема збору та транспортування продукції свердловин НГВУ "Чернігівнафтогаз" наведена на рисунку 1.4. Принципова технологічна схема об'єктів збору, підготовки та транспортування нафти і газу НГВУ "Чернігівнафтогаз" наведена на рисунку 1.5. Попередня підготовка продукції, збір та її сепарація здійснюється на групових зборах, остаточна підготовка до показників товарної нафти проводиться на ГППЗ. На ГППЗ проходить підготовку і стабілізацію нафта і конденсат НГВУ "Чернігівнафтогаз" та НГВУ "Охтирканафтогаз". Процес підготовки в ЦПСН ГППЗ починається з попереднього скиду води та дегазації нафти. Відділений газ поступає на перша ступінь компримування, нафта поступає на БЗЗН, де остаточно відділяється вода і механічні домішки, проходить вилучення розчинених солей. Після БЗЗН зневоднена і знесолена нафта надходить на УСН. Продукцією УСН є стабільна нафта яка через вузол обліку надходить на КСУ і далі в товарний парк НГВУ "Чернігівнафтогаз", відібрана ШФЛВ поступає в технологічний парк ЦПГ. Нафтовий газ, отриманий в процесі підготовки та стабілізації нафти надходить на компресорну станцію № 2 ЦПГ та блоки охолодження та сепарації. Газ після компресорної станції № 2 ЦПГ надходить на прийомгазомотокомпресора КЦ. Туди ж поступають інші газові потоки а саме: газ Прилуцько-Леляківського ЦВНГ та дільниці,

Гнідинцівського ЦВНГ. Скомпримований газ, пройшовши блоки охолодження та сепарації газу КЦ, подається газопроводом "Артюхівка-Гнідинці" на прийом транспортних машин Анастасівської ГЛКС.

Загальні вимоги до системи збор у та транспортування продукції свердловин наведені в діючих нормативних документах:

- РД-39-0147103-344-86 "Правила технічної експлуатації систем збору і внутрішньопромислового транспорту нафти і газу";
- ВНТП-3-85 "Норми технологічного проектування об'єктів збору, транспорту, підготовки нафти, газу і води нафтових родовищ";

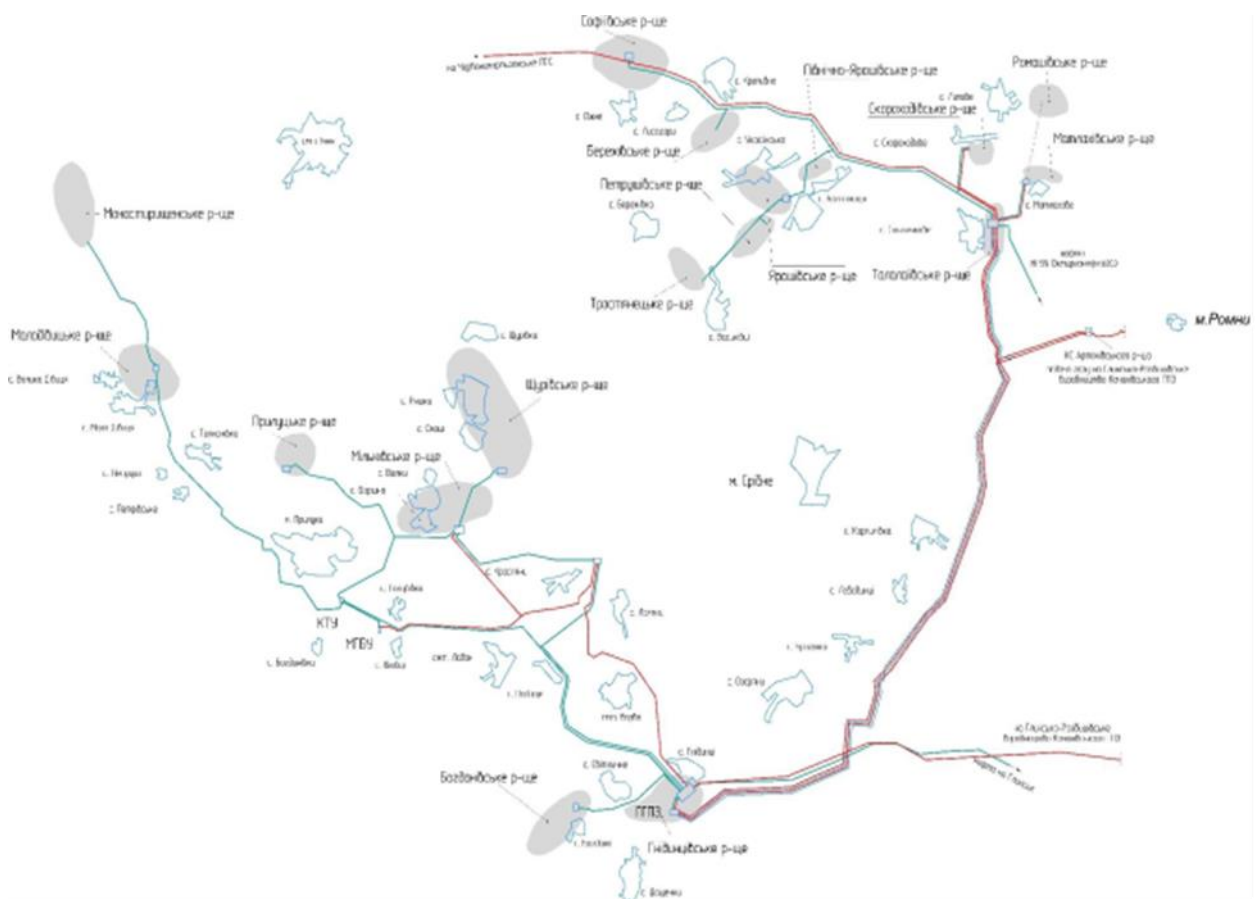


Рисунок 1.6 – Принципова оглядова схема збору та транспортування продукції свердловин НГВУ "Чернігівнафтогаз"

Необхідно зазначити, що пуск нових, необладнаних для індивідуального замір у дебіту і дослідження, свердловин в експлуатацію не дозволяється.

Замір нафтопромислової продукції або дебіту кожної окремої нафтової свердловини необхідно проводити з метою:

- контролю за процесом розробки нафтового родовища;
- контролю за роботою свердловинного обладнання та відповідності фактичного і проектного режимів його роботи;
- проведення гідродинамічних методів дослідження свердловин, побудови індикаторних ліній припливу рідини до них;
- оцінки ефективності проведених на свердловині методів інтенсифікації припливу рідини, ізоляції пластової води та інших геолого-технічних заходів.

Регулярний замір дебіту нафти, газу та води по свердловинах дає можливість встановити характер та швидкість просування водонафтового і газонафтового контактів, темпу обводнення свердловин та зміну в часі газових факторів. В кінцевому результаті це дозволяє визначити характер відбору нафти з різних горизонтів родовища та коефіцієнт нафтовилучення. Оскільки основні показники розробки нафтових родовищ змінюються в часі досить повільно, то періодичність заміру дебіту свердловин визначається в залежності від стану розробки родовища, кількості свердловин тощо. Замір дебіту свердловин з метою контролю за режимом роботи свердловин повинен здійснюватись з метою оперативного виявлення ускладнення в роботі нафтопромислового обладнання або відхилення від встановленого режиму його роботи.

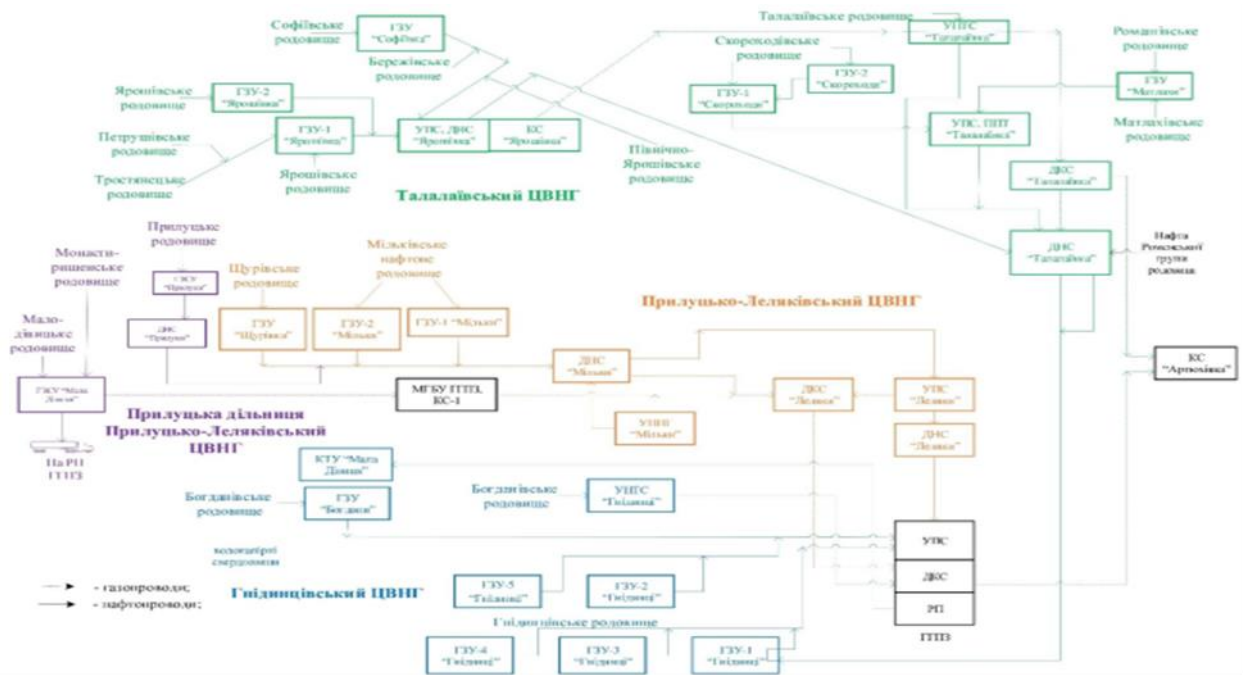


Рисунок 1.7– Принципова технологічна схема об’єктів збору, підготовки та транспортування нафти і газу НГВУ "Чернігівнафтогаз"

В ідеальному випадку замір дебіту свердловин повинен бути безперервним. Традиційним методом замір у дебіту нафтових свердловин по рідині залишається об’ємний метод, тобто з допомогою замірних ємностей чи резервуарів. Рівень рідини в них від часу постановки тієї чи іншої свердловини на замір її дебіту та після його закінчення вимірюється з допомогою мірних рейок, рулеток або з допомогою спеціальних приладів - рівнемірів. При цьому точність замір у дебіту буде тим більша, чим менший діаметр вимірювальної ємності та чим більша тривалість такого виміру.

Вміст води (обводненість) в продукції свердловин визначається шляхом відбору проб нафти (переважно на гирлі свердловини) з наступним їх лабораторним аналізом на вміст води або з використанням вологоміра. Вимоги до вузлів обліку і ГЗУ наведені в нормативних документах по їх експлуатації, СОУ, Правилах розробки нафтових і газових родовищ. Точність заміру дебітів має відповідати вимогам нормативних документів з обліку та метрології.

Норми ВНТП-3-85 поширюються на проектування нових, розширення, реконструкцію і технічне переозброєння діючих об’єктів і споруд (ЦПС, УПН,

пунктів збору нафти і газу (ПС), ДНС, УПС, СУ, КНС, БКНС, КС, УПГ та ін.).

При реконструкції або технічному переозброєнні діючих об'єктів норми поширюються тільки на частину, що реконструюється або підлягає технічному переозброєнню.

Виходячи з аналізу існуючих технологічних схем збору нафтопромислової продукції та враховуючи досягнутий в останні десятиліття науково-технічний прогрес в нафтопромисловій галузі, можна сформулювати основні вимоги до сучасних технологічних схем збору нафти і газу, які повинні впроваджуватись на родовищах або там, де назріла необхідність реконструкції застарілих схем.

Основними з них є:

- повна герметизація системи збору та підготовки нафти і газу на всьому шляху руху нафтопромислової продукції від гирла свердловин до споживачів готової продукції;
- корисне використання всієї кількості нафтового газу;
- без резервуарна підготовка нафти;
- максимальна централізація нафтопромислових об'єктів.

Максимальне використання універсального і високопродуктивного обладнання, виготовленого заводським способом в блочному вигляді. Таке обладнання в готовому вигляді, включаючи системи контролю та автоматизації, поставляється на територію нафтових промислів, дозволяє значно скоротити період вводу родовища в промислову розробку:

- універсалізація основних технологічних процесів збору та підготовки нафти і газу;

- висока надійність систем збору і підготовки нафти і газу, екологічний захист довкілля. НГВУ "Чернігівнафтогаз" необхідно звернути увагу на:
- лабораторний контроль продукції свердловин (точність і якість лабораторних аналізів нафти , газу, води);
- облік нафти і газу як по свердловинні так і загальних потоків;
- існуючий стан трубопровідної системи нафти і газу (терміни експлуатації трубопроводів, робочі і допустимі тиски трубопроводів, корозію, час заміни тощо);
- герметизацію системи збору та транспортування нафти і газу;
- доцільність транспортування високобводненої продукції свердловин;
- якість промислової підготовки газу для транспортування та подачі споживачам;
- якість промислової підготовки води та подачу її в систему ППТ і скидові свердловини;
- необхідно проводити заходи по ліквідації солевідкладень і парафіновідкладень в нафтоводопроводах.

Рекомендації попереднього авторського нагляду щодо системи збору та транспортування нафти і газу родовищ НГВУ "Чернігівнафтогаз" виконані частково. Невиконання діючих норм і правил, які були наведені в попередньому нагляді і які наведені вище, може призвести до негативних наслідків як для видобувника (НГВУ "Чернігівнафтогаз") так і для компанії ПАТ "Укрнафта" в цілому, техногенних катастроф та забруднення навколишнього середовища тощо

Збір , облік, попередня підготовка до транспортування та транспортування свердловинної продукції Богданівського родовища проводиться на "ГЗУ Богдани" (нафтові свердловини) та "УНТС Гнідинці" (газоконденсатні свердловини).

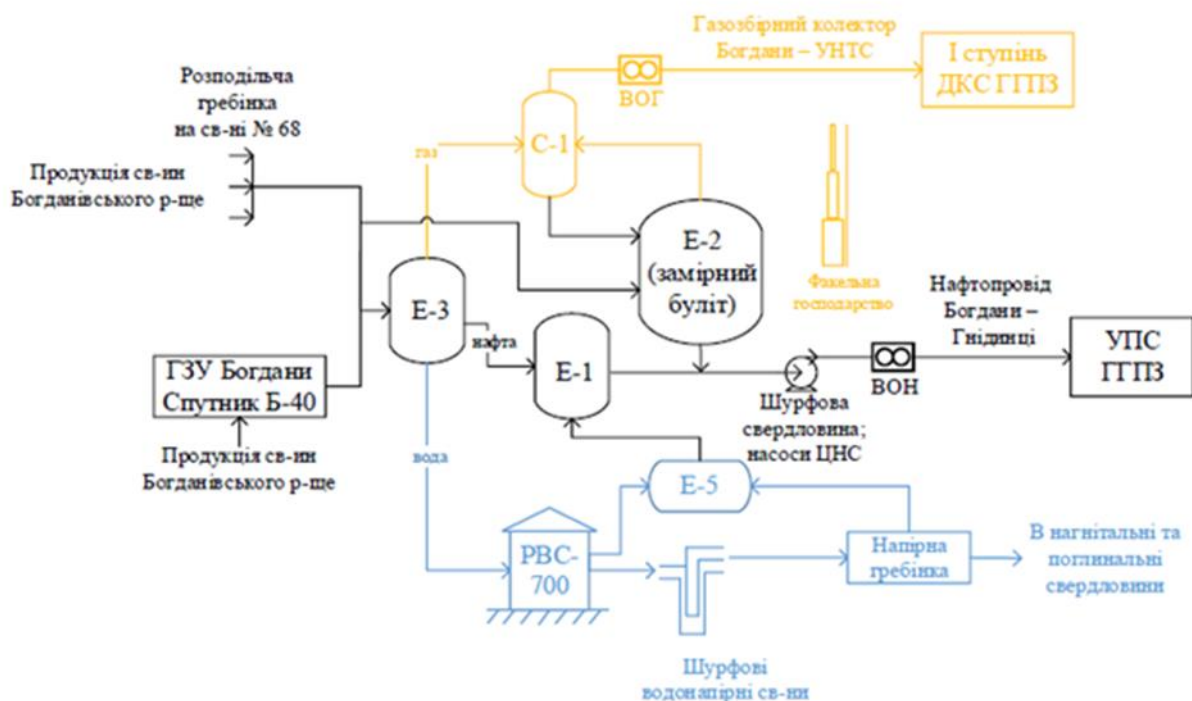


Рисунок 1.8- Принципова технологічна схема "ГЗУ Богдани"

Частина нафтових свердловин Богданівського родовища підключенні до "Спутника Б-40" на "ГЗУ Богдани", а решта до розподільчої гребінки на свердловині 68 Богданівського родовища.

Продукція свердловин, які підключені до гребінки та "Спутника" поступають в робочий буліт Е-3, де проходить дегазація нафти. Відділений газ надходить в сепаратор С-1, звідки через вузол обліку поступає в газопровід "Богдани – УНТС" на ДКС ГПЗ. Відділена нафта з Е-3 поступає в робочий буліт Е-1 і далі, через вузол замір у нафти, за допомогою нафтової шурфової свердловини або насосів, відкачується по нафтопроводу "Богдани-Гнідинці" на ГПЗ. Пластова вода з буліту Е-3 по напірному трубопроводу поступає в резервуар РВС-700

В РВС-700 проходить остаточне виділення нафти з пластової води, після чого пластова вода по водонапірному трубопроводу поступає в міжколонний простір водонапірних шурфових свердловин, на прийом відцентрових насосів. Далі пластова вода поступає по напірному трубопроводу до напірної гребінки. Підземна дренажна ємність Е-5 змонтована для збору рідини з РВС-700 і стравлювання напірної розподільчої гребінки. Забір дебіту свердловини здійснюється в замірному буліті Е -2.

Після закінчення замір у рідина із замірного буліта Е-2, через вузол замір у нафтивідкачується насосом в нафтопровід "Богдани-Гнідинці". В буліті проходить дегазація нафти. Відділений газ поступає в сепаратор С-1. Факельне господарство призначене для спалювання газу, що скидається з технологічних установок. Принципова технологічна схема "УНТС Гнідинці" наведено на рисунку 1.9

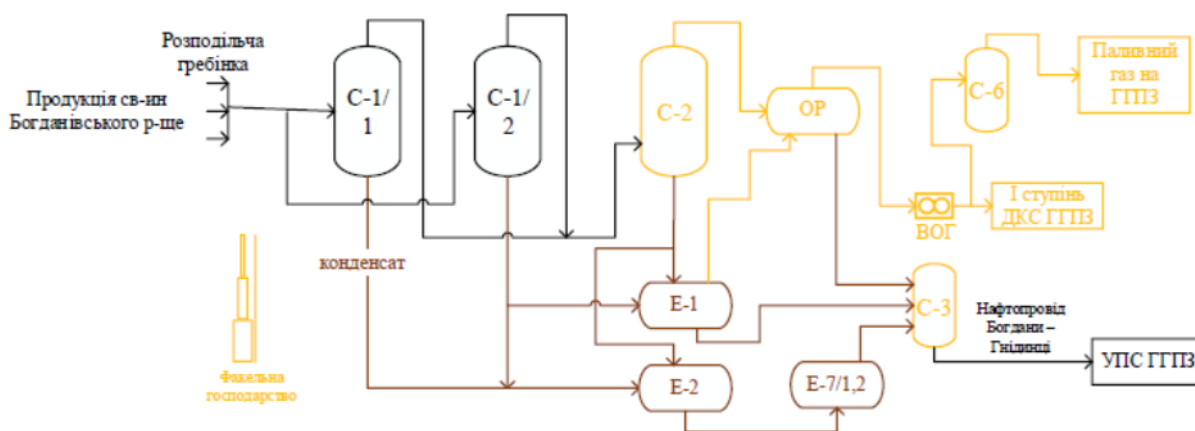


Рисунок 1.9 – Принципова технологічна схема "УНТС Гнідинці"

Продукція газоконденсатних свердловин Богданівського родовища поступає на розподільчу гребінку УНТС. Далі по трубопроводу подачі продукції свердловин, газ поступає в сепаратори I ступені сепарації С -1/1 і С-1/2. В сепараторах I ступені сепарації С-1/1 і С-1/2 відбувається відділення з газу рідини.

Газ із сепараторів I-го блоку через режимну шайбу II ступені сепарації поступає в сепаратор С-2, де відбувається відділення з газу конденсату, який випадає за рахунок зниження тиску і температур и при дроселюванні газу. Газ із сепаратора С-2 II блоку поступає в газозбірний колектор і далі у відбійний розширювач ОР, з якого через замірний вузол подається в трубопровід подачі газу на I ступінь ДКС ГГПЗ У відбійному розширювачі ОР проходить конденсація залишкової вологи. Газ, після замірного вузла з трубопроводу подачі газу на I ступінь ДКС ГГПЗ подається на вузол редукування. Після зниження тиску газ поступає в сепаратор С-6. В сепараторі проходить додаткова осушка газу. Із сепаратора С-6 газ поступає в трубопровід подачі "паливного" газу на ГГПЗ. Рідина із сепаратора С-1/1 I блоку УНТС через трубопровід продувки конденсату поступає на розділювач Е-2. Рідина з сепаратора С-1/2 I блоку поступає в розділювач Е-1 або може подаватись в розділювач Е-2. Рідина із сепараторів С-2 II ступені сепарації подається на розділювач Е-2.

В розділювачі Е-1 відбувається розгазування конденсату після I-ої ступені сепарації. Вивітрений газ подається в газозбірний колектор і далі в відбійний розширювач ОР, де відбувається кінцевий відбір рідини з підготовленого газу.

Рідина з відбійного розширювача ОР, по трубопроводу подачі конденсату через сепаратор С-3 подається в нафтопровід "ГЗУ-Богдани – ГГПЗ". Рідина з розділювача Е-1 поступає в сепаратор С-3, а далі по трубопроводу подачі конденсату з С-3 рідина поступає в нафтопровід "ГЗУ- Богдани – ГГПЗ", де змішується з сировою нафтою Богданівського родовища (ГЗУ Богдани). З розділювача Е-2 рідина поступає в ємності Е-7-1 або Е-7-2. Рідина з ємностей Е-7-1, Е-7-2 відкачується насосами в нафтопровід "ГЗУ-Богдани – ГГПЗ".

Висновок

У 2 розділі було розглянуто системи збору та транспортування вуглеводнів зі свердловин НГВУ «Чернігівнафтогаз», їх принцип роботи, технологічні особливості, а саме технологічні схеми «УНТС Гнідинці», принципову технологічну схему "ГЗУ Богдани".

На родовищах нафтогазовидобувного управління «Чернігівнафтогаз» впроваджено закриті герметизовані системи збору, функціонування яких дозволяє звести до мінімуму втрати легких фракцій вуглеводнів від випаровування, суттєво підвищити рівень промислової безпеки об'єктів та забезпечити екологічний захист навколишнього середовища. Оскільки видобутий із пластів флюїд за своєю фізико-хімічною природою є складною багатокомпонентною сумішшю, що містить нафту, розчинений і вільний природний газ, високомінералізовану пластову воду та зважені механічні домішки, першочерговим завданням промислу є організація своєчасних процесів багатоступеневої сепарації, первинного зневоднення та стабілізації на базі групових замірних установок. Безпосереднє переміщення потоків забезпечується за допомогою шлейфів та збірних колекторів різного діаметру, нафтових і газових компресорних агрегатів, блоків сепарації, автоматизованих замірних установок та інших елементів наземного облаштування.

Проведений аналіз показав, що діюча система промислового транспортування має гарантувати безперебійну та економічно доцільну роботу родовища в умовах мінливих пластових і кліматичних режимів експлуатації. Особлива інженерна увага в ході оперативного керування потоками приділяється строгому підтриманню проектних гідравлічних тисків у трубопроводах, ефективному хімічному і технологічному захисту металу від внутрішньої корозії, а також попередженню процесів кристалогідратоутворення та інтенсивних відкладень високов'язких парафіно-смолистих речовин, здатних різко знизити пропускну здатність лінійної частини і стати причиною виникнення аварійних зупинок. Узагальнення

досвіду експлуатації збірної мережі НГВУ «Чернігівнафтогаз» дозволяє зробити висновок, що загальна технологічна ефективність процесів збору залежить від поточної технічної надійності обладнання, оптимізації робочих параметрів перекачування та оперативного проведення регламентних ремонтно-профілактичних робіт. Вирішальним фактором у забезпеченні стабільності транспортування є повна автоматизація та цифровізація технологічних процесів, що дає змогу здійснювати безперервний дистанційний моніторинг витрат, тисків і температур у режимі реального часу, мінімізуючи вплив людського фактора та забезпечуючи миттєве реагування на будь-які відхилення від заданого технологічного регламенту промислу.

Розділ 3. : поточний стан розробки та свердловин (експлуатаційний фонд)

В ППР Богданівського НГКР виконаного в 2021 р. розглянуто найбільш оптимальні варіанти розробки родовища та вибрано найбільш економічно привабливий варіант розробки.

Для об'єктів III, XIV, XX, XXI, XXIV, XXV до впровадження рекомендовано варіант 1, для об'єктів I, V, VI, VII, IX, XV, XIX, XXII, XXIII – варіант 2.

Поклад горизонту ПК в південно-східному блоці (XXV об'єкт). Розробка покладу на 2024 р. та 2025 р. передбачається наявним фондом експлуатаційних свердловин в кількості двох одиниць - 2, 60, середній річний видобуток рідини проектується на рівні 81,5 тис. т, а середній ГФ, який прийнято за промисловими даними - 652 м³/т. За наступні два роки середній дебіт свердловин зменшиться з 2,7 т/д до 2,5 т/д нафти, що спричинить зменшення річного видобутку нафти до 1.763 тис. т. Середнє обводнення за цей же період зросте незначно - до 97,8%. За даний період проектується видобути 3,649 тис. т нафти і 2,396 млн м³ розчиненого в нафті газу та досягнуто накопиченого видобутку нафти 218,891 тис. т.

Поклад горизонту ПК в північно-західному блоці (XXIV об'єкт). Подальша розробка покладу на 2024 р. та 2025 р. згідно ППР Богданівського НГКР економічно недоцільна, а згідно проектних показників розробка передбачається єдиною свердловиною 10, середній річний видобуток нафти проектується на рівні 0,185 тис. т, а середній ГФ, який прийнято за промисловими даними – 485 м³/т. За наступні два роки середній дебіт свердловин зменшиться з 1,12 т/д до 1,09 т/д нафти, що спричинить зменшення річного видобутку нафти до 0,176 тис. т. За даний період проектується видобути 0,361 тис. т нафти і 0,175 млн м³ розчиненого в нафті газу та досягнуто накопиченого видобутку нафти 478,070 тис. т.

Поклад горизонту М-3-4 (XXI об'єкт). Подальша розробка покладу на 2023 р. та 2024 р. згідно ППР Богданівського НГКР економічно недоцільна, а згідно проектних показників розробка передбачається єдиною свердловиною 57, середній річний видобуток нафти проектується на рівні 0,241 тис. т, а середній ГФ, який прийнято за промисловими даними – 596 м³/т. За наступні два роки середній дебіт свердловин зменшиться з 0,76 т/д до 0,72 т/д нафти. За даний період проектується видобути 0,482 тис. т нафти і 0,287 млн м³ розчиненого в нафті газу та досягнуто накопиченого видобутку нафти 703,014 тис. т.

Поклад горизонту М-5 (XX об'єкт). Проектується подальша розробка покладу чотирма свердловинами - 53, 58, 61, 61, та 81, середній річний видобуток рідини прийнято на рівні 217,237 тис. т в 2023р. та 147,237 в 2024 р., а середній ГФ, за промисловими даними - 317 м³/т та 311 м³/т відповідно. За період з 2023 р по 2024 р. середній дебіт свердловин зменшиться з 0,951 т/д до 0,714 т/д нафти, що призведе до зменшення річного видобутку нафти до 2.106 тис. т. Середнє обводнення за цей же період зросте до 98,6%. За даний період прогностичний період буде видобуто 4,758 тис. т нафти і 1,496 млн м³ розчиненого в нафті газу та досягнуто накопиченого видобутку нафти 597,136 тис. т.

Поклад горизонту Б-12+10+9+8+1н+1с (XV об'єкт). Подальшу розробку покладу передбачається здійснювати наявним фондом експлуатаційних свердловин в кількості три одиниці - 74, 86 та 90, середній річний видобуток рідини закладено на рівні 32,21 тис. т, а середній ГФ, який прийнято за промисловими даними – 361 м³/т. До кінця 2024 р. середній дебіт свердловин зменшиться з 6,2 т/д до 5,6 т/д. Обводнення свердловинної продукції за цей же період зросте з 79,2% до 82,2%, а кількість свердловин до чотирьох свердловин. За період з 2023 р. до 2024 р. буде видобуто 14,716 тис. т нафти і 5,116 млн м³ газу та досягнуто накопиченого видобутку нафти 311,155 тис. т.

По родовищу в цілому за період з 2023 р. до 2024 р. планувалося видобути 24,224 тис. т нафти, 10,844 млн м³ розчиненого в нафті газу, 40,441 млн м³ вільного газу, 4,328 тис. т конденсату та досягнуто накопиченого видобутку нафти 2415,098 тис. т, розчиненого в нафті газу 814,921 млн м³, вільного газу 892,719 млн м³ та 97,211 тис. т конденсату. Експлуатаційний фонд видобувних свердловин при цьому становитиме 14, нагнітальних — дві.

Виходячи з фактичних показників розробки родовища, можна зробити висновок, що розробка покладів здійснюється згідно з затвердженим варіантом. Основних проектних рішень дотримано. Річний видобуток нафти, розчиненого в нафті газу, вільного газу та конденсату у 2021 р. та очікуваний у 2022 р. не відрізняється від проектного більш ніж на 14%, що знаходиться в межах норми.

Таблиця 1.9-Поклади Богданівського родовища, що перебували та перебувають в розробці станом на 01.09.2023р.

Характер насичення	Назва горизонту	Стан розробки
Нафтові поклади	поклад горизонту ПК	розробляється
	поклад горизонту М-2	не розробляється

	поклад горизонту М-3-4	розробляється
	поклад горизонту М-7	не розробляється
	поклад горизонту Б-1н	розробляється
	поклад горизонту Б-3	не розробляється
	поклад горизонту Б-6	не розробляється
	поклад горизонту Б-9	розробляється
	поклад горизонту Б-10	розробляється
Нафтогазоконденсатні поклади	поклад горизонту М-5	розробляється
	поклад горизонту Б-1с	розробляється
	поклад горизонту Б-8	розробляється
	поклад горизонту Б-12	розробляється
	поклад горизонту В-16	не розробляється
	поклад горизонту В-19	не розробляється
Газоконденсатні поклади	поклад горизонту М-1	не розробляється
	поклад горизонту М-6	не розробляється
	поклад горизонту С-5	не розробляється
	поклад горизонту С-6	не розробляється
	поклад горизонту В-17-18	розробляється
	поклад горизонту В-26	розробляється
	поклад горизонту Т-2	розробляється

3.1 теоретичні основи та проблематика розробки пов'язані зі неоднорідністю продуктивних пластів

Ефективність промислової експлуатації НГКР, що перебувають на завершальній стадії розробки визначаються характером і ступенем геологічної неоднорідності пласта. Геологічна неоднорідність-це просторова мінливість властивостей гірських порід їхнього складу та структури в межах певного геологічного об'єкту. В нафтогазовій інженерії неоднорідність класифікують на 3 напрямки: вертикальна неоднорідність за товщиною розрізу; локальна неоднорідність у радіусі свердловини площова або латеральна мінливість.

Площова неоднорідність зумовлена мінливістю умов осадо накопичення та властивостями осадових порід через коливання фізико-географічних умов (клімат, тектоніка, рельєф, глибина водойм тощо) під час їх утворення.

Вертикальна неоднорідність виражається у розрізненні пласта на велику кількість проникнення пропластків, розділених слабопроникними глинистими перегородками. Неоднорідність у зоні дронування свердловини найчастіше

з'являтися під час діяльності людини. Вона виникає під час буріння або ремонту свердловини.

Практика експлуатації горизонтів В-16, В-17, В-18 та Б-4 горизонтів Богданівського НГКР показує, що макронеоднорідність пласта створює ланцюг технологічних проблем. Одна з них -це нерівномірно видобування вуглеводнів. Нафта, газ, конденсат рухаються через найбільш проникні ділянки породи, де опір руху низький. У той час як менш проникність пласти не беруть участь в розробці через що в них залишаються запаси вуглеводнів.

Проблема стає серйознішою під час підтримання пластового тиску шляхом закачування води. У неоднорідному пласті вода рухається швидко в більш проникні ділянки та швидко досягає видобувної свердловини, не витісняючи флюїди з менш проникних зон. Це знижує ефективність розробки через що отримуємо менший дебіт та вищу обводненість свердловини.

3.2 характеристика нафт, причини та механізми обводненням свердловин

Ефективність видобутку вуглеводнів на Богданівському родовищі значною мірою залежить від властивостей нафти та особливостей будови продуктивних пластів. Поклади нафти, газу і конденсату зосереджені у візейських горизонтах В-16, В-17, В-18 та башкирському горизонті Б-4. Колектори представлені переважно пісковиками, які чергуються зі щільними алевролітами та перекриваються водонепроникними глинистими породами. Така будова зумовлює значні відмінності у фільтраційних властивостях пластів і характеристиках нафти.

Основні запаси вуглеводнів зосереджені у візейських горизонтах. Вони характеризуються відносно високою пористістю та проникністю, що забезпечує добру рухливість пластових флюїдів. Нафта цих пластів містить значну кількість розчиненого газу, має невисоку густину та низьку в'язкість, завдяки чому легко переміщується в пласті.

Водночас візейські горизонти є неоднорідними: високопроникні пласти чергуються зі щільними малопроникними прошарками. Через це склад і властивості нафти можуть змінюватися навіть у межах одного покладу. Нафта належить до легких і малосірчистих, але містить підвищену кількість парафінів. У пластових умовах вони перебувають у розчиненому стані, проте під час підйому нафти по свердловині температура знижується, а розчинений газ виділяється. Це спричиняє випадання парафінів та утворення асфальтосмолопарафінових відкладень (АСПВ), які зменшують прохідний переріз насосно-компресорних труб і ускладнюють експлуатацію свердловин.

Башкирський горизонт Б-4 характеризується гіршими колекторськими властивостями. Через більший вміст глинистого матеріалу його пористість і проникність нижчі, ніж у візейських пластах. Це обмежує рух вуглеводнів у пласті, тому нафта має менший газовміст і дещо більшу в'язкість. Крім того, вона містить більше смолистих та асфальтенових компонентів.

Значна неоднорідність пластів у поєднанні з наявністю пластової води сприяє утворенню стійких водонафтових емульсій. Під час витіснення нафти водою частина вуглеводнів залишається в малопроникних прошарках, тоді як вода швидко просувається по найбільш проникних каналах і передчасно надходить до видобувних свердловин. У результаті зростає обводненість продукції, знижується ефективність розробки покладів і виникає необхідність індивідуального підбору режимів роботи обладнання для кожного продуктивного горизонту.

На сучасному етапі розробки Богданівського родовища однією з головних проблем є зростання обводненості продукції свердловин. Саме обводнення значною мірою обмежує видобуток нафти й газу та скорочує термін безаварійної роботи установок електровідцентрових насосів (УЕВН) і штангових глибинних насосів (ШГН). Поява великої кількості води у видобутій продукції пов'язана як із природними особливостями будови

покладів, так і з тривалою експлуатацією родовища та роботою системи підтримання пластового тиску, що передбачає закачування води в пласт.

3.3 існуючі методи боротьби з обводненням свердловин

Для зменшення обводненості свердловин і підвищення ефективності розробки родовища застосовують комплекс технологічних та геолого-технічних заходів.

Для цього знижують інтенсивність відбору рідини з пласта: у фонтанних свердловинах використовують штуцери, а в механізованих — регулюють швидкість роботи насосів за допомогою частотно-регульованих приводів. Це дозволяє зменшити приплив води та стабілізувати роботу свердловини. У свердловину закачують цементні суміші, полімерні гелі, смоли або інші ізоляційні матеріали для перекриття водоносних інтервалів і ліквідації небажаних перетоків. Завдяки цьому зменшується надходження води до видобувної свердловини. У нагнітальні свердловини закачують спеціальні полімерні та гелеві системи, які перекривають найбільш проникні канали руху води. У результаті вода починає надходити в раніше неохоплені ділянки пласта, покращується витіснення нафти та підвищується коефіцієнт нафтовилучення.

Розділ 4. : стан виконання проектних рішень - спрямовані на стабілізацію видобутку, запобігання падінню пластового тиску та інтенсифікацію роботи діючого фонду свердловин

На сучасному етапі розробки Богданівського нафтогазоконденсатного родовища спостерігається поступовий перехід до завершальної стадії експлуатації покладів. Для цієї стадії характерне значне виснаження пластової енергії, зростання обводненості продукції та збільшення газового фактора, що негативно впливає на дебіти свердловин і ефективність роботи механізованого фонду. Фактичні технологічні показники свідчать про досягнення високого ступеня виробленості запасів, а рівень обводненості на окремих об'єктах сягає 98–99 %, що є характерною ознакою пізньої стадії розробки родовища.

В умовах високої обводненості особливого значення набувають заходи щодо залучення до розробки залишкових запасів нафти та газу, які зосереджені переважно в слабодренованих і низькопроникних зонах пластів. Одним із таких заходів стало переведення свердловини №63 з контрольного (п'єзометричного) фонду до категорії експлуатаційних. Введення свердловини в роботу дало змогу залучити до розробки додаткові запаси вуглеводнів та частково компенсувати природне падіння видобутку на діючому фонді. Разом з тим експлуатація свердловини ускладнюється високим вмістом пластової води та значним газовим фактором, що потребує застосування спеціальних технічних рішень для стабілізації її роботи.

Важливим показником ефективності експлуатації є міжремонтний період роботи свердловинного обладнання. Аналіз роботи свердловин №2 та №10 свідчить про задовільний технічний стан установок електровідцентрових насосів та правильність обраних режимів експлуатації. Відсутність необхідності проведення ремонтних робіт протягом тривалого часу дозволяє знизити експлуатаційні витрати та забезпечити стабільність виробничих показників.

Суттєву роль у забезпеченні безперервного видобутку відіграє також надійна робота системи збору та підготовки продукції. Діюча інфраструктура забезпечує герметичний збір продукції свердловин, ефективну сепарацію та транспортування нафти й газу, а також компримування попутного нафтового газу відповідно до вимог технологічних регламентів.

З урахуванням високих значень газового фактора та значного вмісту вільного газу в продукції свердловин перспективним напрямком удосконалення механізованого видобутку є встановлення глибинних газосепараторів або газозахисних пристроїв на свердловинах №2, №10 та №63. Використання таких систем дозволяє зменшити негативний вплив вільного газу на роботу електровідцентрових насосів, підвищити коефіцієнт наповнення насосів, стабілізувати дебіт рідини та збільшити міжремонтний період роботи обладнання.

Крім того, для подальшого підвищення ефективності розробки доцільно застосовувати комплекс заходів з регулювання заводнення, обмеження водоприпливів та вирівнювання профілів приймальності нагнітальних свердловин. Практика розробки родовищ показує, що поєднання ремонтно-ізоляційних робіт із потоковідхиляючими технологіями дозволяє залучати до розробки слабодреновані ділянки пласта, зменшувати передчасні прориви води та підвищувати кінцевий коефіцієнт нафтовилучення. У перспективі це дасть змогу продовжити рентабельну експлуатацію Богданівського родовища та забезпечити додатковий видобуток залишкових запасів вуглеводнів.

Розділ 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

5.1 Загальні питання охорони праці

Видобуток вуглеводнів на Богданівському родовищі відіграє важливу роль енергетичної незалежності безпеки України. Ця діяльність ведеться дотримуючись сучасних екологічних вимог встановлених законодавством, що регулює використання природних ресурсів та мінімізує шкоду довкіллю. Зокрема, дотримання законів про оцінку впливу на довкілля, охорону повітря, водні ресурси та управління відходами є обов'язковим.

Основою для екологічного супроводу є низка ключових законів, серед яких Закон України «Про оцінку впливу на довкілля», Закон України «Про охорону атмосферного повітря», Водний кодекс України та Закон України «Про управління відходами». Ці нормативні акти встановлюють, як саме треба оцінювати екологічні ризики для оцінки екологічних ризиків, контролю за викидами шкідливих речовин, збереження водних ресурсів та безпечного поводження з відходами.

Родовище, розташоване на площі 6,3 км², не має поруч природоохоронних територій, що зменшує ризик для унікальних екосистем. Усі процеси видобутку та транспортування вуглеводнів використовують герметичне обладнання, яке відповідає міжнародним стандартам екологічного менеджменту (ISO 14001). Це дозволяє значно зменшити викиди, запобігти забрудненню ґрунтів та води, і загалом знизити вплив на природу лісостепової зони Чернігівщини. Таким чином, майбутня розробка родовища гарантує екологічну безпеку та збереження довкілля.

На Богданівському НГКР експлуатувалися 53 свердловини нафтові та газові. В процесі експлуатації свердловин проявляються значні тиски, високий газовий фактор та наявність супутніх газів (метан, етан, пропан, бутан), що додає рівень небезпеки промислової експлуатації. Тому для того щоб уникнути отруєнь роботодавець повинен вжити заходів безпеки та охорони здоров'я, а саме:

-провести інструктаж

-контролювати стан обладнання

-забезпечити працівників засобами індивідуального захисту (ЗІЗ)

Кількість і типи ЗІЗ органів дихання на кожному об'єкті повинні визначатися з урахуванням специфіки робіт і галузевих норм забезпечення працівників спецодягом, спецвзуттям та іншими ЗІЗ. Засоби колективного та індивідуального захисту працівників будівельних та інших організацій, які розташовані в межах буферних зон, та порядок забезпечення ними на випадок аварійного викиду газу визначаються проєктом.

Дихальні апарати повинні бути підібрані за розмірами. До кожного апарата додається паспорт і прикріплюється етикетка із зазначенням прізвища та ініціалів працівника. Необхідно проводити регулярний огляд, перевірку і сервісне обслуговування дихальних апаратів відповідно до графіка, складеного згідно з вимогами підприємства-виробника. Усі дані вносяться в реєстраційний журнал обслуговування дихальних апаратів.

Газозахисні засоби необхідно перевіряти відповідно до інструкцій з експлуатації підприємств-виробників у лабораторії спеціалізованої аварійно-рятувальної служби.

На газонебезпечному об'єкті повинен бути аварійний запас газозахисних засобів, кількість і типи яких визначаються з урахуванням чисельності працівників, віддаленості об'єкта та специфіки виконуваних робіт.

5.2 охорона праці управління підприємства

Під час видобутку флюїдів, роботодавець несе відповідальність за створення безпечних та здорових умов праці. Це стосується як звичайної роботи, так і надзвичайних ситуацій. Організація праці має базуватися на оцінці професійних ризиків та впровадженні профілактичних заходів. Результати оцінки та заходи безпеки повинні бути задокументовані, згідно з принципами запобігання травматизму та професійним захворюванням.

Роботодавець зобов'язаний дотримуватися вимог чинного законодавства з охорони праці, зокрема, Вимог щодо безпеки та захисту здоров'я працівників видобувних підприємств (наказ Мінсоцполітики № 943 від 02.07.2018). У разі нещасних випадків чи аварій, роботодавець має надати допомогу постраждалим та забезпечити належне розслідування та облік подій.

Важливою складовою системи охорони праці є надання працівникам письмових інструкцій з безпечного виконання робіт та експлуатації обладнання. Ці інструкції, розроблені для кожного робочого місця, повинні включати дії в аварійних ситуаціях та використання аварійного обладнання. Працівники мають бути ознайомлені з інструкціями під особистий підпис.

Роботодавець також повинен забезпечити доступ працівників до документації з профілактичних заходів, регулярно переглядати її та контролювати дотримання процедур. Особлива увага приділяється санітарно-гігієнічним нормам: рівню шуму, вібрації, якості повітря, забезпеченню питною водою, мікроклімату та контролю випромінювань.

5.3 промислова санітарія, засоби захисту, електробезпека, пожежна безпека, охорона праці навколишнього середовища.

Роботодавець повинен вжити заходів щодо забезпечення безпеки та охорони здоров'я працівників під час добування корисних копалин способом буріння за нормальних умов праці та у небезпечних ситуаціях.

Роботи з добування корисних копалин способом буріння потрібно здійснювати з урахуванням проведеного оцінювання ризиків та визначених профілактичних заходів.

Оцінка ризиків та профілактичні заходи для забезпечення безпеки та охорони здоров'я працівників повинні бути розроблені з урахуванням основних принципів їх запобігання та задокументовані.

Залежно від виробничих процесів роботодавець зобов'язаний виконувати свої посадові обов'язки, вимоги безпеки під час добування корисних копалин відкритим та / або підземним способом, що передбачені наказом Міністерства соціальної політики України від 02 липня 2018 року № 943 «Про затвердження Вимог щодо безпеки та захисту здоров'я працівників видобувних підприємств з підземним і відкритим способами видобування», зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 27 липня 2018 року за № 872/32324.

У разі нещасного випадку або аварії на виробництві роботодавець зобов'язаний ужити невідкладних заходів щодо надання необхідної допомоги потерпілому та забезпечити виконання вимог Порядку розслідування та обліку нещасних випадків, професійних захворювань та аварій на виробництві, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 17 квітня 2019 року № 337.

. Роботодавець повинен забезпечити наявність необхідних письмових інструкцій щодо безпечного виконання робіт і використання робочого

обладнання, які є зрозумілими для всіх працівників, та ознайомити з ними працівників під особистий підпис.

Інструкції повинні бути розроблені для кожного робочого місця та виду робіт.

Інструкції повинні містити відомості про використання аварійного обладнання та дії працівника в разі виникнення аварійної ситуації на робочому місці або поблизу нього.

Роботодавець повинен забезпечити вільний доступ до задокументованих профілактичних заходів, передбачених системою управління охороною праці, та здійснювати їх регулярний перегляд.

Роботодавець повинен дотримуватися процедур і механізмів, передбачених цими документами, на всіх етапах планування та впровадження заходів.

Санітарно-гігієнічні вимоги до шуму, вібрації, повітря робочої зони, забезпечення питного водопостачання, мікроклімату на робочих місцях, впливу електромагнітних та/або іонізуючих випромінювань повинні відповідати чинним санітарно-гігієнічним нормам.

Кількість і типи ЗІЗ органів дихання на кожному об'єкті повинні визначатися з урахуванням специфіки робіт і галузевих норм забезпечення працівників спецодягом, спецвзуттям та іншими ЗІЗ. Засоби колективного та індивідуального захисту працівників будівельних та інших організацій, які розташовані в межах буферних зон, та порядок забезпечення ними на випадок аварійного викиду газу визначаються проєктом.

Ізолювальні дихальні апарати повинні застосовуватись обслуговуючим персоналом під час виконання операцій, передбачених технологією проведення робіт в умовах можливого виділення сірководню, а також у разі

виникнення аварійної ситуації. Під час роботи в ємностях та колодязях допускається застосування шлангових протигазів.

Дихальні апарати повинні бути підібрані за розмірами. До кожного апарата додається паспорт і прикріплюється етикетка із зазначенням прізвища та ініціалів працівника. Необхідно проводити регулярний огляд, перевірку і сервісне обслуговування дихальних апаратів відповідно до графіка, складеного згідно з вимогами підприємства-виробника. Усі дані вносяться в реєстраційний журнал обслуговування дихальних апаратів.

Газозахисні засоби необхідно перевіряти відповідно до інструкцій з експлуатації підприємств-виробників у лабораторії спеціалізованої аварійно-рятувальної служби.

На газонебезпечному об'єкті повинен бути аварійний запас газозахисних засобів, кількість і типи яких визначаються з урахуванням чисельності працівників, віддаленості об'єкта та специфіки виконуваних робіт.

На проммайданчику ГЗУ-"Богдани" виявлено 11 потенційних джерел викидів забруднюючих речовин, з них вісім організованих та три неорганізованих. Джерело викиду 2301 – організоване – дихальний клапан резервуара вертикального сталюого РВС-700. Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 2302 – організоване – дихальний клапан ємності горизонтальної наземної Е-4 $V = 100$ м³. Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 2303 – організоване – дихальний клапан ємності горизонтальної підземної Е-5 $V = 50$ м³. Викиди в атмосферу відбуваються при

зливів та зберіганні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 2304 – організоване – свіча розсіювання від запобіжного клапану сепаратора установки "Супутник" Б-40. Викиди в атмосферу відбуваються при випробуванні запобіжного клапана шляхом короткочасного підняття важеля клапана протягом 3 с один раз за зміну. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 2305 – організоване – вентиляційна труба установки типу "Супутник" Б-40. Викиди в атмосферу відбуваються при вентиляції приміщення. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 2307 – організоване – дихальний клапан ємності для зберігання деемульгатора $V = 0,6$ м³. Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні деемульгатора. Забруднюючі речовини – спирт метиловий.

Джерело викиду 2308 – організоване – труба вентиляційна від приміщення реагентного господарства. Викиди в атмосферу відбуваються при зливі, зберіганні та перекачуванні деемульгатора. Забруднюючі речовини – спирт метиловий.

Джерело викиду 2309 – неорганізоване – люк ємності горизонтальної підземної Е-6 $V = 50$ м³. Викиди в атмосферу відбуваються при зливі та зберіганні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 2310 – неорганізоване – насосна. Викиди в атмосферу відбуваються при перекачуванні нафтопродуктів. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду 2311 – неорганізоване – факел аварійного скиду. Викиди відбуваються при спалюванні газу на факелі. На факел здійснюється викид під час скиду газу запобіжними клапанами технологічного обладнання,

при ремонтних роботах. Проводиться подача газу на горіння контрольної свічки та для запальника факела. Забруднюючі речовини – оксиди азоту (оксид та діоксид азоту), оксид вуглецю, діоксид сірки, суспендовані частинки, недиференційовані за складом, метан, вуглецю діоксид, азоту (1) оксид (N₂O). Джерело викиду 2312 – організоване – дихальний клапан конденсатозбірника факельного господарства (ємності дренажної горизонтальної наземної V = 5 м³). Викиди в атмосферу відбуваються при зливів та зберіганні конденсату. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан). Джерела викиду 2306, 2313, 2314 ліквідовані. Викид від запобіжних клапанів здійснюється на факел.

Нафтогазовидобувний комплекс є об'єктом підвищеної пожежовибухонебезпеки. Заходи захисту охоплюють:

Факельне господарство забезпечує безпечне спалювання або стравлювання залишкових об'ємів газу з ємностей, запобігаючи утворенню вибухонебезпечних газових хмар у приземному шарі повітря.

Підприємство діє на основі затвердженого Плану локалізації і ліквідації аварійних ситуацій і аварій (Додаток К), який регламентує порядок дій персоналу у разі вибухів всередині ємностей або виникнення «пожеж розливу» на нафтонасосній станції.

Експлуатація факельних систем на промислах повинна здійснюватися до затверджених інструкцій з безпечної експлуатації. Для контролю за роботою факельних систем наказом по підприємству призначаються відповідальні особи з числа інженерно-технічних працівників, які пройшли перевірку знань щодо будови та безпечної експлуатації факельних установок.

На підприємствах, що експлуатують факельні системи, повинні бути складені і затверджені інструкції з їх безпечної експлуатації.

Для контролю за роботою факельних систем наказом підприємства призначаються відповідальні особи з числа інженерно-технічних працівників,

які пройшли перевірку знань щодо будови та безпечної експлуатації факельних систем.

Факельну установку необхідно розташовувати з урахуванням рози вітрів, мінімальної довжини факельних трубопроводів та допустимої густини теплового потоку.

Територія навколо факельного стовбура, а також споруджень факельної установки повинна бути спланована та забезпечена під'їзними шляхами.

Територія навколо факельного стовбура в радіусі його висоти, але не менше ніж 30 м, відгороджується і позначається. В огороженні повинні бути обладнані проходи для персоналу і ворота для проїзду транспорту. Кількість проходів дорівнює числу факельних стовбурів, причому шлях до кожного стовбура повинен бути найкоротшим.

Усе обладнання факельної установки, крім обладнання факельного стовбура, розміщується поза огороженням.

Забороняється улаштовувати колодязі, приямки та інші заглиблення в межах огороженої території.

Факельні колектори і трубопроводи повинні бути мінімальної довжини та мати мінімальне число поворотів. Основним способом прокладення трубопроводів є надземний на опорах або естакадах. В обґрунтованих випадках допускається підземне прокладання трубопроводів.

Колектори і трубопроводи факельних систем повинні мати теплову ізоляцію і (або) на них повинні бути встановлені обігрівальні супутники або кабелі для запобігання конденсації і кристалізації речовин у факельних системах (не стосується факельних систем горизонтального прокладання у факельний амбар).

Факельні колектори і трубопроводи необхідно прокладати з ухилом у бік пристроїв збору конденсату не менше 0,003%. Якщо неможливо дотримати

зазначений ухил, у нижчих точках трубопроводів розміщують додаткові пристрої для відведення конденсату. У газах та парах, які спалюються на факельній установці, не повинно бути краплинної рідини і твердих часток.

Для відділення краплинної рідини, що випадає в факельних трубопроводах, і твердих часток передбачаються системи збору та видалення конденсату (сепаратори, конденсатозбірники та ін.).

Конденсат факельного сепаратора повинен відводитись автоматично або вручну - не рідше одного разу на зміну. Для запобігання утворенню в факельній системі вибухонебезпечної суміші необхідно виключити можливість підсмоктування повітря і передбачити безупинну подачу продувного газу до факельного колектору (газопроводу), якщо в технологічному процесі не передбачено постійних скидань.

Факельні колектори повинні обладнуватися вогнепергороджувальними клапанами.

У процесі експлуатації факельної системи не допускається можливість закупорки факельного колектору льодяними пробками.

Як продувний газ застосовують супутні або природні інертні гази, азот або інший інертний газ.

Скиди від запобіжних клапанів вуглеводневих газів і парів, що містять сірководень (до 8 % об'ємних), допускається направляти у загальну факельну систему. Для скидання вуглеводневих газів і парів, що містять сірководень понад 8 % об'ємних, необхідно передбачати спеціальну факельну систему.

Розпал факела повинен бути дистанційним.

Перед кожним пуском факельна система повинна продуватись парою або газом, щоб вміст горючих компонентів у повітрі біля основи факельного стовбура був не більше 50 % від НКГВ.

Ступінь загазованості біля пульта запалювання і пристроїв збирання та відкачування конденсату повинен перевірятись за допомогою переносних газоаналізаторів спеціально навченим персоналом.

Перед проведенням ремонтних робіт факельна система повинна бути від'єднана стандартними заглушками і продута інертним газом (азотом або іншим інертним газом).

Факельні установки повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння відповідно до Правил пожежної безпеки в Україні.

У зоні огороження факельного стовбура забороняється перебувати особам, не пов'язаним з обслуговуванням факельних систем.

При облаштуванні нафтових, газових та газоконденсатних родовищ допускається застосування горизонтальних факельних систем з обов'язковим дотриманням таких умов:

виведення оголовка факела в огорожений земляний амбар;

ухил факельного колектору у бік факельного амбару;

оснащення факельного колектору засобами для вловлювання рідини (розширювальна камера або сепаратор);

оснащення факельного колектору вогнеперегороджувальним клапаном;

оснащення факельного пристрою засобами дистанційного автоматичного розпалу;

забезпечення подавання на факел затворного газу з метою запобігання підсмоктуванню повітря у факельний колектор.

5.4 Аналіз умов праці та виявлення небезпечних і шкідливих виробничих факторів на ГЗУ «Богдани»

Область дослідження є технологічний комплекс ГЗУ «Богдани» та видобувні свердловини, де виконують процеси збору, фільтрації, дегазації нафти у булітах Е-1, Е-2, Е-3, збору пластової води в РВС-700 та транспортування продукції.

Процес видобутку та підготовки вуглеводнів для майбутнього споживання характеризуються високою рівнем небезпеки через роботу з вибухопожежонебезпечними речовинами.

Порушення герметичності, відмова запобіжних клапанів може загрожувати механічним руйнуванням обладнання та травмуванням працівників. Негерметичність трубопроводів, приводів верстатів-качалок (ШГН) може призвести до витоків нафти та газу, що може спричинити екологічну катастрофу, вибух, та отруєння або задуху працівників.

Щоб уникнути отруєння або задухи працівників необхідна вентиляція для розведення концентрації парів вуглеводнів, які можуть виділятися через негерметичність трубопроводів, насосів для відкачування флюїдів, до безпечних значень гранично допустимої концентрації.

Захід 1. Інженерний розрахунок загальнообмінної вентиляції приміщення насосної станції ГЗУ «Богдани»

Вихідні дані:

Об'єм приміщення насосної станції: 120м^3

Кількість виділення парів сирої нафти (своєрідне витікання через сальники):
 $G=180\text{г/год. } 0,05\text{г/с}$

Гранично допустима концентрація (ГДК) парів нафти в повітрі робочої зони:
 $q_{\text{ГДК}}=300\text{мг/м}^3=0,3\text{г/м}^3$

Концентрація парів у припливному повітрі: $q_{\text{пр}}=0\text{ г/м}^3$

Розв'язання:

1. Необхідний повітрообмін ($L, \text{м}^3/\text{год}$) для видалення надлишків шкідливих речовин визначається за формулою:

$$L = \frac{G}{q_{\text{ГДК}} - q_{\text{пр}}}$$

$$L = \frac{180}{0,3 - 0} = 600\text{м}^3/\text{год}$$

2. Визначаємо необхідну кратність повітрообміну ($K, \text{год}^{-1}$)

$$K = \frac{L}{V} = \frac{600}{120} = 5 \text{ год}^{-1}$$

Отже, щоб повністю гарантувати безпеку персоналу від отруєння та утворення вибухонебезпечної ситуації в середині приміщення нам потрібна припливно-втяжна вентиляція з кратністю не менше 5 обмінів на годину.

Захід 2. Інженерний розрахунок заземлюючого пристрою для електрообладнання свердловини (УЕВН)

Для захисту персоналу від ураження струмом розраховується контур захисного заземлення

Вихідні дані:

Питомий опір ґрунту (глина): $\rho = 60 \text{ Ом} \times \text{м}$.

Тип заземлювача: вертикальні стержні завдовжки $l=3\text{м}$,

Діаметром: $d=0,02\text{м}$

верхній кінець заглиблений на $h_0=0,7\text{м}$.

Розв'язання:

Опір одного вертикального заземлювача ($R_{\text{в}}, \text{Ом}$) розраховується за формулою:

$$R_{\text{в}} = \frac{\rho}{2\pi \times l} \left(\ln \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h+1}{4h-1} \right),$$

де h - відстань від поверхні землі до середини стержня: $h = h_0 + \frac{l}{2} = 0,7 + \frac{3}{2} = 2,2\text{м}$

$$R_{\text{в}} = \frac{60}{2 \times 3,14 \times 3} \left(\ln \frac{2 \times 3}{0,02} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \times 2,2 + 3}{4 \times 2,2 - 3} \right) = 19,2 \text{ Ом}$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних стержнів (n) без урахування коефіцієнта екранування:

$$n = \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{доп}}} = \frac{19,2}{4} \approx 4,8 = 5 \text{ шт.}$$

Приймаємо контур з 6 вертикальних стержнів, розміщених по периметру майданчика з кроком 5 метрів, з'єднаних сталевною смугою, що забезпечить загальний опір контуру не менше 4 Ом.

Висновок

Під час виконання 5 розділу дипломної роботи було розглянуто питання охорони праці, промислової санітарії, пожежної безпеки та охорони навколишнього середовища на Богданівському НГКР. Встановлено, що видобуток нафти і газу пов'язаний із підвищеною небезпекою через наявність горючих газів, високих тисків та можливість виникнення аварійних ситуацій.

Для забезпечення безпечних умов праці на підприємстві проводяться інструктажі, здійснюється контроль технічного стану обладнання, працівники забезпечуються необхідними засобами індивідуального захисту та проходять відповідне навчання. Особлива увага приділяється використанню газозахисних засобів і дотриманню вимог під час виконання газонебезпечних робіт.

У ході роботи також було проаналізовано основні джерела викидів забруднюючих речовин на промисловому майданчику ГЗУ «Богдани» та заходи щодо зменшення їхнього впливу на довкілля. Для цього застосовуються герметичні технологічні системи, контроль за викидами та безпечна експлуатація факельного господарства.

Отже, дотримання вимог охорони праці, пожежної безпеки та природоохоронного законодавства дає змогу забезпечити безпечну експлуатацію Богданівського родовища, знизити ризик виникнення аварійних ситуацій і мінімізувати негативний вплив виробничої діяльності на навколишнє середовище.

Загальний висновок

Під час виконання дипломного проектування на тему "стан розробки Богданівського нафтогазоконденсатного родовища" було розглянуто геолого-фізичні умови та поклади, а саме те, що Богданівське НГКР розташоване в Чернігівській області Варвинського району, приурочене до північної-західної частини приосьової зони Дніпровсько-донецької западини. Клімат району помірно-континентальний з середньорічною кількістю опадів-520мм. Середньорічна температура становить 7°C. Пошукове буріння розпочалося в 1967р. При випробуванні св.2 отримали дебіт 613т./добу. Через штуцер 14мм.

Продуктивні пласти залягають в візейському та банківському ярусі, де основними пластами розробки виступають горизонти В-16, В-17, В-18 та В-4. Відкрита пористість коливається в межах 12-18%. Коефіцієнт газонасиченості для газових зон досягає 0.68-0.76. Нафта та газ перебувають в пласті під великою температурою та тиском. Нафта насичена газом, що суттєво знижує її в'язкість та густину, але нафта має досить високу парафіністкість приблизно 4,5-7,2%, що може ускладнити видобуток, оскільки під час підйому нафти по НКТ відбувається зниження температури, що призводить до початку кристалізації парафіну.

Нафтогазовидобувне управління НГВУ "Чернігівнафтогаз" використовує сучасне обладнання, що дозволяє проводити регулярний замір дебіту по кожній свердловині, визначити характеристики нафти та дає можливість встановити темпи обводнення свердловини. Виходячи з аналізу існуючих технологічних схем збору нафтопромисловості продукції, можна сформулювати основні вимоги до сучасних технологій схем відбору нафти та газу основна з них є:

-повна герметизація системи збору та підготовки нафти.

-корисне використання всієї кількості нафти

-максимальна централізація об'єктів

Ефективність видобутку вуглеводнів на Богданівському родовищі значною мірою залежить від будови продуктивних пластів. Основні запаси вуглеводнів зосереджені у візейських горизонтах. Вони характеризувалися відносно високою пористістю та проникністю. Нафта цих горизонтів містить значну кількість розвиненого газу, має невисоку густину та низьку в'язкість. Водночас візейські горизонти є неоднорідними, через це склад і властивості нафти можуть змінюватись навіть у межах одного покладу.

Башкирський горизонт характеризувався гіршим колекторськими властивостями через вміст глинистих прошарків пористість та проникність нижчі, ніж у візейських пластах.

Значна неоднорідність сприяє утворенню стійких водонафтових емульсій. Під час витіснення нафти водою частина нафти залишається в малопроникних каналах, тоді як вода швидко просувається по найбільш проникних каналах і передчасно надходить до видобування свердловин.

На сучасному етапі розробки Богданівське НГКР поступово переходить до завершальної стадії експлуатації покладів. Фактичні технологічні показники свідчать про досягнення високого ступеня виробленого запасів, а рівень обводненості на деяких об'єктах сягає 99%.

На родовищі діє система управління охороною праці відповідно до вимог законодавства (наказ Мінсоцполітики №943). Виявлено 11 потенційних джерел викидів забруднюючих речовин, функціонує факельне господарство для аварійного спалювання газу. Персонал забезпечений засобами індивідуального захисту, проводиться регулярний інструктаж. Для підвищення рівня безпеки рекомендовано посилити контроль за герметичністю обладнання та дотриманням режимів експлуатації факельних систем

Список джерел

1. Атлас родовищ нафти і газу України / Д. Є. Макаренко // Енциклопедія Сучасної України [Електронний ресурс] / Редкол.: І. М. Дзюба, А. І. Жуковський, М. Г. Железняк [та ін.] ; НАН України, НТШ. — К. : Інститут енциклопедичних досліджень НАН України, 2001. — Режим доступу: <https://esu.com.ua/article-44597>
2. Богданівське нафтогазоконденсатне родовище / Д. Є. Макаренко // Енциклопедія Сучасної України [Електронний ресурс] / Редкол.: І. М. Дзюба, А. І. Жуковський, М. Г. Железняк [та ін.] ; НАН України, НТШ. — К. : Інститут енциклопедичних досліджень НАН України, 2004. — Режим доступу: <https://esu.com.ua/article-35792>
3. Про затвердження Правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості : наказ Міністерства економіки України від 27.04.2023 № 2610, зареєстрований у Міністерстві юстиції України 02.06.2023 за № 928/39984 // База даних «Законодавство України». Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0928-23#Text>
4. Богданівське нафтогазоконденсатне родовище // Вікіпедія : вільна енциклопедія. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/Богданівське_нафтогазоконденсатне_родовище
5. Аналіз розробки Богданівського родовища: Звіт ВАТ "УкрНГГ" за договором № 95.502.95/Л. Мирзоян, В. Спас, П. Кир'ячук. – К., 1995. – 154 с.
6. Аналіз розробки Богданівського родовища: Звіт ВАТ "УкрНГГ" за договором № 02.736.03/ А. Демидьонко, В. Пітоня [та інші.]. - К. 2004. – 261 с
7. Корективи показників розробки Богданівського родовища: Звіт НДПІ ПАТ "Укрнафта" за нарядом замовленням № 410522 / В. Коваль, Г. Бойчук [та інші.]. — Івано-Франківськ, 2013. – 76 с.
8. Геологическое строение и подсчёт запасов нефти и газа Богдановского месторождения: Отчет треста "Черниговнефтегазразведка". - Чернигов, комплексной 1971. - 297 с.
9. Лабораторний практикум із фізики нафтового, газового та газоконденсатного пласта. Наливайко О. І., Ромашко О.В., Капцова Н.І.. Харків : ХНУМГ імені О.М. Бекетова, 2019. – 72 с.

10. Методика виконання курсового проекту «Аналіз добувних можливостей свердловин, що обладнанні штанговими свердловинними насосними установками (ШСНУ)» Наливайко О.І., Ромашко О.В. Навчально-методичний посібник Полтава: ПолтНТУ, 2025. – 66с.
11. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Вид. 4-те, перероб. та доповн. Харків : Форт, 2017. 760 с.
12. Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості : НПАОП 11.1-1.01-23 : затв. наказом М-ва економіки України від 27 квіт. 2023 р. № 2610 : зареєстр. в М-ві юстиції України 2 черв. 2023 р. за № 928/39984. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0928-23> (дата звернення: 10.06.2026).
13. Кодекс цивільного захисту України від 2 жовт. 2012 р. № 5403-VI : станом на 1 січ. 2026 р. *Відомості Верховної Ради України*. 2013. № 34-35. Ст. 458. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/5403-17> (дата звернення: 10.06.2026)