

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

Факультет, Інститут Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра Буріння та геології

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Бакалавр
Спеціальність 103 Науки про Землю
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

Викшишків Д.П.
"19" 06 2022 року

ЗАВДАННЯ **НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Фесенко Володимир Андрійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Розширення перспектив Дорошівського родовища за результатами дорозвідки башкирських і серпуховських відкладів карбону.

Керівник проекту (роботи) с.в.каф.Вольченкова Алла Володимирівна
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом вищого навч. закладу від 20.03.2023 року №236-фа

2. Строк подання студентом проекту (роботи) _____

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

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

4. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Тема, актуальність, мета та задачі роботи; структурна карта площі, геолого-технічний наряд 1 та сейсмологічний профіль по лінії 1-1, висновок. (у формі презентації).

5. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Геологічна частина	ст.викл. Вольченкова А.В.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Спеціальна частина	ст.викл. Вольченкова А.В.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Технічна частина	к.тн.доц. Нестеренко Т.М.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Економічна частина	ст.викл. Вовк М.О.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Охорона праці	ст.викл. Вольченкова А.В.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>

6. Дата видачі завдання 1.05.23

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Геологічна частина	01.05–07.05
2	Спеціальна частина	08.05–21.05
3	Технічна частина	22.06–04.06
4	Економічна частина	05.06–11.06
5	Охорона праці	12.06–15.06
6	Попередні захисти робіт	16.16–19.06
7	Захист бакалаврської роботи	20.06–21.06

Студент

[Signature]
(підпис)

Резенко В. А.
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

[Signature]
(підпис)

Вольченкова А. В.
(прізвище та ініціал)

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

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

До захисту
завідувач кафедри В. Бичко

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Розширення перспектив Дорошівського родовища за результатами дорозвідки башкирських і серпуховських відкладів карбону.

Пояснювальна записка

Керівник

ст. викл. Валівченко А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ

А. Валівченко

підпис, дата

Виконавець роботи

Резанко В.А.

студент, ПІБ

група 401-13

В. Резанко
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

ст. викл. Валівченко А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

А. Валівченко

Консультант за 2 розділом

ст. викл. Валівченко А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

А. Валівченко

Консультант за 3 розділом

доцент Костуренко Г.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Г.М. Костуренко

Консультант за 4 розділом

ст. викл. Волк М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

М.О. Волк

Консультант за 5 розділом

ст. викл. Валівченко А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

А. Валівченко

Дата захисту 21.06.23

Полтава, 2023

АНОТАЦІЯ

На підставі аналізу виконаних сейсмічних робіт, літолого-стратиграфічних, структурно-тектонічних, гідрогеологічних критеріїв, перегляду та переінтерпретації матеріалів ГДС за новими технологіями та опублікованих літературних джерел обґрунтовується доцільність дорозвідки виявлених покладів вуглеводнів у середньо- та нижньокам'яновугільних відкладах (горизонти Б-12, С-4, С-5) Дорошівського НГКР, що приурочене до Східно-Дорошівської структури, яка розташована в зоні зчленування привісьової і південної прибортової частин Дніпровсько-Донецької западини.

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

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

Ключові слова: ДОРОШІВСЬКЕ, ГАЗ, НАФТА, ПЕРСПЕКТИВА, СЕРЕДНІЙ ТА НИЖНІЙ КАРБОН, БУРІННЯ, ГЛИБИНА, ЗАПАСИ, ПРОЕКТНА СВЕРДЛОВИНА.

ЗМІСТ

	Стор.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
I ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	11
1.1 Географо-економічні умови.....	11
1.2 Геолого-геофізична вивченість.....	14
1.3 Геологічна будова.....	23
1.3.1 Стратиграфія	23
1.3.2 Тектоніка	45
1.3.3 Нафтогазоносність	49
1.3.4 Гідрогеологічна характеристика	62
II СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	69
2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт.....	69
2.1.1 Обґрунтування постановки робіт	69
2.1.2 Система розміщення свердловин	69
2.1.3 Промислово-геофізичні дослідження	71
2.1.4 Відбір керну, шламу і флюїдів	74
2.1.5 Лабораторні дослідження	76
2.1.6 Оцінка перспективності площі.....	77
2.2 Підрахунок запасів	79
III ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	83
3.1 Гірничо-геологічні умови буріння.....	83
3.2 Обґрунтування конструкцій свердловин	86
3.3 Режими буріння	88
3.4 Характеристика бурових розчинів.....	88
3.5 Охорона надр та навколишнього середовища	95
IV ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	103
4.1 Основні техніко-економічні показники геологорозвідувальних робіт	103

4.2 Вартість та геолого-економічна ефективність проектних робіт	103
V ОХОРОНА ПРАЦІ	124
5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт	124
5.2 Розробка заходів з охорони праці	125
5.2.1 Заходи з техніки безпеки	125
5.2.2 Заходи з виробничої санітарії.....	126
5.3 Пожежна безпека	127
ВИСНОВКИ	128
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	130
ДОДАТКИ	131

ВСТУП

Дорошівське родовище приурочене до Східно-Дорошівської структури, яка розташована в зоні зчленування привісьової і південної прибортової частин Дніпровсько-Донецької западини.

Дорошівське нафтогазоконденсатне родовище відкрите в 1984 році за результатами випробування в параметричній свердловині № 422 горизонту Б-12 башкирського ярусу середнього карбону, під час дослідження якого було отримано промисловий приток газу.

На Дорошівському родовищі пробурено 19 свердловин загальним метражем буріння 70389 м, із них метраж параметричного буріння становить 4504 м, пошуково-розвідувального буріння – 43565 м, експлуатаційного – 22320 м, свердловина № 46 знаходиться в бурінні.

[REDACTED]

Позитивні результати буріння і випробування свердловин Дорошівського родовища дозволяють внести корективи в геологічну будову родовища і значно збільшити перспективи видобутку вуглеводнів за рахунок збільшення площі продуктивності відомих покладів, що і стало підставою для складання проекту дорозвідки.

Даним проектом передбачається проведення на площі глибокого розвідувального буріння, головною метою якого буде розкриття

перспективних горизонтів башкирського середнього та серпуховського ярусів нижнього карбону.

Глибини проектних свердловин визначались на основі наявних структурних побудов, виконаних з урахуванням даних пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння та даних сейсморозвідки за методикою 3D.

DO NOT COPY

І ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Географо-економічні умови

Дорошівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване на території Зачепилівського району Харківської області і, частково, на території Карлівського району Полтавської області України.

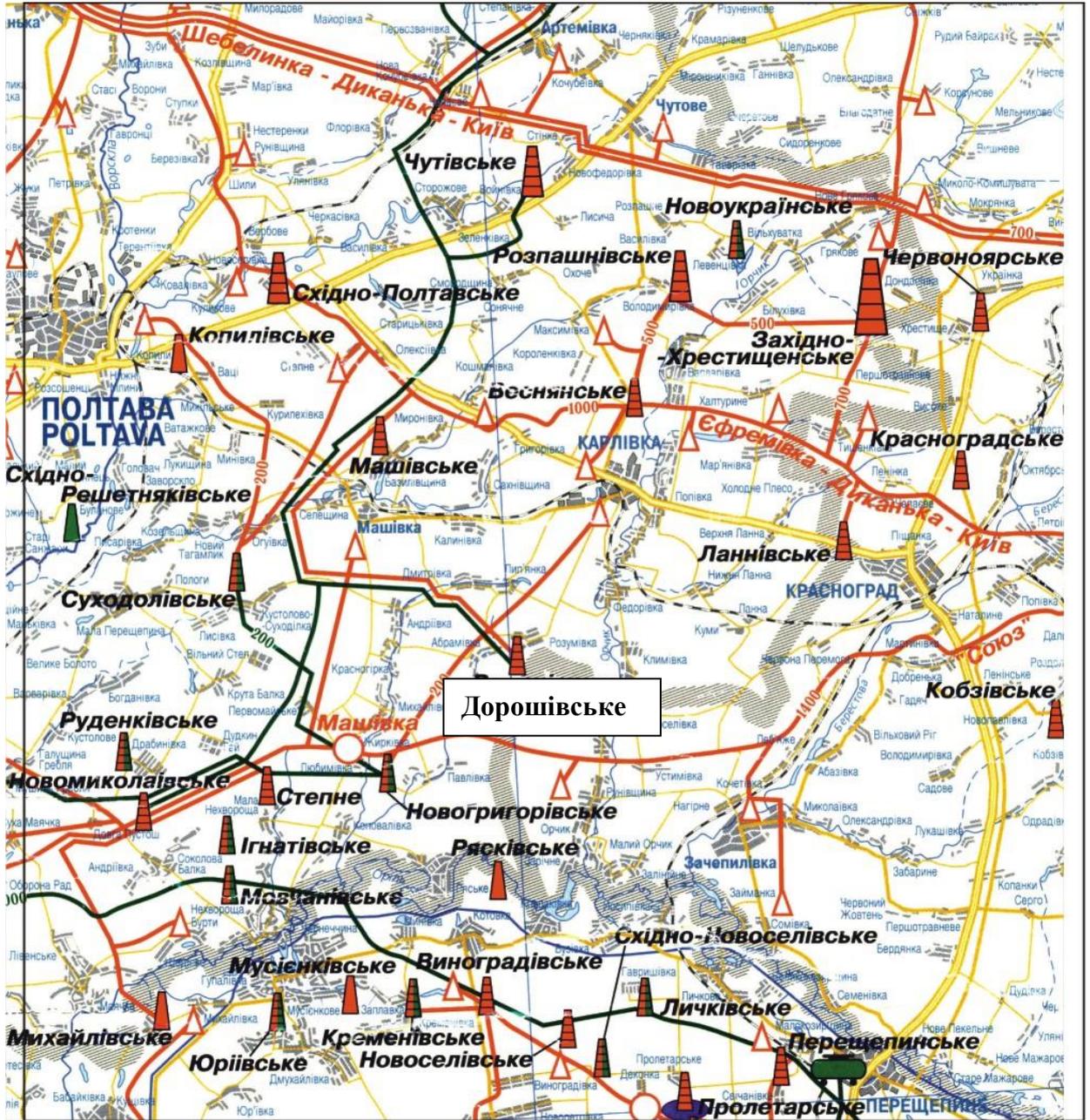
Найбільшими населеними пунктами, які знаходяться поблизу родовища, є обласний центр м. Полтава, районні центри м. Карлівка і м. Красноград. Найближчими до родовища населеними пунктами є села Дорошівка, Федорівка, Климівка, Дмитрівка, Андріївка, Абрамівка, Чернещина (рис. 1.1).

Населені пункти зв'язані між собою асфальтовими та покращеними ґрунтовими дорогами. Найближчими залізничними станціями являються Орчик (напрямок Полтава-Красноград) і Зачепилівка (напрямок Красноград-Дніпро). В північно-східному напрямку на відстані 20 км від площі розташований районний центр м. Карлівка, через який проходить автотраса Полтава-Красноград і залізнична колія Полтава-Красноград.

На південний захід від Дорошівського родовища розташоване Новогригорівське нафтогазоконденсатне, на північний захід – Суходолівське нафтогазоконденсатне і Машівське газоконденсатне, на північний схід – Ланнівське, на схід – Кобзівське, на південь – Рясківське газоконденсатні родовища.

На північ від родовища на відстані 45 км і 37 км проходять газопроводи Шебелинка-Диканька-Київ і Єфремівка-Диканька-Київ, відповідно (рис. 1.1).

Район робіт в економічному відношенні сільськогосподарський. Вирощуються, головним чином, зернові і зернобобові культури; цукровий буряк, картопля, соняшник тощо. Також розвинуте садівництво.



Умовні позначення

- | | | | |
|---|--|---|-------------------------------------|
|  | Нафтові родовища |  | Компресорні станції на газопроводах |
|  | Газові родовища |  | Газорозподільчі станції |
|  | Газоконденсатні родовища |  | Підземні сховища газу |
|  | Нафтогазоконденсатні родовища |  | Автомобільні дороги |
|  | Газопровід |  | Залізниця |
|  | Нафтопровід |  | Водойми |
|  | Пункти заповнення залізничних цистерн нафтою |  | Річки |

Рисунок 1.1-Оглядова карта району робіт

масштаб 1:500 000

У невеликих населених пунктах знаходяться невеликі підприємства по переробці сільськогосподарської продукції. Найближчими промисловими підприємствами до Дорошівського родовища є: Красноградські борошномельний, цементний, маслосирзавод, м'ясокомбінат, Карлівський механічний та цукровий заводи.

До корисних копалин даної території, що виходять на земну поверхню відносяться: лесовидні суглинки, глини, піски, які можуть бути використані як будівельний матеріал для місцевих потреб. Підземні води кайнозойських відкладів широко застосовуються для питного та технічного водопостачання. Основною корисною копалиною в даному районі є природний газ.

Територія району відноситься до лівобережної України (Придніпровська низовина), що характеризується як лівобережний лісостеп.

В орографічному відношенні місцевість представляє собою рівнину з густою сіткою ярів та балок. Абсолютні відмітки коливаються, в основному, від +120 м до +146 м.

Гідросистема представлена річками Орчик, Суха Лип'янка, Берестова, які впадають в протікаючу в південній частині площі річку Оріль. Ці річки мають незначний нахил русел, заболочені заплави і невеликі водостоки, які в літній період на більшій частині свого проходження пересихають, залишаючи в окремих місцях напівзарослі озера. Течія річок повільна, ширина русел не перевищує 20 м, ширина долин 4-5 км. Річкові долини мають асиметричну будову. Ліві схили долин пологі, а праві високі та круті і сильно розчленовані яро-балочною сіткою.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура повітря складає + 7,0 °С. Середньорічна кількість атмосферних опадів, максимум яких припадає на весняний та осінній періоди, становить 563 мм. Максимальна температура відзначається у червні-серпні від +25 °С до +35 °С, а мінімальна в січні-лютому – від мінус 25 °С до мінус 30 °С. Глибина промерзання ґрунту становить 1,0-1,1 м. Зимовий період характеризується різкими змінами погодних умов: від сильних снігопадів і

зниження температури повітря до тривалих відлиг з дощами. Основний напрямок вітрів: влітку – західний, південно-західний, взимку – східний.

1.2 Геолого-геофізична вивченість

На Дорошівській площі вивчення геологічної будови проводилося комплексом геофізичних досліджень, картувальним, структурним, параметричним і пошуково-розвідувальним бурінням.

В 1957 році в межах Дорошівської площі були відпрацьовані окремі сейсмічні профілі с.п. 4/57, на яких у відкладах карбону відмічені незначні перегини пластів.

В 1964-1965 рр. було проведене структурно-пошукове буріння, в результаті якого було встановлено моноклінальне залягання мезозойських відкладів. На фоні моноклінального залягання відмічалось декілька локальних замикань ізогіпс. Два склепіння по палеогенових відкладах спостерігалось в районі пробурених пізніше свердловин №№ 2, 3, 4.

В 1967 р. сейсморозвідувальними роботами був виявлений Дорошівський структурний виступ, а в 1978 р. в його межах по відкладах карбону виділений Східно-Дорошівський структурний ніс.

В 1976 р. на дослідженій території було проведене структурно- картувальне буріння. По палеогеновому структурному плану було виділено ряд локальних ізогіпс, які в деякій мірі відповідали положенню прогнозних структур в палеозої, в тому числі і Східно-Дорошівській.

В 1978 р. на Дорошівській структурі була пробурена параметрична свердловина № 414. Метою буріння було вивчення геологічної будови, виявлення перспектив нафтогазоносності кам'яновугільних відкладів північної периферійної частини Суходолівсько-Нехворощанського виступу. При вибої 5804 м свердловина № 414 розкрила верхньовізейський під'ярус нижнього карбону не на повну товщину. При випробуванні за допомогою перфорації технічної колони з горизонтів В-16, С-8 - С-9 в свердловині були

отримані притоки газу (1,7 тис.м³/доб. і 10,5 тис.м³/добу, відповідно). Внаслідок нерентабельності експлуатації із-за слабких притоків газу, свердловина № 414 була ліквідована.

З метою вивчення Дорошівської і Східно-Дорошівської гемібрахіантикліналей (відклади середнього і нижнього карбону) сейснопартією 29/78 в 1978-1979 рр. на площах проводилися сейсмічні дослідження.

В 1982 р. на Дорошівській структурі на основі матеріалів вище зазначених сейсморозвідувальних робіт в 1,5 км на південь від параметричної свердловини № 414, була забурена пошукова свердловина № 1 (глибина 4110 м), покладів нафти і газу якою не було виявлено.

Будова Східно-Дорошівської структури була уточнена в 1981-1982 рр. сейсмічними дослідженнями с. п. 29/81.

В 1983-1984 рр. з метою вивчення глибинної будови площі, виявлення геолого-геофізичної характеристики розрізу, оцінки перспектив нафтогазоносності середнього і нижнього карбону на Східно-Дорошівській структурі до глибини 4504 м була пробурена параметрична свердловина № 422. За результатами буріння свердловини була встановлена промислова газоносність горизонту Б-12 башкирського ярусу середнього карбону і перспективність відкладів серпуховського ярусу нижнього карбону.

В 1986 р. на основі сейсмічних даних і даних буріння параметричної свердловини № 422 був складений „Геологический проект поискового бурения на Дорошевской площади (юго-восточная часть ДДв)”. В тому ж році згідно вищевказаного проекту була забурена пошукова свердловина № 5 глибиною 4520 м, якою в 1987 р. встановлена промислова газоносність горизонтів С-4 і С-5 серпуховських відкладів. В 1988 р. за результатами буріння і випробування розвідувальної свердловини № 8 була встановлена промислова газоносність московських відкладів середнього карбону (горизонт М-1) в південно-західному блоці структури.

В 1997 р. Дорошівське родовище було введено в дослідно-промислову розробку на поклади горизонтів М-1 (свердловина № 8), Б-12 (свердловини № 422 і № 6), С-4 (свердловина № 5).

В 1998-2000 р.р. на родовищі було пробурено 5 експлуатаційних свердловин.

В 2007 році з метою дорозвідки покладів горизонту Б-12 башкирського ярусу середнього карбону був складений „Проект дорозвідки Дорошівського ГКР”, відповідно до якого в 2009-2010 рр. були пробурені розвідувальні свердловини №№ 33, 34, під час випробування в яких з горизонту Б-12 отримані промислові притоки газу дебітом 252 тис.м³/добу, через 8 мм шайбу та 119,5 тис.м³/добу через 7 мм діафрагму, відповідно.

Згідно до „Доповнення до проекту дорозвідки Дорошівського ГКР”, складеного в 2012 р., в 2013 році була забурена розвідувальна свердловина № 40 з метою дорозвідки покладу вуглеводнів в горизонті М-1. В ході випробування горизонту К-6 отримано нефонтануючий приплив нафти та слабе виділення газу. При випробуванні горизонту Г-12 було отримано приток нафти дебітом 43,0 м³/доб при дослідженні свердловини через 4,0 мм штуцер.

У 2012 році з метою деталізації геологічної будови Дорошівського родовища Східно-Українською ГРЕ були виконані сейсморозвідувальні роботи за технологією 3D, уточнена сейсмогеологічна модель Дорошівської структури, зокрема – гіпсометрія цільових горизонтів відбиття, траси тектонічних порушень, виділені нові тектонічні блоки, виявлені ділянки з покращеними фільтраційно-ємкісними характеристиками в межах перспективних горизонтів.

В 2015 та 2017 р.р. з метою дорозвідки покладів перспективних у нафтогазоносному відношенні горизонтів верхнього, середнього та нижнього карбону були складені: „Уточнений проект дорозвідки Дорошівського НГКР” згідно якого в 2015-2018 рр. пробурені розвідувальні свердловини

№№ 41, 42, 43, 44 та „Проект дорозвідки Дорошівського НГКР”, відповідно якого знаходиться в бурінні свердловина № 46.

Таблиця 1.1 – Геолого-геофізична вивченість

Вид робіт	Основні результати досліджень
1	2
1957 р. Сейсмічні дослідження.	Відпрацьовані окремі сейсмічні профілі с.п. 4/57, на яких у відкладах карбону відмічені незначні перегини пластів.
1964-1965 рр. структурно-пошукове буріння.	Встановлено моноклінальне залягання мезозойських відкладів. На фоні моноклінального залягання відмічалось декілька локальних замикань ізогіпс. Два склепіння спостерігалось в районі свердловин №№ 2, 3, 4 по палеогенових відкладах.
1967 р. сейсмозрозвідувальні роботи.	Виявлений Дорошівський структурний виступ.
1976 р. структурно-картувальне буріння.	По палеогеновому структурному плану виділено ряд локальних ізогіпс, які в деякій мірі відповідали положенню прогнозних структур в палеозої, в тому числі і Східно-Дорошівській.
1978 р. буріння параметричної свердловини № 414 на Дорошівській структурі.	Пробурена параметрична свердловина № 414 з метою вивчення геологічної будови, виявлення перспектив нафтогазоносності кам'яновугільних відкладів північної периферійної частини Суходолівсько-Нехворощанського виступу.
1978-1979 рр. Сейсмічні дослідження.	В межах Дорошівського структурного виступу по відкладах карбону виділений Східно-Дорошівський структурний ніс.
1982-1984 р. р., пошукове буріння	На Дорошівській структурі на основі матеріалів вище зазначених сейсмозрозвідувальних робіт в 1,5 км на південь від параметричної свердловини № 414 пробурено пошукову свердловину № 1. Покладів нафти і газу не виявлено.

Продовження таблиці 1.1

1	2
1981-1982 рр. Сейсмічні дослідження	Уточнена будова Східно-Дорошівської структури сейсмічними дослідженнями с. п. 29/81
1983-1984 рр параметричне буріння	Встановлена промислова газонасність горизонту Б-12 башкирського ярусу середнього карбону і перспективність відкладів серпуховського ярусу нижнього карбону на Східно-Дорошівській структурі параметричною свердловиною № 422 фактичною глибиною 4504 м .
1986 р.	На основі сейсмічних даних і даних буріння параметричної свердловини № 422 складений „Геологический проект поискового бурения на Дорошевской площади (юго-восточная часть ДДв)”
1986-1987 рр. Пошукове буріння.	Пошуковою свердловиною № 5 встановлена промислова газонасність горизонтів С-4 і С-5 серпуховського ярусу Дорошівської площі.
1988 р. Розвідувальне буріння.	Розвідувальною свердловиною № 8 встановлена промислова газонасність московських відкладів середнього карбону (горизонт М-1) в південно-західному блоці Дорошівської структури.
1997 р. Дослідно- промислова експлуатація.	Дорошівське родовище введено в дослідно-промислову розробку на поклади горизонтів М-1 (свердловина № 8), Б-12 (свердловини № 422 і № 6), С-4 (свердловина № 5).
1998-2000 рр. Експлуатаційне буріння.	На родовищі пробурено 5 експлуатаційних свердловин.
2007 р.	Складений „Проект дорозвідки Дорошівського ГКР” з метою дорозвідки покладів горизонту Б-12 башкирського ярусу середнього карбону
2009-2010 рр. розвідувальне буріння	Під час випробування в пробурених розвідувальних свердловинах №№ 33, 34 з горизонту Б-12 отримані промислові притоки газу.

Закінчення таблиці 1.1

1	2
2012 р. Сейсмічні дослідження 3D	Проведені польові сейсмічні дослідження з метою уточнення моделі Дорошівської структури.
2013-2014 рр. розвідувальне буріння	Пробурена розвідувальна свердловина № 40 В ході випробування горизонту К-6 отримано не фонтануючий приплив нафти та слабе виділення газу. При випробуванні горизонту Г-12 було отримано промисловий приток нафти.
2014 р. Підрахунок запасів.	Підраховані запаси Дорошівського НГКР.
2014 р.	Уточнена модель будови Дорошівської структури по горизонтах відбиття V_B^2 , $V_{B1}^2, V_{B1}^1, V_{B2}^3, V_{B1}^1, V_{A1}$. Підготовлений паспорт на Східно-Дорошівську структуру по серпуховському (V_{B1}^1) і башкирському (V_{B2}) ярусах.
2015 р., 2017 р.	Складені „Уточнений проект дорозвідки Дорошівського НГКР” , „Проект дорозвідки Дорошівського НГКР” з метою дорозвідки покладів перспективних у нафтогазовому відношенні горизонтів верхнього, середнього та нижнього карбону.
2015-2018 рр. розвідувальне буріння	Пробурені свердловини №№ 41, 42, 43. 44. Свердловиною № 41 розширено контур продуктивного горизонту М-1, свердловиною № 43 встановлена продуктивність горизонту С-4 в східній частині родовища, свердловиною № 44 розкрито потужний пласт пісковіку горизонту Б-12.

Таблиця 1.2 - Стан фонду свердловин

Номер свердловини категорія	Проектна глибина, м	Фактична глибина, м	Проектний горизонт	Фактичний горизонт	Терміни буріння,	Терміни випробування,	Конструкція свердловини			Отримані результати	Стан свердловин
					<u>початок</u> кінець	<u>початок</u> кінець	діаметр, мм	глибина спуску, м	висота підйому цементу, м		
<u>422</u> параметрична	4500	4504	C _{1S}	C _{1S2}	<u>17.09.83 р.</u> 1.10.84 р.	<u>1.10.84 р.</u> 31.03.85 р.	351 245 140×168	155 3503 4491	до устя до устя 0-2250 3260-4200 4400-4491	Приток газу з пласта Б-12. За даними ГДС газонасичені пласти С-5, С-8	В експлуатації на поклад пласта Б-12
<u>6</u> пошукова	4500	4500	C _{1S}	C _{1S2}	<u>18.05.85 р.</u> 29.03.86 р.	<u>29.03.86 р.</u> 19.04.86 р.	351 219×245 140×168	175 3402 3811	до устя до устя 390 м від устя	Приток газу з пласта Б-12. За даними ГДС газонасичений пласт Б-8	В експлуатації на поклад пласта Б-12
<u>5</u> пошукова	4520	4520	C _{1S}	C _{1S2}	<u>27.05.86 р.</u> 13.07.87 р.	<u>13.07.87 р.</u> 9.09.87 р.	351 219×245 140×168	164 3163 4139	до устя до устя до устя	Приток газу з пластів С-4, С-5	В експлуатації на поклад пласта С-4
<u>8</u> розвідувальна	4250	4450	C _{1S}	C _{1S2}	<u>21.09.87 р.</u> 22.05.88 р.	<u>22.05.88 р.</u> 27.05.88 р.	351 219×245 146	168 3257 2300	до устя до устя до устя	Приток газу з горизонту М-1	В експлуатації на поклад пласта М-1
<u>11</u> розвідувальна	2350	2350	М-2	М-2	<u>9.06.88 р.</u> 17.07.89 р.		245	502	до устя	Свердловина розкрила ущільнений аналог пласта М-1	Ліквідована за геологічних причин

Продовження таблиці 1. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<u>2</u> пошукова	4560	4560	C _{1S}	C _{1S2}	<u>27.06.88 р.</u> 26.04.89 р.		351 245	166 3600	до устя 473 м від устя	Свердловина розкрила водонасичену і ущільнену частини продуктивних горизонтів	Ліквідована за геологічних причин
<u>21</u> експлуатаційна	4010	4010	C _{2В}	C _{1S}	<u>22.09.97 р.</u> 10.04.98 р.	<u>10.04.98 р.</u> 26.04.98 р.	426 324 245	200 1451 3325	до устя до устя до устя	Свердловина опини- лась пробуреною в блоці, в якому продуктивні пласти є водонасиченими	Ліквідована в інтервалі: 4010- 1750 м, використовується для закачки супутніх вод
<u>22</u> експлуатаційна	3900	3900	C _{2В}	C _{2В}	<u>9.05.98 р.</u> 17.11.98 р.	<u>17.11.98 р.</u> 2.12.98 р.	426 324 245 140×168	30 401 3098 3886	до устя до устя до устя до устя	Приток газу з горизонту Б-12	В експлуатації на поклад пласта Б-12
<u>23</u> експлуатаційна	3870	3870	C _{2В}	C _{2В}	<u>16.12.98 р.</u> 3.08.99 р.	<u>4.08.99 р.</u> 12.08.99 р.	426 324 245 146×168	30 390 3100 3870	до устя до устя до устя до устя	Приток газу з пласта Б-12. За даними ГДС газонасичений пласт Б-12а	В експлуатації на поклад пласта Б-12
<u>24</u> експлуатаційна	4120	4120	C _{1S}	C _{1S2}	<u>30.08.99 р.</u> 23.04.00 р.	<u>23.04.00 р.</u> 23.07.00 р.	426 324 245 140×168	30 395 3087 4120	до устя до устя до устя 0-3696	Слабкий приток газу з водою з пласта С-5а	Ліквідована за геологічних причин
<u>25</u> оціночно- експлуатаційна	2300	2300	C _{2m}	C _{2m}	<u>5.08.00 р.</u> 14.10.00 р.	<u>19.10.00 р.</u> 23.10.00 р.	324 245 146×168	280 1440 2300	до устя до устя до устя	Промисловий приток газу з пласта М-1	В експлуатації на поклад пласта М-1

Закінчення таблиці 1. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<u>26</u> експлуатаційна	4080	4120	C _{1S2}	C _{1S2}	<u>1.01.09 п.</u> 22.07.09 п.	<u>22.07.09 п.</u> 20.03.10 п.	324 245 140×168 127хвост. (фільтр)	150 1800 4050 4120-4016 (4108-4062)	до устя до устя 3000-до устя	Приток газу з пласта С-5	В експлуатації на поклад пласта С-5
<u>33</u> розвідувальна	3850	3850	C _{2В}	C _{2В}	<u>20.08.09 п.</u> 16.02.10 п.	<u>16.02.10 п.</u> 28.02.10 п.	324 245 140×168	150 2260 3850	до устя до устя до устя	Приток газу з пласта Б-12	В експлуатації на поклад пласта Б-12
<u>34</u> розвідувальна	3850	3850	C _{2В}	C _{2В}	<u>19.03.10 п.</u> 3.08.10 п.	<u>3.08.10 п.</u> 29.08.10 п.	324 245 140×168	150 2260 3850	до устя до устя до устя	Приток газу з пласта Б-12	В експлуатації на поклад пласта Б-12
<u>40</u> розвідувальна	2300	2300	C _{2m}	C _{2m}	<u>27.11.13 п.</u> 12.03.14 п.	<u>12.03.14 п.</u> 31.08.14 п.	324 245 140×168	140 1640 2105	до устя до устя до устя	Слабкий приток нафтогазової суміші з пласта К-6; приток нафти з пласта Г-12	В експлуатації на поклад пласта Г-12
<u>41</u> розвідувальна	2300	2300	C _{2m}	C _{2m}	<u>01.06.15 п.</u> 06.08.15 п.	<u>06.08.15 п.</u> 14.08.15 п.	324 245 140×168	160 1550 2300	до устя до устя до устя	Приток газу з пласта М-1	В експлуатації на поклад пласта М-1
<u>42</u> розвідувальна	2280	2280	C _{2m}	C _{2m}	<u>14.11.15 п.</u> 10.02.16 п.		324 245	160 1550	до устя до устя		Ліквідована за геологічних причин
<u>43</u> розвідувальна	4350	4350	C _{1S2}	C _{1S2}	<u>01.05.16 п.</u> 30.03.17 п.	<u>31.03.17 п.</u> 15.04.17 п.	426 324 245 140×168	170 2240 3900 4250	до устя до устя до устя до устя	Приток газу з пластів С-5, С-4	В експлуатації на поклад пласта С-4
<u>44</u> розвідувальна	4255	4255	C _{1S2}	C _{1S2}	<u>01.05.17 п.</u> 15.05.18 п.	<u>15.05.18 п.</u> 29.05.18 п.	426 324 245 140×168	170 2400 3970 4255	до устя до устя до устя до устя	Слабкий приток газу з пласта С-5	Передана замовнику для проведення ПГРП

1.3 Геологічна будова

1.3.1 Стратиграфія

В геологічній будові Дорошівського родовища приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем. Найдревнішими відкладами розкритими свердловинами безпосередньо на Дорошівському родовищі є нижньосерпуховські нижнього карбону.

Палеозойська ератема (PZ)

Палеозойська ератема розглядається в об'ємі кам'яновугільної та пермської систем.

Кам'яновугільна система (C)

Кам'яновугільна система представлена нижнім, середнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (C₁)

У складі нижнього відділу виділені візейський та серпуховський яруси.

Візейський ярус (C_{1v})

Візейські відклади розкриті на сусідній Дорошівській площі в об'ємі верхньовізейського під'ярусу.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v2})

Верхньовізейський під'ярус представлений XIIa, XII та XI мікрофауністичними горизонтами.

XIIa мікрофауністичний горизонт розкритий частково свердловиною № 414 Дорошівської площі і складений аргілітами та алевролітами з незначними прошарками пісковиків, згрупованих в літологічну пачку В-21.

Керновим матеріалом охарактеризовані всі різновиди порід.

Аргіліти темно-сірі щільні міцні і середньої міцності слюдисті алевритисті однорідні з дзеркалами ковзання і вуглистими рослинними залишками.

Алевроліти темно-сірі косолінзовидношаруваті слюдисто-кварцові щільні міцноцементовані.

Пісковики світло-сірі дрібнозернисті мезоміктові та олігоміктові з глинисто-карбонатним цементом.

Розкрита товщина XIIa мікрофауністичного горизонту становить 163 м (Дорошівська площа, свердловина № 414).

XII мікрофауністичний горизонт представлений, в основному, глинистою товщею з окремими прошарками алевролітів та пісковиків. Всі різновиди порід згруповані в літологічні пачки В-20, В-19, В-18, В-17.

В керні вивчені аргіліти темно-сірі щільні, різної міцності горизонтальношаруваті, ділянками алевритисті тонкослюдисті з включеннями сидериту і фрагментами кальцитизованих органічних залишків.

Алевроліти темно-сірі крупнозернисті слюдисто-кварцового складу, вуглефіковані.

Пісковики сірі дрібнозернисті кварцово-слюдисті щільні.

Товщина XII мікрофауністичного горизонту становить 384 м (свердловина № 414 Дорошівської площі).

XI мікрофауністичний горизонт в літологічному відношенні відрізняється від нижчезалягаючих відкладів. Горизонт складений чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків, в межах горизонту виділяються літологічні пачки В-16, В-15, В-14.

Аргіліти темно-сірі до чорних щільні міцні і середньої міцності тонкошаруваті алевритисті, ділянками карбонатні.

Алевроліти сірі і темно-сірі щільні похилохвилястошаруваті під кутом 30-40°, слюдисті.

Пісковики сірі і темно-сірі різнозернисті, від дрібно- до крупнозернистих поліміктові, в основному з карбонатно-глинистим цементом, з включеннями обвугленого рослинного детриту.

Товщина XI мікрофауністичного горизонту становить 355 м (свердловина № 414 Дорошівської площі).

Серпуховський ярус (C_{1s})

Серпуховський ярус в розрізі Дорошівського родовища представлений нижнім та верхнім під'ярусами.

Нижньосерпуховський під'ярус (C_{1s1})

Нижньосерпуховські відклади згідно залягають на верхньовізейських утвореннях і повністю розкриті свердловиною № 414 Дорошівською, частково – свердловинами №№ 6, 8, 422 та № 1 (Дорошівська). Під'ярус представлений X-IX мікрофауністичними горизонтами, нижня границя яких проводиться в підшві глинистої товщі. В літологічному відношенні під'ярус складений глинисто-алевролітовою товщею з прошарками пісковиків та вапняків, згрупованих в літологічні пачки С-23, С-22-21, С-20-19, С-18, С-17, С-16, С-15, С-14, причому верхня частина розрізу (літологічні пачки С-14 – С-20) більш піщаниста; нижня переважно глиниста.

Аргіліти темно-сірі і чорні щільні середньої міцності алевритисті з дзеркалами ковзання і відбитками органіки.

Алевроліти сірі, темно-сірі щільні слюдисті з піритизованим обвугленим органічним детритом.

Пісковики сірі, темно-сірі різнозернисті мезо- і поліміктові з глинисто-карбонатним цементом.

Вапняки темно-сірі до чорних глинисті, частково перекристалізовані з домішками кластичного матеріалу та органічного детриту (криноїдеї, брахіоподи, водорості).

Товщина нижньосерпуховського під'ярусу становить 831 м (свердловина № 414 Дорошівська).

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1s2})

Верхньосерпуховський під'ярус трансгресивно залягає на розмитих нижньосерпуховських утвореннях і представлений в об'ємі VIII та VII-V мікрофауністичних горизонтів. Верхня і нижня границя під'ярусу приурочені до перерв у осадконакопиченні.

VIII мікрофауністичний горизонт в повному об'ємі розкритий свердловинами №№ 6, 8, 422 та №№ 1, 414 Дорошівські, частково свердловинами №№ 2, 5, 24, 26, 43. Літологічно горизонт складений чергуванням алевролітів, аргілітів, пісковиків та вапняків. В межах горизонту виділяються літологічні пачки С-9, С-8, С-7 та С-6. Для верхньої частини горизонту (літологічні пачки С-7 та С-6) характерно збільшення глинистості розрізу, нижня частина більш опіщана (літологічні пачки С-9 та С-8). Усі літологічні пачки охарактеризовані керном.

Пісковики продуктивного горизонту С-8 газоносні.

Пісковики світло-сірі, сірі, буруваті від дрібно- до середньозернистих і іноді крупнозернисті горизонтально-, косошаруваті міцнозцементовані слюдисті мезо- і поліміктові з карбонатно-глинистим та глинисто-кварцовим цементом порового і контактово-порового типу.

Вапняки темно-сірі до чорних міцні глинисті та глинисто-алевролітові, ділянками грудкуваті, часто криноїдні і полідетритові з фауною форамініфер. За фауністичними дослідженнями цих вапняків встановлений вік горизонту.

Алевроліти від світло- до темно-сірих щільні слюдисті горизонтально-шаруваті з глинистим та карбонатно-глинистим цементом.

Аргіліти темно-сірі майже чорні алевритисті і карбонатні, часто непомітно переходять у алевроліти.

Товщина VIII мікрофауністичного горизонту складає 273-408 м.

VII-V мікрофауністичні горизонти незгідно залягають на утвореннях VIII мікрофауністичного горизонту і розкриті свердловинами №№ 2, 5, 6, 8, 21, 24, 26, 43, 422 та свердловинами №№ 1, 414 Дорошівської площі. Літологічно горизонти складені чергуванням аргілітів, алевролітів та пісковиків, у верхній частині горизонтів – з тонкими прошарками вапняків.

У межах мікрофауністичних горизонтів VII-V виділяються літологічні пачки С-5, С-4, С-3. Пісковики продуктивних горизонтів С-5, С-4 газоносні.

Керном пісковики горизонту С-5 охарактеризовані в свердловинах №№ 5, 8, 43 та № 414 Дорошівської площі.

Пісковики світло-сірі кварцито-кварцові, мезоміктові, поліміктові слюдисті різнозернисті, з поганим сортуванням уламків, середньозцементовані, хвилястошаруваті, з полімінеральним, регенераційно-кварцовим, карбонатно-глинистим цементом контактено-порового типу. При мікроскопічному вивченні спостерігаються вуглеводні в стилітових швах і порах.

Пісковики горизонту С-4 подібні до пісковиків горизонту С-5. Вони сірі, світло-сірі з ледь помітним зеленуватим відтінком, різнозернисті середньозцементовані зі світлою слюдою по нашаруванню.

Під мікроскопом пісковики кварцито-кварцові, поліміктові, мезоміктові з поганою сортованістю і обкатаністю зерен, здебільшого з карбонатним цементом контактово-порового типу.

Аргіліти сірі, темно-сірі до чорних щільні, ділянками крихкі слабоалевритисті з дзеркалами ковзання та скупченням черепашкового детриту.

Алевроліти сірі і темно-сірі міцні косохвилястошаруваті тонкослудисті.

Вапняки сірі і темно-сірі, ділянками чорні кристалічні і афанітові, подекуди глинисті, переповнені криноїдеями, брахіоподами, пелециподами з комплексом форамініфер, на основі яких встановлений вік горизонтів.

Товщина VII-V мікрофауністичних горизонтів складає 141-172 м.

Середній відділ (С₂)

Середній відділ кам'яновугільної системи в розрізі Дорошівського родовища представлений башкирським та московським ярусами.

Башкирський ярус (С₂b)

Башкирські відклади залягають трансгресивно на серпуховських утвореннях. Нижня границя ярусу проведена на підставі фауністичних висновків (свердловини №№ 2, 5, 6, 8, 422 і № 1 Дорошівська) та по

співставленню каротажних діаграм. За умовами осадконакопичення башкирські відклади віднесені до прибережно-морських утворень. За літофаціальною характеристикою та розподілом маркуючих вапняків московський ярус розглядається в об'ємі аналогів світ Донбасу: C_1^5 , C_2^1 , C_2^2 , C_2^3 та C_2^4 .

Світа C_1^5 представлена чергуванням пісковиків з алевролітами, аргілітів з підлеглими прошарками вапняків. Всі різновиди порід згруповані в літологічні пачки Б-13, Б-12 та Б-11.

Аргіліти темно-сірі до чорних алевритисті дресвоподібні грудкуваті, часто вапнисті з залишками пелеципод та обугленого рослинного детриту.

Алевроліти світло-сірі, сірі зі слабким зеленуватим відтінком, дрібнозернисті слюдисті щільні середньозцементовані лінзовидно-хвилястошаруваті.

Пісковики світло-сірі, зеленувато-сірі різнозернисті, в основному поліміктові міцнозцементовані горизонтально- та косолінзовидношаруваті тріщинуваті слюдисті масивні.

Вапняки сірі, темно-сірі глинисті, ділянками перем'яті з відбитками черепашкового детриту, з комплексом форамініфер, на основі яких встановлений вік світи C_1^5 .

Пісковики продуктивного горизонту Б-12 на родовищі газonosні і охарактеризовані керном. Вони сірі, світло-сірі зі слабким зеленуватим відтінком від дрібно- до крупнозернистих, косолінзовидношаруваті під кутом 5° , міцнозцементовані слюдисті, місцями тріщинуваті.

Під мікроскопом пісковики різнозернисті, в основному, поліміктові з полімінеральним і глинисто-карбонатним цементом порового та контактово-порового типів. Мікротекстура неупорядкована.

Товщина продуктивного горизонту Б-12 становить 74-116 м.

Товщина світи C_1^5 складає 171-263 м.

Світа C_2^1 . Нижня границя світи проводиться в підшві вапняку F_1 . Світа представлена карбонатно-глинистою товщею з незначними по товщині

прошарками алевролітів та пісковиків. Всі породи згруповані в літологічну пачку Б-10 і охарактеризовані керном в свердловинах № 5 та № 414 Дорошівській.

Аргіліти від темно-сірих до світло-сірих, дресвоподібні ущільнені горизонтальношаруваті слабослюдисті, ділянками алевритисті, з дзеркалами ковзання.

Алевроліти сірі міцні тонкослюдисті похило- і горизонтальношаруваті, часто переходять у ритміт із включеннями обвугленого рослинного детриту.

Пісковики світло-сірі щільні горизонтальношаруваті. Під мікроскопом порода складена кутуватими уламками кварцу, польового шпату, до 15 % біотитом. Цемент карбонатний базально-порового типу.

Вапняки темно-сірі кристалічні, часто глинисті з багаточисельними залишками перем'ятого органічного детриту (уламки криноїдей, брахіопод).

Товщина світи C_2^1 становить 85-113 м.

Світа C_2^2 . Нижня границя світи проведена по підшві вапняку G_1 . Верхня частина світи представлена переважно глинистими породами, нижня складена перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків та вапняків. Всі породи згруповані в літологічні пачки Б-9 та Б-8. Літологічна пачка Б-8 на Дорошівському родовищі є продуктивною. Товщина її коливається в межах 139-161 м.

Підняті в керні пісковики горизонту Б-8 (свердловини № 8 та № 414 Дорошівська) світло-сірі дрібно-, середньозернисті слюдисті міцноцементовані з запахом вуглеводнів. Текстура лінзовидно-хвилястошарувата з відбитками рослинного детриту по нашаруванню. Пісковики мезоміктові і поліміктові: кварц – 50-75 %, уламки порід – 20-25 %, плагіоклази – 1-10 %, слюди – 1-15 %, уламки кутуваті і напівобкатані, цемент порового і базально-порового типу гідрослюдистого і карбонатного складу.

Алевроліти темно-сірі до чорних та світло-сірі міцні слабослюдисті хвилястолінзовидношаруваті з рідкими відбитками рослинного детриту.

Аргіліти темно-сірі до чорних та сірі шаруваті щільні, місцями дресвовидні або уламкові, ділянками алевритові з дрібним обвугленим детритом.

Товщина світи C_2^2 становить 193-224 м.

Світа C_2^3 . Нижня частина світи проведена по співставленню каротажних діаграм в підшві піщаного пласта Б-7. Літологічно розріз світи більш опіщаний в порівнянні з нижчезалягаючими відкладами й представлений чергуванням пластів пісковиків, алевролітів і аргілітів. Пласти пісковиків та алевролітів згруповані в літологічні пачки Б-7, Б-6, Б-5, Б-4-3. Пісковики горизонту Б-7 найбільш витримані по товщині (20-25 м), простежуються у всіх свердловинах. Товщина пісковиків горизонту Б-6 менше витримана (від 15 м до 25 м), вони слідкуються у всіх свердловинах. Найбільш монолітним й великим по товщині є пласт пісковіку в горизонті Б-5, максимальна товщина якого в свердловині № 2 сягає 70 м.

Керном охарактеризований лише горизонт Б-7 в свердловині № 414. Пісковики світло-сірі дрібнозернисті слюдисті з обвугленим рослинним детритом. Під мікроскопом пісковик дрібно- і середньозернистий поліміктовий з базальним кальцитовим цементом.

Алевроліти сірі слюдисті горизонтальношаруваті ущільнені з обвугленим рослинним детритом.

Аргіліти темно-сірі, зеленувато-сірі тонкошаруваті алевритисті тонкослудисті з лінзами сидериту й відбитками обвуглених рослин.

Товщина світи C_2^3 становить 185-207 м.

Світа C_2^4 . Нижня частина світи проведена по співставленню з розрізом свердловин Дорошівської площі в підшві літологічної пачки Б-2. Складений розріз чергуванням пластів пісковиків з аргілітами та алевролітами, які складають літологічні пачки Б-2 та Б-1. Керном світа не охарактеризована.

Товщина світи C_2^4 становить 152-189 м.

Московський ярус (C_{2m})

Московські відклади зі стратиграфічною незгідністю залягають на підстилаючих утвореннях і представлені чергуванням аргілітів та пісковиків з прошарками алевролітів та кам'яного вугілля. Всі породи згруповані в літологічні пачки М-7, М-6, М-5, М-4, М-3-2 та М-1.

Керном охарактеризовані породи літологічних пачок М-2 та М-1 в свердловині № 11, М-1 в свердловинах № 40, 41 та № 42.

Аргіліти сірі, темно-сірі, місцями з зеленуватим відтінком, піритизовані алевритові, переповнені обвугленими рослинними залишками.

Алевроліти сірі біотито-кварцові тонкошаруваті, складені тонкими мікропрошарками дрібнолускуватого біотиту та кутуватого кварцу.

Поклад газу приурочений до продуктивного горизонту М-1.

Пісковики світло-сірі дрібно-, середньозернисті олігоміктові і слюдисто-кварцові без видимої шаруватості міцнозцементовані, реагують з HCl . Пісковики складені уламками кварцу, кварциту, кремнію, плагіоклазів, хлориту. Цемент карбонатно-глинистий порово-базального типу, складає 25-30 %.

Товщина продуктивного горизонту М-1 змінюється від 92 м (свердловина № 1 Дорошівська) до 138 м (свердловина № 26).

Товщина московського ярусу становить 641-758 м.

Верхній відділ (C_3)

Верхній відділ представлений касимовським та гжельським ярусами.

Касимовський ярус (C_{3k})

Касимовський ярус розглядається в об'ємі ісаївської та авилівської світ. Керном відклади в свердловинах родовища не охарактеризовані.

Ісаївська світа (C_3^1) залягає вище вапняку N_2 , нижня границя відкладів проведена по аналогії зі свердловинами Дорошівської та Андріївської площі і літологічно представлена перешаруванням аргілітів та алевролітів. В середній частині розрізу світи слідкується прошарок пісковіку товщиною до 20 м. Оскільки керном на Дорошівській площі відклади не охарактеризовані,

опис порід здійснено по аналогії з сусідніми площами. Пісковики поліміктові різнозернисті. Аргіліти та алевроліти темно-сірі з зеленуватим відтінком.

До горизонту К-6 приурочений нафтовий поклад.

Товщина світи C_3^1 87-100 м.

Авилівська світа (C_3^2) літологічно складена чергуванням пачок пісковиків товщиною 20-30 м та аргілітів.

Аргіліти та алевроліти темно-сірі слюдисті.

Пісковики світло-сірі, зеленувато-сірі різнозернисті.

Товщина світи C_3^2 складає 296-339 м.

Гжельський ярус (C_{3g})

Гжельський ярус представлений в об'ємі араукаритової та картамишської світ.

Араукаритова світа (C_3^3) літологічно представлена переважно пісковиками з невеликими по товщині пластами аргілітів з одиничними прошарками алевролітів.

Пісковики сірі з зеленуватим відтінком, дрібно-, середньозернисті косошаруваті міцноцементовані.

Алевроліти сірі міцні слюдисті.

Аргіліти темно-сірі міцні алевритисті.

До горизонту Г-12 приурочений нафтовий поклад.

Товщина світи C_3^3 становить 146-177 м.

Картамиська світа (C_{3kt}). Картамиські відклади завершують розріз верхнього відділу кам'яновугільної системи. Літологічно вони різко відрізняються від фаціальних-циклічних піщано-глинистих порід араукаритової світи, характеризуються збільшенням глинистості розрізу й представлені перешаруванням аргілітів, алевролітів та пісковиків.

Аргіліти темно-сірі з коричнюватим відтінком щільні не шаруваті.

Алевроліти темно-сірі щільні міцноцементовані.

Пісковики чорні і темно-сірі дрібно-, середньозернисті масивні.

Товщина світи C_{3kt} становить 20-80 м.

Пермська система (P)

Пермська система в розрізі Дорошівського родовища представлена нижнім відділом.

Нижній відділ (P₁)

На Дорошівському родовищі відділ представлений в об'ємі асельського ярусу.

Асельський ярус (P_{1a})

Асельський ярус представлений картамишською світою та самою нижньою частиною микитівської світи. Більша частина микитівських, слов'янські та краматорські відклади розмиті.

Картамишська світа (P_{1kr}) розкрита свердловинами №№ 1, 414 Дорошівськими та №№ 2, 5, 6, 21, 22, 23, 24, 26, 33, 34, 43, 422. В розрізах свердловин №№ 8, 11, 25, 40, 41, 42 – відсутня. Світа складена глинистою товщею з прошарками пісковиків.

Глини червонокольорові з прошарками пісковиків та алевролітів.

Аргіліти строкатокльорові та сірі косошаруваті алевритисті з відбитками пелеципод.

Пісковики коричневі і темно-коричневі різнозернисті з гравійними включеннями кварцової і кремнистої гальки, поліміктові, мезоміктові з карбонатним цементом.

Алевроліти темно-коричневі шаруваті міцні.

Товщина світи P_{1kr} становить 0-51 м.

Микитівська світа (P_{1nk}) розкрита свердловинами № 422, №№ 2, 34, і представлена самою нижньою її частиною. Літологічно складена вапняками та аргілітами.

Вапняки темно-сірі афанітові з відбитками пелеципод.

Аргіліти сірі з буруватим відтінком, міцні.

Товщина світи P_{1nk} становить 0-10 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Мезозойська ератема представлена тріасовою, юрською та крейдяною системами.

Тріасова система (Т)

Тріасові відклади залягають на розмитій поверхні ранньопермських утворень.

За літолого-фаціальними ознаками відклади розділені на чотири товщі: піщано-глинисту, піщану, піщано-карбонатну та глинисту.

Піщано-глиниста товща (Тпг) складена перешаруванням глин строкатокольорових з пісковиками світло-сірими різнозернистими кварцовими щільними.

Товщина Тпг становить 104-213 м.

Піщана товща (Тп) складена переважно пісковиками світло-сірими до білих середньо- та різнозернистими, прошарками конгломератоподібними кварцовими, ділянками каолінітовими та вапнистими.

Товщина Тп складає 106-159 м.

Піщано-карбонатна товща (Тпк) складена чергуванням глин строкатокольорових з пісковиками світло-сірими, зеленуватими, дрібнозернистими карбонатними.

Товщина Тпк становить 49-82 м.

Глиниста товща (Тг) представлена переважно глинами строкатокольоровими з прошарками пісковиків світло і зеленувато-сірих, дрібнозернистих.

Товщина Тг складає 273-315 м.

Юрська система (J)

Юрські відклади залягають з кутовою та стратиграфічною незгідністю на глинистій товщі тріасу. В розрізі Дорошівського родовища вони представлені середнім та верхнім відділами.

Середній відділ (J₂)

У складі середнього відділу виділені байоський, батський та келовейський яруси.

Байоський ярус (J_{2b})

Байоський ярус складений у нижній частині пісками та пісковиками світло-сірими кварцовими середньо- та крупнозернистими, у верхній – глинами сірими і темно-сірими піщанистими.

Товщина байоського ярусу 68-89 м.

Батський ярус (J_{2bt})

Батський ярус представлений в об'ємі нижнього та верхнього під'ярусів.

Нижньобатський під'ярус (J_{2bt1}) складений глинами сірими, блакитно-сірими щільними вапнистими та піщанистими.

Верхньобатський під'ярус (J_{2bt2}) складений у нижній частині глинистою товщею, у верхній – пісковиками сірими дрібнозернистими кварцовими.

Товщина батського ярусу 156-206 м.

Келовейський ярус (J_{2k})

Келовейський ярус літологічно складений глинами сірими піщано-алевритистими та пісковиками зеленувато-сірими дрібнозернистими.

Товщина келовейського ярусу 21-36 м.

Верхній відділ (J₃)

У складі верхнього відділу виділені оксфордський та кімериджський яруси.

Оксфордський ярус (J_{3o})

Оксфордський ярус представлений глинами зеленувато-сірими вапнистими, у нижній частині з прошарком вапняку світло-сірого.

Товщина оксфордського ярусу 81-107 м.

Кімериджський ярус (J_{3km})

Кімериджський ярус складений глинами блакитно-сірими, ділянками строкатокольоровими вапнистими з прошарками пісковиків та вапняків світло-сірих.

Товщина кімериджського ярусу 195-234 м.

Крейдяна система (К)

Крейдяна система в розрізі Дорошівського родовища представлена нижнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (К₁)

Нижньокрейдяні відклади незгідно залягають на кімериджських утвореннях. Літологічно вони складені пісками та пісковиками світло-сірими дрібнозернистими кварцовими з прошарками глини сірої та зеленувато-сірої.

Товщина нижньокрейдяних відкладів 53-71 м.

Верхній відділ (К₂)

В розрізі Дорошівського родовища верхньокрейдяні відклади представлені лише в об'ємі сеноманського та туронського ярусів, які залишились від розмиву. Коньякський, сантонський, кампанський та маастрихтський яруси розмиті.

Сеноманський ярус (К_{2s})

Сеноманський ярус складений пісками зеленувато-сірими кварцово-глауконітовими дрібнозернистими та глинами сірими і зеленувато-сірими з прошарками кварцоподібних пісковиків.

Товщина сеноманського ярусу 55-66 м.

Туронський ярус (К_{2t})

Туронський ярус представлений крейдою білою писальною, у нижній частині – з прошарками мергелів світло-сірих.

Товщина туронського ярусу 30-52 м.

Кайнозойська ератема (КZ)

Кайнозойська ератема представлена палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами.

Палеогенова система (Р)

Палеогенові відклади незгідно залягають на підстилаючих верхньокрейдяних утвореннях й представлені в об'ємі палеоцену, еоцену та олігоцену.

Палеоцен (P_1)

Палеоцен представлений пісками сірими і зеленувато-сірими середньозернистими кварцово-глауконітовими глинистими.

Товщина палеоценових відкладів 17-57 м.

Еоцен (P_2)

Еоцен представлений київським горизонтом.

Київський горизонт (P_{2kv}) складений мергелями блакитно-сірими з фосфоритовими конкреціями.

Товщина київського горизонту 27-32 м.

Олігоцен (P_3)

Олігоцен представлений харківським горизонтом.

Харківський горизонт (P_{3ch}) складений пісками зеленувато-сірими дрібнозернистими кварцово-глауконітовими з прошарками глини зеленувато-сірої в'язкої.

Товщина харківського горизонту 54-70 м.

Неогенова та четвертинна системи (N-Q)

Неогенова та четвертинна системи в розрізах свердловин Дорошівського родовища нерозчленована. Товща неогенових та четвертинних відкладів складена пісками сірими дрібно- і середньозернистими, над якими залягають глини бурі щільні, суглинки жовтувато-сірі та ґрунтово-рослинна верства.

Товщина відкладів 30-34 м.

Продовження таблиці 1.3

Площа		Дорошівська					
№ св.	21	22	23	24	25	26	
Вибій	3870	3900	3870		2300	4120	
Альtitуда	143,1	143,6	136,2	140,6	140,1	140,08	
Глибина підшви стратиграфічного горизонту							
$Q+N_1^{pt}$	н.к.	31	38	30	н.к.	39	
P_3^{ch}	н.к.	100	98	100	н.к.	94	
P_2^{kv}	н.к.	129	127	127	н.к.	126	
P_{1-2}	н.к.	163	171	182	н.к.	179	
K_2m	розмив	розмив	розмив	розмив	н.к.	розмив	
K_2km	розмив	розмив	розмив	розмив	н.к.	розмив	
K_2st_2	розмив	розмив	розмив	розмив	н.к.	розмив	
K_2st_1	розмив	розмив	розмив	розмив	н.к.	розмив	
K_2k	розмив	розмив	розмив	розмив	н.к.	розмив	
K_2t	218	209	208?	219?	н.к.	215	
K_2s	281	273	271?	280	н.к.	271	
K_1	345	340	334?	333	326	333	
J_3km	563	561	555	561	538	560	
J_3^0	644	644	643	650	626	649	
J_3k	671	671	674	673	662	674	
J_2bt_2	762	757	753	766	738	764	
J_2bt_1	860	863	866	868	827	865	
J_2b	945	944	947	952	910	945	
J_1	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	
T_r	1225	1219	1220	1230	1213	1224	
$T_{пк}$	1300	1300	1302	1303	1264	1296	
$T_{п}$	1447	1452	1457	1454	1404	1450	
$P_2(T_{пг})$	1606	1618	1613	1614	1547	1601	
P_1km	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	
P_1sl	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	
P_1nk	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	
P_1kt	1614	1665	1662	1625	розмив	1609	
C_3kt	1665	1730	1721	1675	1568	1656	
C_3^3	1830	1903	1888	1833	1714	1830	
C_3^2	2143	2242	2215	2148	2030	2155	
$C_3(N_2)$	2230	2342	2311	2238	2123	2253	
M_9 вапн.							
C_2m	$C_2^7 m_e$						
	$C_2^5 m_{a-c}$	2975	3003*	3025	2997	н.р.	2971*
C_2b	C_2^4	3160	3190	3192	3186		3156
	C_2^3	3367	3391	3386	3371*		3349
	C_2^2	3591	3593	3586	3548		3569
	C_2^1	3704*	3691	3686	3652		3679
	C_1^5	3880	н.р.	н.р.	3922		3937
$C_1s_2(C_1n)$	V-VII	н.р.*			4070*		н.р.*
	VIII				н.р.		
C_1s_1	IX-X						
C_1v_2	XI						
PR (фундамент)							
схід:	глибина амплітуда	3704/Δ60-75					
		3838 /Δ 20	2580/Δ60		3371/Δ40-60		2630/Δ20
		3954/Δ40					
штокова сіль							

Продовження таблиці 1.3

Площа		Дорошівська				
№ св.	33-р	34-п	40	41	42-р	43-р
Вибій	3850	3850	2300			4350
Альтитуда	148,85	149,89	147,44			144,68
ГЛИБИНА ПІДОШВИ СТРАТИГРАФІЧНОГО ГОРИЗОНТУ						
Q+N ₁ ^{pt}	37	39	37	35 ?	44	52
P ₃ ^{ch}	104	108	103	93 ?	98	103
P ₂ ^{kv}	132	137	134	122 ?	128	132
P ₁₋₂	158	162	161 ?	170	158?	168
K _{2m}	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив
K _{2km}	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив
K _{2st2}	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив
K _{2st1}	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив
K _{2k}	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив
K _{2t}	208	207	204	216	198	213
K _{2s}	270	273	266	270	260	277
K ₁	337	339	324	338	328	350
J _{3km}	559	556	548	559	538	578
J ₃ ⁰	645	640	626	644	615	661
J _{3k}	671	666	652	676	642	688
J _{2vt2}	758	756	738	752	728	776
J _{2vt1}	859	859	828	844	818	883
J _{2v}	946	942	914	934	905	968
J ₁	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив
T _r	1237	1230	1229	1238	1197	1241
T _{пк}	1306	1300	1286	1292	1253	1330
T _п	1446	1440	1439	1438	1392	1486
P ₂ (T _{пr})	1639	1636	1578	н.р.	1540 ?	1636
P _{1km}	розмив	розмив	розмив		розмив	розмив
P _{1sl}	розмив	розмив	розмив		розмив	розмив
P _{1nk}	розмив	1642	розмив		розмив	розмив
P _{1kt}	1690	1688	розмив		розмив	1686
C _{3kt}	1758	1759	1600		1568	1752
C ₃ ³	1927	1932	1750		1717	1938
C ₃ ²	2237*	2250	2066		2021	2224 *
C ₃ (N ₂)	2331	2345	2158		2111	2319
M ₉ вапн.						
C _{2m}	C ₂ ⁷ m _e					
	C ₂ ⁵ m _{a-c}	3045	3050	н.р.	н.р.	3031
C _{2v}	C ₂ ⁴	3216	3226			3211
	C ₂ ³	3411	3418			3410
	C ₂ ²	3604	3623			3607
	C ₂ ¹	3698	3716			3702
	C ₁ ⁵	н.р.	н.р.			<u>3914*</u>
C _{1s2} (C _{1n})	V-VII					н.р.
	VIII					
C _{1s1}	IX-X					
C _{1v2}	XI					
PR (фундамент)						
скід:	глибина					2034/Δ40-50
	амплітуда					<u>3839/Δ20</u>
ШТОКОВА СІЛЬ						

Закінчення таблиці 1.3

Площа		Дорошівська	
№ св.		422	44
Вибій		4500	4255
Альtitудa		140,4	149,6
ГЛИБИНА ПІДОШВИ СТРАТИГРАФІЧНОГО ГОРИЗОНТУ			
Q+N ₁ ^{pt}		н.к.	39
P ₃ ^{ch}		н.к.	107
P ₂ ^{kv}		н.к.	137
P ₁₋₂		154	163
K _{2m}		розмив	розмив
K _{2km}		розмив	розмив
K _{2st2}		розмив	розмив
K _{2st1}		розмив	розмив
K _{2k}		розмив	розмив
K _{2t}		206	207
K _{2s}		269	270
K ₁		338	346
J _{3km}		558	559
J ₃ ⁰		649	644
J _{3k}		676	671
J _{2vt2}		762	762
J _{2vt1}		863	866
J _{2v}		950	949
J ₁		розмив	розмив
T _r		1243	1236
T _{пк}		1313	1308
T _п		1469	1462
P ₂ (T _{пr})		1647	1651
P _{1km}		розмив	розмив
P _{1sl}		розмив	
P _{1nk}		1654	1657
P _{1kt}		1703	1706
C _{3kt}		1770	1788
C ₃ ³		1963	1959
C ₃ ²		2260*	2295
C ₃ (N ₂)		2353	2385
M ₉ вапн.			2540
C _{2m}	C ₂ ⁷ m _e		
	C ₂ ⁵ m _{a-c}	3060	3094
C _{2v}	C ₂ ⁴	3244	3277
	C ₂ ³	3444	3467
	C ₂ ²	3650	3661
	C ₂ ¹	3754	3755
	C ₁ ⁵	3948*	3969
C _{1s2} (C _{1n})	V-VII	4112	
	VIII	4122*	н.р.
C _{1s1}	IX-X		
C _{1v2}	XI		
PR (фундамент)			
скід:	глибина амплітуда	2131/Δ40	
		<u>3877/Δ15-40</u>	
		<u>4014/Δ20-30</u>	
ШТОКОВА СІЛЬ			

Таблиця 1.4 – Кореляція продуктивних горизонтів

Пл. декст. пласта репера	Площа № св.	Дорошівська							
		1	2	5	6	8	11	21	22
		Ар.152,9	Ар.138,3	Ар.136,9	Ар.142,2	Ар.139,8	Ар.135,5	Ар.143,1	Ар.143,6
Г-11		1627-1674	1780-1828	1672-1718	1672-1718	1577-1611	1490-1523	1665-1708	1730-1777
Г-12		1678-1762	1832-1912	1722-1803	1722-1804	1615-1690	1527-1600	1712-1789	1782-1862
Г-13		1766-1804	1917-1954	1808-1845	1808-1844	1694-1731	1603-1638	1793-1830	1866-1903
К-6		2110-2198	2268-2363	2170-2268	2168-2261	2043-2135	1934-2031	2143-2230	2242-2342
М-1		2198-2299	2363-2491	2268-2405	<u>2261-2390</u>	<u>2135-2265</u>	2031-2147	2230-2363	2342-2479
М ₉ вапн.		2324					2171	2387	2510
М-2		2330-	2530-	2446-	2428-	2296-	2180-	2394-	2515-
М-3		-2481	-2683	-2584	-2591	-2457	н.р.	-2563	2612*
М _{5,6} вапн.									
М-4		2491-2558	2691-2760	2592-2654*	2600-2681	2467-2538		2572-2652	2621-2700
М-5		2564-2647	2772-2863	2654-2742	2691-2774	2546-2637		2668-2746	2706-2787
М-6		2664-2746	2876-3000	2757-2876	2789-2900	2649-2759		2763-2875	2805-2908
М-7		2751-2839	3003-3092	2881-2978	2903-2999	2764-2860		2880-2975	2913-3003
Б-1		2868-2932	3119-3176	3011-3064	3029-3083	2891-2947		3004-3054	3032-3087
Б-2		2956-3021	3207-3274	3105-3161	3121-3183	2983-3042		3096-3160	3124-3190
Б-3		3021-	3274-	3161-	3183-	3042-		3160-	3190-
Б-4		-3075	-3318	-3210	-3231	-3095		-3215	-3237
Б-5		3075-3105*	3320-3385	3216-3279	3233-3293	3098-3151		3215-3266	3242-3301
Б-6		3107-3133	3387-3423	3281-3309	3295-3324	3153-3189		3268-3307	3303-3331
Б-7		3140-3183	3428-3479	3311-3353	3327-3380	3196-3240		3317-3367	3335-3391
Н ₁ вапн.									
Б-8		3183-3338	3479-3633	3353-3509	3380-3494*	3240-3401		3367-3527	3391-3536
Б-9		3341-3376	3637-3693	3515-3570	3501-3550	3406-3460		3537-3591	3542-3593
Г ₁ вапн.									
Б-10		3396-3461	3702-3804	3573-3683	3554-3653	3462-3560		3599-3704*	3598-3691
Б-11		3464-3510	3806-3870	3688-3745	3658-3710	3566-3615		скид	3693-3745
Б-12		3512-3586	<u>3870-3978</u>	<u>3745-3861</u>	3711-3816	3615-3721		3704-3799	3745-3846
Б-13		3592-3615	3988-4058	3872-3943	3827-3868	3734-3807		3810-3850*	3855-н.р.
Б-14		розмив	розмив	розмив	розмив	розмив		розмив	
С-1		розмив	розмив	розмив	розмив	розмив		розмив	
С-2		розмив	розмив	розмив	розмив	розмив		розмив	
С-3		3615-3651	4058-4095	3946-3979	скид	<u>3807-3850</u>		3850-3876	
С-4		3658-3713	4104-4137*	3988*-4042	3868*-3938	3853-3961		3880-3956*	
С-5		3722-3777	4142-4193	4050-4111	3946-3996	<u>3969-4025</u>		<u>3956-н.р.</u>	
С-6		3777-3837	4193-4257	4111-4180	<u>3996-4041</u>	<u>4025-4046*</u>			
С-7		3843-3894	<u>4257-4355</u>	4180-4290	<u>4041-4117</u>	скид			
С-8		3901-4006	4366-4490	4307-4432	4128-4237	4050-4152			
С-9		4015-4069	4495-н.р.	4437-н.р.	4239-4327	4159-4248			
С-12		розмив			розмив	розмив			
С-13		розмив			розмив	розмив			
С-14		4073-н.р.			4329-4368	4251-4289			
С-15					4376-4419	4300-4335			
С-16					4425-4487	4339-4420			
С-17						4425-н.р.			
С-18									
С-19									
С-20									
С-21									
С-22									
С-23									
В-14									
В-15									
В-16									
В-17									
В-18									
В-19									
В-20									
В-21									
В-22									
Вибій		4110	4560	4520	4500	4450	2350	3870	3900
Скиди:	глибина	3090/Δ25-30	4137/Δ40?	2654/Δ 20 ?	3404/ Δ20-30	4046/Δ40-80		3704/Δ60-75	2580/Δ60-70
	амплітуда				3476/Δ10?			3838/Δ20?	
					3868/Δ80-90			3956/Δ40?	

Продовження таблиці 1.4

Ін-декси пласта репера	Площа № св.	Дорошівська						
		23	24	25	26	33	34	40
		Ар.136,2	Ар.140,6	Ар.140,1	А.р. 140,08	Ар. 148,85	А.р. 149,89	Ар 147,44
Г-11		1721-1765	1659-1707	1568-1600	1656-1704	1758-1805	1759-1809	1600-1635
Г-12		1769-1847	1711-1792	1603-1673	1708-1788	1810-1890	1814-1894	1639-1714
Г-13		1851-1888	1796-1833	1677-1714	1793-1830	1893-1927	1897-1932	1717-1750
К-6		2215-2311	2148-2238	2030-2123	2155-2253	2237-2331	2250-2345	2066-2158
М-1		2311-2434	2238-2372	2123-2244	2253-2386	2331-2459	2345-2473	2158-2283
М ₉ вапн.		2463	2400	2273	2415	2488	2502	
М-2		2474-	2409-	2280-	2425-	2495-	2508-	н.р.
М-3		-2637	-2578	н.р.	-2563	-2656	-2667	
М _{5,6} вапн.								
М-4		2646-2715	2586-2658		2573-2630*	2663-2741	2675-2756	
М-5		2724-2811	2672-2763		2630-2723	2748-2834	2763-2843	
М-6		2828-2940	2780-2894		2743-2867	2848-2950	2858-2959	
М-7		2942-3025	2897-2997		2870-2966	2954-3045	2964-3050	
Б-1		3052-3105	3027-3086		3003-3054	3072-3124	3079-3130	
Б-2		3137-3192	3125-3186		3097-3156	3154-3216	3164-3226	
Б-3		3192-	3186-		3156-	3216-	3226-	
Б-4		-3241	-3240		-3202	-3264	3275-3329	
Б-5		3243-3292	3244-3306		3208-3267	3267-3320	3275-3329	
Б-6		3294-3327	3308-3334		3269-3299	3322-3357	3331-3362	
Б-7		3337-3386	3339-3371*		3301-3349	3359-3410	3366-3418	
Н ₁ вапн.								
Б-8		3386-3527	3371-3498		3349-3509	3410-3550	3418-3566	
Б-9		3532-3586	3503-3548		3515-3569	3556-3604	3572-3623	
Г ₁ вапн.								
Б-10		3595-3686	3553-3652		3573-3679	3609-3698	3627-3716	
Б-11		3689-3740	3655-3711		3682-3742	3700-3746	3719-3766	
Б-12		3740-3847	3711-3820		3742-3856	3746-н.р.	3766-н.р.	
Б-13		3854-н.р.	3829-3890		3867-3937			
Б-14			розмив		розмив			
С-1			розмив		розмив			
С-2			розмив		розмив			
С-3			3890-3918		3937-3977			
С-4			3924-3987		3988-4038*			
С-5			3997-4070		4046-4120			
С-6			4070-н.р.		4120-н.р.			
С-7								
С-8								
С-9								
С-12								
С-13								
С-14								
С-15								
С-16								
С-17								
С-18								
С-19								
С-20								
С-21								
С-22								
С-23								
В-14								
В-15								
В-16								
В-17								
В-18								
В-19								
В-20								
В-21								
В-22								
Вибій		3870		2300	4120	3850	3850	
Склад:	глибина		3371/Δ40-60		2630/Δ20? 4060/Δ50-60			
	амплітуда							

Закінчення таблиці 1.4

Ін-декси пласта репера	Площа № св.	Дорошівська						
		41	42	43	44	46	414	422
				А.р.144,68	А.р.149,6		А.р.147,6	А.р.140,4
Г-11		1591-1625	1568-1600	1752-1815	1788-1837	1731-1762*	1605-1640	1770-1830
Г-12		1629-1709	1605-1680	1819-1898	1839-1921	1770-1848	1643-1722	1834-1924
Г-13		1713-1759	1683-1717	1902-1938	1924-1959	1852-1897	1725-1763	1928-1963
К-6		2052-2142	2021-2111	2224-2319	2295-2385		2076-2166	2260*-2353
М-1		2142-2278	2111-2235	2319-2444	2385-2513		2166-2280	2353-2482
М ₉ вапн.		н.р.	2256	2470	2540		2301	2513
М-2			н.р.	2478-	2547-		2310-	2521-
М-3				-2643	-2709		-2461	-2683
М ₅₋₆ вапн.								
М-4				2653-2732	2717-2796		2468-2537	2691-2769
М-5				2738-2819	2803-2884		2547-2628	2773-2854
М-6				2837-2942	2900-3003		2642-2731	2868-2972
М-7				2947-3031	3008-3094		2734-2826	2975-3060
Б-1				3058-3114	3123-3174		2854-2905	3088-3142
Б-2				3147-3211	3208-3277		2938-3000	3175-3244
Б-3				3211-	3277-		3000-	3244-
Б-4				-3259	-3322		-3053	-3290
Б-5				3262-3321	3325-3380		3053-3087*	3292-3346
Б-6				3323-3352	3382-3412		3090-3112	3348-3383
Б-7				3356-3410	3416-3467		3120-3167	3388-3444
Н ₁ вапн.								
Б-8				3410-3553	3467-3608		3167-3322	3444-3594
Б-9				3558-3607	3614-3661		3325-3362	3600-3650
Г ₁ вапн.								
Б-10				3612-3702	3668-3755		3380-3448	3660-3754
Б-11				3704-3753	3758-3803		3448-3498	3757-3813
Б-12				3753-3839*	3803-3904		3500-3575	3813-3870*
Б-13				3847-3912	3912-3969		3582-3618	3879-3948
Б-14				розмив	розмив		розмив	розмив
С-1				розмив	розмив		розмив	розмив
С-2				розмив	розмив		розмив	розмив
С-3				3914-3945	3969-4001		3618-3632	3950-3980
С-4				3952-4057	4008-4109		3634-3730	3986-4057*
С-5				4064-4125	4115-4182		3743-3794	4065-4122
С-6				4125-4191	4182-4248		3794-3827	4122-4188
С-7				4191-4295	? 4248-н.р.		3827-3890	4188-4280
С-8				4309-н.р.			3899-3996	4292-4411
С-9							4006-4067	4413-4493
С-12							розмив	розмив
С-13							розмив	розмив
С-14							4073-4108	н.р.
С-15							4119-4153	
С-16							4157-4234	
С-17							4240-4302	
С-18							4306-4359	
С-19							4374-	
С-20							-4568	
С-21							4598-	
С-22							-4734	
С-23							4741-4886	
В-14							4900-4972	
В-15							5023-5137	
В-16							5148-5256	
В-17							5265-	
В-18							-5367	
В-19							5435-5537	
В-20							5548-5631	
В-21							5641-5745	
В-22							н.р.	
Вибій							5804	4500
Скідг:	глибина амплітуда	1969/Δ15-20		2034/Δ40-50 3839/Δ20		1762/Δ25-30	3067/Δ25-30	2131/Δ40 ? 3877/Δ15-40 4014/Δ20-30

1.3.2 Тектоніка

Площа досліджень в тектонічному відношенні розташована в південній прибортовій зоні центральної частини Дніпровсько-Донецького грабену. По відношенню до структур кристалічного фундаменту Східно-Дорошівська площа розташована над південно-східним підняттям Ладиженського і північно-західним зануренням Кременівського виступів фундаменту на сполученні двох різноспрямованих розломів. По одному з цих розломів відбувалось занурення кристалічного фундаменту на північний схід до центру западини, по другому – на захід в напрямку Суходолівської та Новогригорівської площ. Глибина залягання фундаменту в районі родовища становить 10,0-10,5 км.

Осадова товща площі родовища складає частину регіональної монокліналі. В історії геологічного розвитку район розташування родовища пережив відносно високу тектонічну активність. Осадовий чохол зазнав інтенсивних деформацій під дією диз'юнктивної, плікативної та соляної тектоніки, що призвело до утворення різноманітних форм структурних ускладнень монокліналі (рис. 1.2).

У 2012-2014 роках на Східно-Дорошівському піднятті, до якого приурочене Дорошівське родовище, проведені сейсморозвідувальні роботи за методикою 3D. В результаті цих робіт була уточнена сейсмогеологічна модель родовища. За побудовами структура розчленована розривним порушенням субширотного простягання на два блоки – південний та північний, які в свою чергу ускладнені різноамплітудними та різнонаправленими скидами, що спостерігаються до подошви мезозойських відкладів, а окремі з них і вище. Скиди, що ускладнюють південну та північну частини структури мають субмеридіальне простягання та приєднуються до основного порушення майже в хрест його простягання. З блоками, утвореними субширотним порушенням сумісно з порушеннями

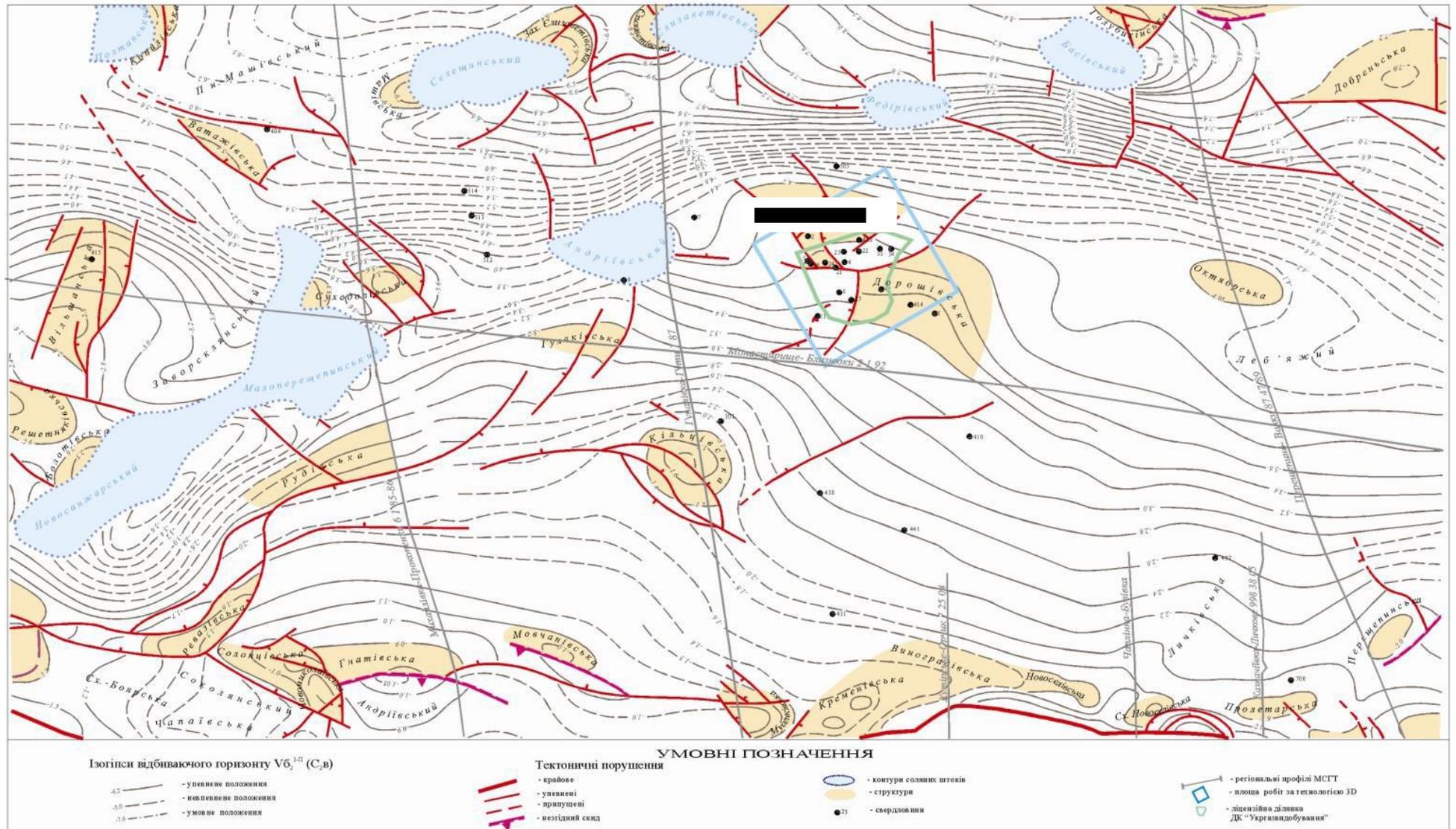


Рис. 1.2-Структурно-тектонічна схема Дорошівського НГКР

зсувного характеру в центральній частині структурного носу, пов'язані поклади вуглеводнів в башкирських і серпуховських відкладах.

Кам'яновугільний структурний план висвітлений по відбиваючих горизонтах V_{B1}^3 , V_{B1}^{2-n} , V_{B2-n} , V_{B1}^1 , які приурочені до відкладів C_{1S1} , C_{1S2} , C_{2b} , C_{2m} , відповідно.

По відкладах нижнього карбону Східно-Дорошівська структура фіксується у вигляді структурного носу з асиметричною будовою крил. Від Дорошівського підняття він відокремлюється субширотним розривним порушенням, яке умовно поділяє площу робіт на дві частини: південну, з пологим заляганням шарів, і північну, більш дислоковану, з крутим падінням шарів на північно-східному крилі Східно-Дорошівської структури. Амплітуда розлому змінюється від 30 м в західній частині структури до 180 м в східній.

У відкладах середнього карбону Східно-Дорошівська структура зберігає свою форму і морфологію. Відмічається зміщення осі структури на південний захід.

Північний блок Східно-Дорошівського підняття має досить складну геологічну будову. Він розбитий серією розривних субмеридіональних порушень скидового характеру на тектонічні блоки, які примикають до субширотного скиду з півночі. Амплітуди субмеридіональних розривних порушень змінюються від 10 до 40 м. Висока сейсмічна активність північного блоку та утворення тут низки розривних порушень сприяли накопиченню та збереженню вуглеводневих сполук в пізньо-, середньо-, та ранньо-кам'яновугільний час. В північному блоці відкриті і розробляються поклади горизонтів С-5, С-5а, С-4, Б-12.

В південному блоці Дорошівського родовища виділяється три розривних порушення, два з яких мають західний напрямок падіння площини скидачів, один – східний.

Перше тектонічне порушення, що простежується у відкладах серпуховського і башкирського ярусів, має західний напрямок падіння

площини скиду, амплітуда коливається від 40 м в башкирських до 90 м в серпуховських відкладах карбону.

Друге порушення, амплітудою близько 40 м, простежується на структурних планах серпуховського, башкирського, московського ярусів, а також у верхньому відділі карбону, воно тектонічно екранує поклад горизонту М-1 зі сходу.

Третє порушення не було виділене сейсмічними дослідженнями, але встановлене за результатами буріння свердловини № 41, так як розкриття свердловиною пласта з початковим пластовим тиском вказує на те, що свердловини № 41 та № 8 знаходяться в різних тектонічних блоках. Його амплітуда досягає 30 м.

Стратиграфічні неузгодження простежуються в межах серпуховського ярусу, між серпуховським і башкирським, башкирським і московським ярусами, між верхньокам'яновугільними і тріасовими, тріасовими і юрськими, юрськими і крейдяними, нижньо- і верхньоокрейдяними, між крейдяними і кайнозойськими відкладами.

Результати розвідувального буріння за 2015-2018 рр. дозволили уточнити структурно-тектонічну модель Дорошівського родовища.

Так, буріння свердловин № 43 та № 44 внесло корективи в структурні побудови по продуктивних горизонтах башкирських та серпуховських відкладів. Свердловини розкрили найбільш повний розріз верхньосерпуховського під'ярусу. В зв'язку з цим, переглянуто структурні розбивки по свердловинах на родовищі. По детальній кореляції на північному блоці відкореговано напрямок падіння площини скидів та уточнено амплітуди даних тектонічних порушень, що коливаються в межах 10-40 м.

Висока сейсмічна активність та утворення на родовищі низки розломів скидового характеру, забезпечили створення надійних тектонічних екранів для пластів-колекторів з покладами нафти й газу. На Східно-Дорошівській

структурі були утворені тектонічно екрановані і комбіновані (тектонічно і літологічно екрановані) пастки для акумуляції вуглеводнів.

Сприятливі структурно-геологічні фактори, що забезпечили формування надійних пасткових умов для накопичення і збереження вуглеводневих сполук, викликають необхідність подальшої дорозвідки Дорошівського НГКР та розширення контурів нафтогазоносності вже відкритих покладів.

1.3.3 Нафтогазоносність

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

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted text block]

[Redacted text block 1]

[Redacted text block 2]

[Redacted text block 3]

[Redacted text block 4]

[Redacted text block 5]

[Redacted text block]

решти свердловин аналог пласта представлений щільними і ущільненими

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

Таблиця 1.5 – Результати випробування свердловин

№№ св.	Вік	Інтервал випробування, м	Спосіб розкриття пласта	Результати випробування
1	2	3	4	5
2	Б-12	<u>3881-3965</u> -3742,7-3826,4	КИИ-146	Припливу не отримано
	Б-12	<u>3920-4200</u> -3781,4-4060,9	ОПН-140	Припливу не отримано
	С-5	<u>4164-4258</u> 4024,9-4118,8	КИИ-146	Припливу не отримано
	Б-12 – С-5	<u>3970-4327</u> -3831,4-4187,6	КИИ-146	Припливу не отримано
	С-8	<u>4392-4495</u> -4152,6-4355,4	КИИ-146	Припливу не отримано
	С-9	<u>4526-4560</u> -4386,2-4420,2	ПЗК	Приплив пластової води $Q_v = 240 \text{ м}^3/\text{добу}$
	Б-1	<u>3159-3163</u> -3020,7-3024,7	КИИ-146	Приплив пластової води $Q_v = 558 \text{ м}^3/\text{добу}$
5	Б-8	<u>3411-3442</u> -3273,4-3304,4	КИИ-146	Припливу не отримано
	Б-12	<u>3667-3748</u> -3528,8-3609,5	КИИ-146	Припливу не отримано
	Б-12	<u>3735-3810</u> -3596,5-3671,4	МИГ-127	Приплив рідини
	Б-12	<u>3798-3946</u> -3659,4-3806,8	КИИ-146	Приплив води $Q_v = 14 \text{ м}^3/\text{добу}$
	Б-13	<u>3897-3946</u> -3757,8-3806,8	КИИ-146	Припливу не отримано
	С-5, С-5а	<u>4064-4123</u> -3924,8-3982,7	КИИ-146	Приплив газу $Q_r = 38117 \text{ м}^3/\text{добу}$
	С-4, С-5	<u>4010-4108</u> -3870,8-3968,7	ОПН-140	Приплив газу з фільтратом промивальної рідини
	С-5	<u>4059-4111</u> -3919,8-3971,7	ПКО-89 12 отв./ п.м	$Q_r^4 = 15 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$, $Q_k^4 = 0,35 \text{ м}^3/\text{добу}$, $Q_v^4 = 3,2 \text{ м}^3/\text{добу}$ пластовий тиск 54,13 МПа.
	С-4	<u>4002-4026</u> -3862,9-3886,9	ПКО-89 12 отв./м	$Q_r^6 = 130,2 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$, $Q_k^6 = 1,8 \text{ м}^3/\text{добу}$

Продовження таблиці 1.5

1	2	3	4	5
6	Б-12	<u>3637-3773</u> 3494,6-3630,6	КИИ-146	Приплив газу
	Б-8	<u>3439,5-3667</u> -3297,1-3524,6	ОПН-140	Припливу не отримано
	Б-12	<u>3750-3852</u> -3607,4-3709,6	МИГ-146	Приплив газу
	(С-8)	<u>4184-4260</u> -4041,5-4117,4	КИИ-146	Припливу не отримано
	Б-12	<u>3662-3769</u> -3519,6-3626,6	ОПН-140	Припливу не отримано
	Б-11	<u>3661-3665</u> -3518,7-3522,7	ПКО-89 12 отв./м	Слабке виділення газу
	Б-12	<u>3744-3768</u> -3601,7-3625,6	ПКО-89 12 отв./м	$Q_r^4=60,2$ тис.м ³ /добу, $Q_k^4=2,75$ м ³ /добу пластовий тиск 37,17 МПа
8	Б-12	<u>3642-3714</u> -3501,5-3573,4	КИИ-146	Приплив води з розчиненим газом
	С-4 – С-5	<u>3757-3965</u> -3616,4-3824,2	ОПН-140	Приплив фільтрату промивальної рідини
	С _{1s}	<u>3975-4334</u> -3834,2-4192,7	КИИ-146	Розгазований розчин та рідина
	С-16 – С-17	<u>4395-4450</u> -4253,7-4308,4	КИИ-146	Припливу не отримано
	С _{1s}	<u>3970-4450</u> -3829,2-4308,4	МИГ-146 ЯКМ-215	Слабкий приплив розгазованого розчину
	М-1	<u>2237-2252</u> -2096,6-2111,6	КИИ-146	Приплив газу $Q_r=77082$ м ³ /добу
	М-1	<u>2237-2252</u> -2096,6-2111,6	ПКС-105 18 отв./м	$Q_r^4=57,4$ тис.м ³ /добу, $Q_k^4=2,0$ м ³ /добу пластовий тиск 23,37 МПа
22	Б-12	<u>3783-3801</u> -3638,4-3656,4	КПРУ-65 8 отв./м	$Q_r^7=124,4$ тис.м ³ /добу
23	Б-12	<u>3770-3800</u> -3632,4-3662,4	ПКО-89 10 отв./м	$Q_r^7=116,8$ тис.м ³ /добу
24	С-5а	<u>4035-4072</u> -3893,7-3930,7	фільтр	Отримано приплив газу з водою
25	М-1	<u>2227,6-2234</u> -2087,5-2093,9	ПКО-89 9 отв./м	$Q_r^3=12,5$ тис.м ³ /добу пластовий тиск 17,87 МПа

Закінчення таблиці 1.5

1	2	3	4	5
26	С-5н	<u>4062-4108</u> -3921,9-3967,9	Фільтр	Слабкий приплив газу $Q_{г^4} = 3,5$ тис.м ³ /добу
33	Б-12	<u>3795-3806</u> -3646,1-3657,1	ПКО-89 18 отв./м	$Q_{г^8} = 252,5$ тис.м ³ /добу пластовий тиск 29,13 МПа
34	Б-12	<u>3806-3826</u> -3656,1-3676,1	ПКО-89 18 отв./м	$Q_{г^7} = 119,5$ тис.м ³ /добу пластовий тиск 26,95 МПа
40	К-6	<u>2138-2144</u> -1990,6-1996,6	ПКО-89 18 отв./м	Приплив нафти $Q_{н} = 1,4$ м ³ /добу
	Г-12	<u>1657-1663</u> -1509,6-1515,6	ПКО-89 18 отв./м	Приплив нафти з газом $Q_{н^3} = 33,6$ м ³ /добу, $Q_{г^3} = 0,15$ тис.м ³ /добу
41	М-1	<u>2255-2258</u> -2120,8-2123,8	OWEN 54 мм 13 отв./м	$Q_{г^9} = 209$ тис. м ³ /добу пластовий тиск 20,74 МПа
43	С-5	<u>4109-4112</u> -3963,7-3966,3	Strip 13g 18 отв./м	$Q_{г^4} = 70,4$ тис. м ³ /добу пластовий тиск 52,64 МПа
	С-4	<u>4028-4045</u> -3882,3-3899,3	DYNAWELL DP2 32g 17 отв./м	Після ПГРП $Q_{г^8} = 238$ тис. м ³ /добу
44	С-5	<u>4147-4153</u> -3972,5-3978,5 <u>4118-4130</u> -3942,53955,5	OWEN 3 3/8" 16 отв./м	Слабкий приплив газу підготовчі роботи до ПГРП
422	С-5	<u>4048-4211</u> -3907,6-4070,6	КИИ-146	Припливу не отримано
	С-8	<u>4293-4365</u> -4152,6-4224,6	КИИ-146	Приплив газу $Q_{г} = 13$ тис.м ³ /добу
	С-5, С-8	4049,8-4483,0 -3909,4-4342,6	ОПН-140	Слабкий приплив газу
	Б-12, С-5, С-8	<u>3824-4390</u> -3623,6-4249,6	ОПН-140	Приплив газу
	(С-9)	<u>4453-4504</u> -4312,4-4363,6	КИИ-146	Припливу не отримано
	Б-12	<u>3820,4-3849,6</u> -3680-3709,2	ПКО-89 12-13 отв./м	$Q_{г^4} = 17,5$ тис.м ³ /добу $Q_{к^4} = 1,3$ м ³ /добу пластовий тиск 39,77 МПа
	С-5	<u>4087-4098</u> -3946,6-3957,6	ПКС-89 7 отв./м	Слабке виділення газу $Q_{г.тр.} = 290$ м ³ /добу, $Q_{г.зтр.} = 573$ м ³ /добу
	С-9	<u>4435-4463</u> -4294,4-4322,4	ПКО-89 12 отв./м	Виділення газу $Q_{г.тр.} = 710$ м ³ /добу, $Q_{г.зтр.} = 980$ м ³ /добу

1.3.4 Гідрогеологічна характеристика

Дорошівське родовище вуглеводнів в гідрогеологічному відношенні знаходиться в межах південної прибортової зони Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну.

На Дорошівському родовищі в процесі буріння свердловин притоки пластової води були отримані під час випробування з горизонтів Б-1 (свердловина № 2) і Б-12 (свердловина № 8) башкирського ярусу середнього карбону, горизонту С-9 (свердловина № 2) нижнього карбону; під час випробування об'єктів в експлуатаційних колонах приток пластової води був отриманий під час дослідження горизонту М-4 (свердловина № 24), приток пластової води з газом – з горизонту С-5 (свердловини №№ 5, 24); в процесі експлуатації пластова вода була присутня в продукції свердловин № 25 (пласт М-1) та №№ 422, 23 (пласт Б-12).

Гідрогеологічною особливістю розрізу Дорошівського родовища і усього району є відсутність нижньопермського соленосного флюїдоупора.

Згідно існуючої моделі вертикальної гідрогеологічної зональності в розрізі родовища виділяються два гідрогеологічних поверхи: верхній – поверх розповсюдження інфільтрогенних вод та нижній – поверх седиментогенних вод.

Регіональним водоупором, що розділяє верхній та нижній гідрогеологічні поверхи, є глинисті породи верхньої та середньої юри.

До верхнього гідрогеологічного поверху відносяться води з активним гравітаційним режимом і переважаючим латеральним напрямком їх руху.

Верхня гідрогеологічна зона включає кайнозойський і сеноман-нижньокрейдвий водоносні комплекси, які розділені верхньокрейдяною водоупорною товщею (30-52 м), яка у верхній частині на локальних ділянках тріщинувата і обводнена.

До кайнозойського водоносного комплексу відносяться водоносні горизонти четвертинних відкладів, неогену і палеогену.

Водоносні горизонти кайнозойського водоносного комплексу слабодозбагачені. Водовміщуючими породами служать дрібно-середньозернисті кварцово-глауконітові піски. Води прісні з мінералізацією від 0,8 до 1,6 г/л, по хімічному складу належать до гідрокарбонатно-натрієвого та хлоридно-натрієвого типів.

Водоносні горизонти сеноман-нижньокрейдяного водоносного комплексу на Дорошівському родовищі не випробовувалися, їх хімічний склад, мінералізація наведені за аналогією з сусідніми родовищами.

Водовміщуючими породами сеноманського ярусу верхньої крейди є піски кварцово-глауконітові дрібнозернисті.

Водоносні горизонти нижньої крейди представлені пісками та пісковиками дрібнозернистими кварцовими.

Водоносні горизонти верхньої крейди характеризуються різноманітністю хімічного складу: чисті гідрокарбонатно-калієві, гідрокарбонатно-натрієві, перехідні гідрокарбонатно-натрієві, гідрокарбонатно-сульфатні і змішані типи вод. Загальна мінералізація їх змінюється в межах від 0,33 г/л до 3,1 г/л, і складає в середньому 1,0-1,5 г/л.

Водоносні горизонти нижньої крейди представлені гідрокарбонатно-калієвим, гідрокарбонатно-магнієвим типами вод, а також пластовими водами змішаного типу. Загальна мінералізація чистих типів вод знаходиться в межах 0,62-0,72 г/л. Змішані типи вод мають мінералізацію 0,68-1,33 г/л. Глибина залягання водоносних горизонтів нижньої крейди становить 269-345 м.

Проходка водоносних горизонтів верхньої гідрогеологічної зони на родовищі проводилась з обов'язковим дотриманням всіх необхідних водоохоронних заходів. Охорона горизонтів прісних вод від забруднення при їх розкритті забезпечувалася за рахунок використання екологічно нешкідливої промивальної рідини, в якій було виключено використання хромпіку, нафтової добавки та інших шкідливих хімічних домішок. Під час

проводки свердловин прісноводні горизонти перекривалися обсадною колоною з подальшим цементуванням її високоміцним цементом до устя.

Регіональним водоупором, що розділяє верхній і нижній гідрогеологічні комплекси, служать глинисті відклади верхньої (кімериджський, оксфордський яруси) та середньої (келовейський, батський та верхня частина байоського ярусу) юри, товщиною 584-628 м. В окремих випадках у юрській товщі зустрічаються водовміщуючі породи, представлені дрібнозернистими пісковиками.

Нижній гідрогеологічний поверх седиментогенних вод включає нижньомезозойські й палеозойські відклади на всю розкриту свердловинами глибину. В межах поверху виділяється два яруси: верхній з елізійним латерально-висхідним режимом підземних вод, до якого відносяться середньоюрський (нижня частина байоського ярусу), тріасовий (зона уповільненого водообміну), нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний водоносні комплекси (зона значно уповільненого водообміну) та нижній – термодегідратаційний з широким розвитком відроджених вод (нижньокам'яновугільний водоносний комплекс).

Водоносні горизонти юрських, тріасових і пермських відкладів в свердловинах Дорошівського родовища не випробувались. Для гідрогеологічної характеристики родовища приводяться дані гідрогеологічних досліджень на сусідніх Суходолівській, Кустолово-Андріївській, Новогригорівській, Михайлівській, Машівській та інших площах.

Середньоюрський водоносний комплекс. Водовміщуючі породи представлені середньо- і крупнозернистими пісками та пісковиками байоського ярусу. Глибина залягання їх 806-950 м. Верхнім водоупором служать середньо- і верхньоюрські глини.

Цей водоносний комплекс випробуваний на Михайлівській (свердловина № 24) та Новогригорівській (свердловина № 12) площах. На Михайлівській площі отримана прісна вода гідрокарбонатно-натрієвого типу

з мінералізацією 1,47 г/л. За хімічним складом вода, яка отримана на Новогригорівській площі хлоркальцієвого типу.

Тріасовий водоносний комплекс. Водовміщуючі породи представлені різнозернистими пісковиками. Верхнім водоупором цього комплексу є глиниста товща тріасу.

За хімічним складом це води хлоркальцієвого типу з мінералізацією 27-56 г/л. За даними випробування на Михайлівській та Новогригорівській площах коефіцієнт метаморфізації складає 0,78-0,85. Мікрокомпоненти присутні в незначній кількості. Значний об'єм гідрогеологічних досліджень тріасового водоносного комплексу був виконаний на Машівському родовищі. Дебіт води з даних відкладів досягали 500 м³/добу і більше. Статичні рівні встановлювались на глибинах 70-150 м від устя свердловини. Вода хлоркальцієвого типу з мінералізацією від 30-50 г/л до 120-160 г/л, ступенем метаморфізації 0,72-0,80.

Нижньопермсько-верхньокам'яновугільний водоносний комплекс. В розрізі Дорошівського родовища товщина нижньопермських відкладів незначна і становить 6-56 м. Водовміщуючими породами верхньокам'яновугільних відкладів є пласти різнозернистих пісковиків, які чергуються з пластами алевролітів та аргілітів і залягають на глибинах 1600-2000 м.

Притоки пластової води з верхньокам'яновугільних відкладів були отримані під час дослідження свердловин на сусідньому Машівському родовищі. Дебіти води становили від слабких притоків до перших десятків метрів кубічних на добу, густина вод – від 1110 кг/м³ до 1170 кг/м³, мінералізація 160-240 г/л.

На Дорошівському родовищі надійна ізоляція комплексу від водоносних горизонтів. Зони активного водообміну та його високі ємнісні якості дозволяють використовувати верхньокам'яновугільний водоносний комплекс для скиду супутніх вод покладів вуглеводнів. В свердловині № 21 на прийомистість був випробуваний горизонт Г-7 в інтервалі 1695-1662 м.

Освоєння проводилось до виходу з свердловини пластової води з однаковою густиною 1100 кг/м^3 .

Середньокам'яновугільний водоносний комплекс. Відомості про гідрогеологічні особливості розрізу середнього карбону отримані в результаті випробування свердловин №№ 2, 8, 24 Дорошівського родовища.

Водоносність цього комплексу пов'язана з дрібно-, середньозернистими пісковиками, які чергуються з пластами алевролітів, аргілітів, рідше вапняків, московського і башкирського ярусів. Глибина залягання їх 2030-3500 м.

Під час випробування в свердловині № 24 горизонту М-4 московського ярусу (інтервал випробування 2612-2605 м) було отримано приток води дебітом $20 \text{ м}^3/\text{добу}$ при середньодинамічному рівні 450 м, густина води – 1120 кг/м^3 .

При випробуванні горизонтів Б-1 в свердловині № 2 та Б-12 в свердловині № 8 (випробувач пластів КИИ-146) отримані притоки пластових вод. Дебіт води в свердловині № 2 склав $558 \text{ м}^3/\text{добу}$. В свердловині № 8 (інтервал випробування 3642-3714 м) при депресії на пласт 9,6 МПа було отримано приток води дебітом $100 \text{ м}^3/\text{добу}$. Пластовий тиск на глибині 3646 м, визначений по методу Хорнера, становив 39,44 МПа. Проба, відібрана з свердловини № 8, представлена пластовою водою, розбавленою фільтратом промивальної рідини, густиною 1122 кг/см^3 . За хімічним складом пластова вода хлоркальцієвого типу з мінералізацією 192 г/л. Коефіцієнт метаморфізації становить в межах 0,73. Вміст мікрокомпонентів складає: йоду – 17,93 мг/л; бромю – 69,28 мг/л; бору – 1,28 мг/л, амонію – 84,06 мг/л. Вода слабо агресивна щодо сульфатної агресії.

Хімічний склад пластових вод наведений в таблиці 1.6.

Нижнім водоупором середньокам'яновугільного комплексу, який відділяє його від нижньокам'яновугільного водоносного комплексу є карбонатно-глинисті породи нижньої частини башкирського ярусу та верхів серпуховського ярусу.

Таблиця 1.6 – Відомості про хімічний склад і фізичні властивості пластових вод

Пласт (горизонт)	Номер свердловини	Інтервал випробування, м	Умови відбору проби	Дата відбору проби дослідження	Дебіт, м ³ /добу Ø штуцера, мм	Пластовий тиск, МПа глибина, м	Пластова температура, °С глибина, м	Густина води в стандартних умовах, г/м ³	Вміст іонів (мг/л, мг-екв/л, %-екв.)											Тип води
									загальна мінералізація	Na ⁺ + K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	NH ₄ ⁺	B ⁻	I ⁻	Br	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
С-5, С5а	5	4111-4059	на усті через сепаратор	24.07.87	2,65	53,52	103	1188	271860,74	72356,16	25430,76	4444,14	169361,28	-	268,40	178,16	27,47	17,22	42,70	хлор-кальцієвий
				3.08.87	4,1	4040	4040		9560,78	3145,92	1269,00	365,47	4775,99	4,40						
									100	32,91	13,27	3,82	49,95	0,05						
Б-12	8	3714-3642	пробовід-бірником	23.01.88	100	39,44	62	1122	191801,99	61202,08	6729,11	4383,36	118200,06	646,88	640,50	84,06	1,28	17,93	69,28	хлор-кальцієвий
				-	10	3646	3642		6714,42	2660,96	335,78	360,47	3333,24	13,47	10,50					
									100	39,63	5,00	5,37	49,64	0,20	0,16					
М-1	25	2235-2226		10.09.13				1017	20509,73	6645,16	1102,20	121,60	12411,00	34,57	195,20	-	-	-	-	хлор-кальцієвий
				-					707,84	288,92	55,00	10,00	350,00	0,72	3,20					
									100	40,82	7,77	1,41	49,45	0,10	0,45					
М-1	25	2235-2226		12.03.14				1026	34803,14	11592,69	1202,40	486,40	21276,00	1,65	244,00	-	-	-	-	хлор-кальцієвий
				-					1208,06	504,03	60,00	40,00	600,00	0,03	4,00					
									100	41,72	4,97	3,31	49,67	0	0,33					
Б-12	23	3800-3770		19.06.13				1029	56991,87	19004,67	2955,90	30,40	33687,00	1069,90	244,00	-	-	-	-	хлор-кальцієвий
				-					1952,58	826,29	147,50	2,50	950,00	22,29	4,00					
									100	42,32	7,55	0,13	48,66	1,14	0,20					

Нижньокам'яновугільний водоносний комплекс включає в себе верхньосерпуховський та візейський підкомплекси, які розділені глинисто-аргілітовою водоупорною товщею нижньосерпуховського під'ярусу.

На Дорошівському родовищі найдревнішими відкладами, розкритими на час складання проекту, є горизонт С-17 серпуховського ярусу (верхньосерпуховський водоносний підкомплекс). Водовміщуючими породами цього комплексу є різно- та середньозернисті пісковики, алевроліти та вапняки. Водозбагаченість характеризується незначними дебітами.

На родовищі під час випробування в свердловині № 5 з інтервалу 4111-4059 м (пласти С-5, С-5а) було отримано приток газу з пластовою водою. Під час дослідження свердловини через штуцер діаметром 2 мм дебіт води становив 0,024 м³/добу, через штуцер діаметром 4,1 мм – 3,2 м³/добу. Пластовий тиск на глибині 4040 м становив 53,52 МПа, температура – 103°С. З глибини 4040 м відібрана проба води густиною 1188 кг/м³, мінералізацією 272 г/л.

За ступенем сульфатної агресії – вода не агресивна. Вміст мікрокомпонентів складає: йоду 17,22 мг/л; бромю 42,70 мг/л; бору 27,47 мг/л; амонію 178,16 мг/л.

В цілому гідрогеологічні умови продуктивного розрізу Дорошівського родовища сприятливі для наявності, зберігання і розробки покладів вуглеводнів.

II СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проектованих робіт

2.1.1 Обґрунтування постановки робіт

Методика та об'єм проведення розвідувальних робіт визначаються розробленою на основі сейсмічних матеріалів, даних пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння, моделлю перспективного розрізу Дорошівського родовища, існуючими контурами нафтогазоносності, поставленими завданнями та поверхневими умовами.

Таким чином, завданням розвідувальних робіт на родовищі є:

- деталізація геологічної будови родовища, уточнення структурно-тектонічної моделі пасток;
- розширення меж промислової продуктивності горизонтів Б-12, С-4, С-5;
- продовження вивчення літолого-фаціальних умов накопичення та колекторських властивостей порід продуктивних горизонтів;
- отримання надійних промислово-геофізичних та геолого-промислових параметрів продуктивних горизонтів;
- уточнення гідрогеологічних та баричних умов залягання продуктивних горизонтів.

2.1.2 Система розміщення свердловин

Для встановлення меж розширення промислової продуктивності горизонту Б-12 пропонується буріння двох незалежних розвідувальних свердловин №№ 49, 35 з проектними глибинами 3900 м. Для встановлення розповсюдження колекторів горизонтів С-4 та С-5 в блоці свердловин №№ 5, 26 пропонується для буріння свердловина № 37.

Кількість та розміщення проектних розвідувальних свердловин визначалися особливостями структурно-тектонічної будови родовища. При розташуванні проектних свердловин враховувалися умови місцевості. Глибини проектних свердловин визначались на основі існуючої моделі будови родовища, наявних структурних побудов, виконаних з урахуванням даних пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння, даних сейсмозвідки за методикою 3D (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 – Обсяги проектних робіт

глиб

2.1.3 Промислово-геофізичні дослідження

В проектних свердловинах Дорошівського НГКР передбачається проведення комплексу промислово-геофізичних досліджень (ГДС), що складається з геофізичних, промислово-технологічних і гідродинамічних методів, які спрямовані на отримання максимальної інформації для вирішення наступних геологічних і технічних задач:

- літологічне та стратиграфічне розчленування розрізів пробурених свердловин, визначення глибини залягання і товщини пластів, забезпечення максимально можливої повноти геологічного вивчення тектонічних порушень, які розкриті свердловинами;

- кореляція розрізів свердловин з метою вивчення будови родовища, структури геологічних об'єктів, характеру їх фаціальної мінливості, побудови профілів та карт;

- виділення у розрізі свердловин колекторів та визначення характеру насичення їх флюїдами (нафтою, газом чи водою), а також виділення об'єктів для випробування;

- визначення колекторських властивостей продуктивних горизонтів і коефіцієнтів пористості, нафтогазонасиченості, проникності, глинистості;

- здійснення контролю за напрямком буріння і технічним станом стовбуру свердловин.

Зважаючи на те, що верхня частина розрізу, до спуску першої технічної колони, вивчалася геофізичними методами в раніше пробурених свердловинах, в проектних свердловинах в цій частині розрізу передбачається скорочений комплекс геофізичних досліджень в масштабі 1:500.

До глибини спуску кондуктора геофізичні дослідження проводяться один раз, а глибше, до проектної глибини, повний комплекс ГДС проводиться через кожні 300-200-100 м проходки з обов'язковим перекриттям інтервалу попередніх досліджень на 50 м.

Більш детальні дослідження масштабу 1:200 необхідно проводити в перспективних інтервалах башкирських та серпуховських відкладів, які будуть уточнюватися за результатами методів обов'язкового комплексу геофізичних досліджень та геолого-технічних досліджень (фільтраційного – реєстрація поглинання промивальної рідини та механічного – реєстрація швидкості проходки). Повний комплекс ГДС проводиться через кожні 350 м проходки (в інтервалах продуктивних горизонтів через 200 м) з обов'язковим перекриттям інтервалу попередніх досліджень на 50 м.

Для впевненого виділення в розрізі середньо- та нижньокам'яновугільних відкладів колекторів передбачається спеціальні геофізичні дослідження. До них відносяться повторні виміри БК, ПС, кавернометрії, ГК, НГК, ІННК. Записи БК, ПС, кавернометрії проводяться повторно перед самим спуском експлуатаційної колони по всій необсаженій частині розрізу, а РК і ІННК – після цементування колони. Відбивка цементного кільця (ВЦК) електротермометром та контроль якості цементування обсадних колон (АКЦ, ГГК) проводяться кожного разу після спуску та цементування чергової колони.

Комплекс геофізичних досліджень приведений для свердловин № 49 та № 37 (таблиця 2.2).

Перфорацію намічених для випробування перспективних об'єктів рекомендується проводити імпортними зарядами високої пробивної здатності (OWEN, Dinamitmobil, Millenium або аналогічні) по 18 отв./м з прив'язкою інтервалу перфорації по ГК та контролем за допомогою локатора перфораційних отворів (ЛПО) та локації магнітних муфт.

Для оцінки якості розкриття пластів перфорацією та визначення профілю припливу рекомендується виконати термометрію (термодебітометрію).

Геохімічні дослідження свердловин, які включають визначення кількості і складу газу та нафти, що знаходяться в буровому розчині, вимір

Таблиця 2.2 – Необхідний комплекс геофізичних досліджень в свердловинах № 49 та № 37

Види досліджень і їх цільове призначення	Масштаб запису	Інтервал досліджень, м	
		3	4
1	2	49	37
Стандартний каротаж (2з.), ПС, ГК-НГК	1:500	0-3900	0-4150
БКЗ	1:200	1800-3900	1700-4150
Мікрокаротаж	1:200	1800-3900	1700-4150
Мікробоковий каротаж	1:200	1800-3900	1700-4150
Індукційний каротаж	1:200	1800-3900	1700-4150
Боковий каротаж	1:200	1800-3900	1700-4150
Акустичний каротаж	1:200	1800-3900	1700-4150
ГК, НГК	1:200	1800-3900	1700-4150
ІННК	1:200	1800-3900	1700-4150
Профілеметрія	1:500	0-3900	0-4150
Кавернометрія, профілеметрія	1:200	1800-3900	1660-4150
Інклінометрія	ч/з 25 м	0-3900	0-4150
Термометрія	1:500	0-3900	0-4150
АКЦ	1: 500	0-170 0-2370 0-3900	0-170 0-2270 0-3920 0-4150
ВЦК	1: 500	0-150 0-2370 0-3900	0-150 0-1640 0-3900 0-4150
Станція ГТД		1800-3900	3700-4150
Сейсмокаротаж (ВСП)			0-4150

ряду параметрів, що характеризують режим буріння свердловин, і люмінесцентно-бітумний аналіз проб шламу, бурового розчину і зразків керну будуть виконуватись з метою виділення в розрізі свердловин пластів, що вміщують газ та конденсат, та оперативного контролю помітного притоку чи значного поглинання бурового розчину. Це завдання буде виконувати

газокаротажна станція, робота якої передбачена в інтервалі 1800-3900 м та 1700-4150 м, відповідно для свердловин №№ 49, 37.

Усі види ГДС з контролю за процесом випробування повинні виконуватися в тому ж масштабі глибин, що і детальні дослідження у відкритому стовбурі.

Виконання всіх робіт повинно враховувати вимоги нормативно-технічних документів щодо безпеки праці та навколишнього середовища.

2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів

Керновий матеріал є основою для одержання найбільш достовірної геологічної інформації, а результати його комплексного дослідження сумісно з промислово-геофізичними даними забезпечать надійну геолого-геофізичну інтерпретацію отриманих даних при пошуках, розвідці та підрахунку запасів родовищ вуглеводнів.

Інтервали відбору керну в свердловинах Дорошівського родовища плануються з врахуванням комплексності досліджень, які направлені на вирішення наступних завдань:

- 1 Стратиграфічне розчленування розрізу, що розкривається проектними свердловинами, і співставлення їх з розрізами раніше пробурених свердловин;
- 2 Літологічна і геохімічна характеристика розрізу, відтворення палеогеографічної обстановки басейну осадконакопичення і геологічної історії його розвитку;
- 3 Виявлення прямих і побічних ознак нафтогазоносності, визначення колекторських і екрануючих властивостей порід в продуктивних і водоносних частинах розрізу;
- 4 Вивчення залежностей між ємнісними властивостями, нафтогазоводонасиченістю порід і промислово-геофізичними параметрами;

5 Вивчення геологічної будови площі, одержання інформації про кути падіння і напрямки простягання пластів.

Прив'язка керна до розрізів свердловин робиться за даними промислово-геофізичних досліджень і контрольних вимірів довжини бурильного інструменту.

Для вирішення поставлених завдань пропонуються наступні інтервали відбору керну:



Згідно уточнювати за даними промислово-геофізичних досліджень і фактичних даних буріння з метою максимального вивчення перспективних інтервалів розрізу. Згідно порайонним нормам виносу керну для площ ДДЗ планується 60 % виносу керну від метражу, пробуреного колонковими долотами.

Крім керну, для отримання додаткових даних про літологічний склад, колекторські властивості і стратиграфічну характеристику розкритих порід передбачається відбір шламу, що виноситься буровим розчином у процесі буріння. Відбір буде проводитися у звичайному розрізі через 10 м, а у продуктивному – через кожні 5 м проходки.

2.1.5 Лабораторні дослідження

Комплекс досліджень зразків керну та шламу, відібраних з порід, розкритих проектними свердловинами, включає визначення фізичних властивостей, літолого-петрографічного складу, а також палеонтологічних та геохімічних характеристик.

При визначенні фізичних властивостей пісковиків, вапнистих пісковиків, алевритів та алевролітів проводяться наступні дослідження:

- визначення відкритої пористості за методом насичення (Преображенського);
- визначення газопроникності на приладі ГК-5 на зразках циліндрів;
- визначення об'ємної та питомої ваги;
- визначення карбонатності на кальциметрі.

В глинистих породах визначається об'ємна вага, гранулометричний склад, карбонатність. Вапняки досліджуються на пористість, проникність, карбонатність, вивчаються мікрофауністичні рештки та ін.

При літолого-петрографічному описі порід визначається їх колір, структура, текстура, літологічний та петрографічний склад, склад цементу та уламкового матеріалу, склад різних включень, тріщинуватість та ін.

Виходячи з загального метражу відбору керну передбачуваної літологічної мінливості порід та поставлених завдань по їх дослідженню, намічається наступний усереднений об'єм визначень по кожній запроектованій свердловині:

- визначення фізичних властивостей порід і літолого-петрографічні дослідження – до 50 зразків;
- аналіз газу – 8 проб;
- аналіз конденсату – 8 проб;
- аналіз води – 4 проби (у випадку отримання притоку пластової води).

Відбір проб нафти в проектних свердловинах повинен проводитись в залежності від отримання її припливів при випробуванні об'єктів в колоні та в процесі буріння.

В пробах газу визначаються його питома вага, теплотворна здатність та компонентний склад, до якого входять: вміст метану, етану, пропану, бутанів, пентанів, гексанів (разом з вищими), неорганічних складових: азоту, гелію, аргону, водню, двоокису вуглецю, сірководню та кисню.

Крім цього, в пробах газу, буде проводитися ізотопний аналіз вуглецю та водню для встановлення генетичної природи вуглеводнів, часу і особливостей формування покладів ВВ, тощо.

При виявленні в газі сірководню, меркаптанів та підвищеної кількості вуглекислоти, визначення цих компонентів проводиться безпосередньо на свердловині.

Проби конденсату будуть досліджуватися на фракційний, груповий склад і вміст сірки.

В пробах пластових вод визначатимуться питома вага, рН, сухий залишок, вміст йоду, бромю, амонію, бору та інших компонентів, а також виконуватиметься шестикомпонентний аналіз.

Водорозчинний газ аналізуватиметься аналогічно вільному газу.

2.1.6 Оцінка перспективності площі

За результатами геолого-геофізичних досліджень та випробування свердловин нафтогазоносність Дорошівського родовища пов'язується з московським і башкирським ярусами середнього та верхньосерпуховським під'ярусом нижнього карбону, нафтоносність – з горизонтами Г-12 гжельського та К-6 касимовського ярусів верхнього карбону.

Родовище відноситься до типу багатопкладних. Поклади вуглеводнів приурочені до тектонічно екранованих і комбінованих (літологічно та тектонічно екранованих) пасток.

[REDACTED]

Існування зони АВПТ в товщі верхньосерпуховських відкладів та зони знижених, за рахунок розробки, пластових тисків в товщі башкирських відкладів, створили несприятливі умови для дорозвідки зазначених комплексів однією сіткою свердловин.

Буріння такої кількості свердловин дозволить в повній мірі вивчити границі поширення колекторів та встановити характер флюїдонасичення продуктивного горизонту Б-12 башкирських відкладів та верхньосерпуховських продуктивних горизонтів С-4, С-5 в межах Дорошівського родовища, залучити до промислової розробки запаси покладів ВВ, які можуть бути виявленими в процесі дорозвідки перспективних об'єктів.

2.2 Підрахунок запасів

Перспективи нарощування промислових запасів природного газу на Дорошівського родовищі пов'язуються в першу чергу з відкладами башкирського та серпуховського віку.

[REDACTED]

За результатами буріння свердловини № 44 встановлено значне покращення розвитку колектору горизонту Б-12 в східному напрямку.

Отримані дані дозволяють оцінити приріст запасів по категорії С₂ (332).

Підрахункові параметри покладів ВВ, які оцінені авторами проекту визначались наступним чином. Площа газоносності горизонту Б-12 обмежена тектонічними порушеннями, умовним контуром газоносності. В блоці проектної свердловини № 49 умовний контур газоносності по пласту Б-12 прийнято згідно встановленої нижньої границі продуктивності у свердловині № 422. Зважаючи на те, що поклад горизонту Б-12 єдиний, контур газоносності в блоці проектної свердловини № 35 приймається по аналогії.

Ефективні нафтогазонасичені товщини, коефіцієнти пористості та нафтонасиченості прийняті як середньозважені, інші параметри взяті з попередніх звітів.

Поклади пластів горизонтів С-4 та С-5 в блоці проектної свердловини № 37 літологічно та тектонічно екрановані. УГВК для покладів пластів горизонтів С-4 та С-5, параметри для підрахунку прийняті згідно попередніх звітів.

Підрахункові параметри та оцінка геологічних запасів газу перспективних комплексів Дорошівського НГКР, які можуть бути переведені

в більш високі класи і категорії за умов успішної реалізації даного проекту, наведена в таблиці 2.3.

Запаси газу категорії C₂ (332), що будуть прирощені по горизонту Б-12 в результаті буріння свердловин №№ 49, 35 складуть 486 млн м³. В результаті буріння свердловини № 37 запаси газу категорії C₂ (332), що будуть прирощені по горизонтам С-4 та С-5 складуть 71 млн м³ та 55 млн м³, відповідно, а запаси категорії C₂ (код класу 122+222) в об'ємі 22 млн м³ будуть переведені до вищої категорії.

Таблиця 2.3 – Зведені підрахункові параметри та запаси вільного газу Дорошівського родовища

Площа газоносності, тис. м ²	Середня газонасичена товщина, м	Об'єм газонасичених порід, тис. м ³	Коефіцієнти, доля один.		Пластовий тиск, Мпа		Поправка		Початкові загальні запаси пластового газу, млн. м ³	Мольна частка сухого газу	Початкові загальні запаси сухого газу, млн. м ³	Початкові загальні запаси газу (C ₁) ГЕО, млн м ³	Початкові загальні запаси газу (C ₂) ГЕО, млн м ³	Очікуваний приріст запасів газу, млн.м ³
			відкритої пористості	газонасиченості	початковий	залишковий	на температуру, частка одиниці	на відхилення від Закону Бойля- Мариотта						
6995,6	14,1	98638	0,112	0,76	40,6	0,0981	0,79	0,93	2465	0,978	2412	1926		486
550	6,6	3630	0,145	0,92	43,13	0,0981	0,77	0,93	147	0,987	145	74		71
737,5	2,5	1844	0,129	0,78	54,03	0,0981	0,76	0,81	61	0,987	60	5	22	55

III ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо-геологічні умови буріння

На Дорошівському НГКР передбачається проведення розвідувального буріння.

Кількість свердловин: 3.

Номери свердловин: 49, 35, 37.

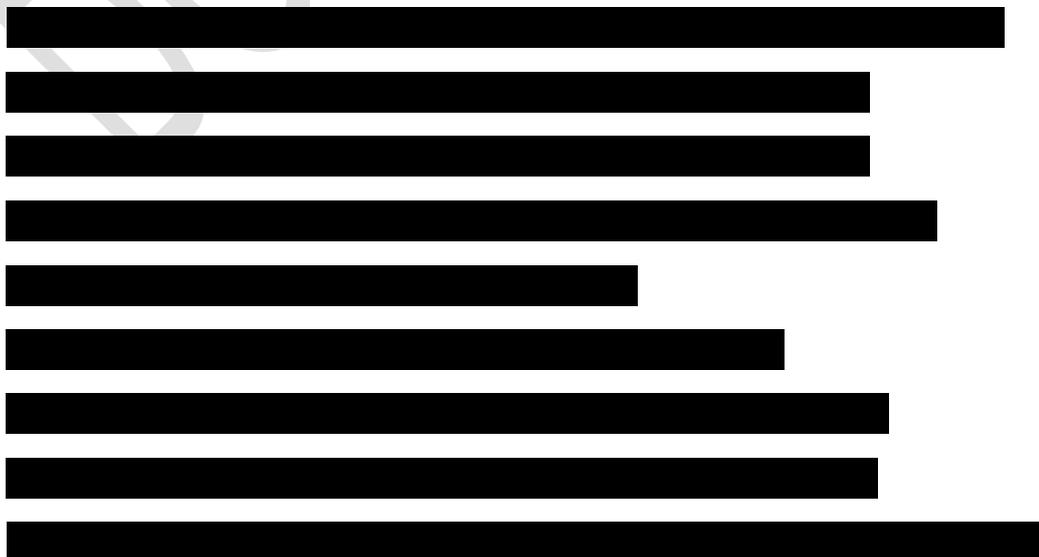
Призначення свердловин: розвідка покладів газу у башкирських відкладах середнього карбону (горизонт Б-12) та верхньосерпуховських відкладах нижнього карбону (горизонти С-4, С-5).

Профіль свердловин: вертикальний.

Проектний вибій свердловин №№ 49, 35: башкирські відклади середнього карбону, свердловини № 37 верхньосерпуховські відклади нижнього карбону.

Проектні глибини: свердловин №№ 49, 35 – 3900 м, свердловини № 37 – 4150 м. Спосіб закінчення: спуск експлуатаційної колони з наступною перфорацією для випробування проектних об'єктів і їх можливої експлуатації.

На Дорошівському НГКР пробурений ряд пошуково-розвідувальних та експлуатаційних свердловин.



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Продуктивні відклади пройдено, в основному, без аварій та ускладнень, за винятком поодиноких випадків незначних поглинань за рахунок фільтрації бурового розчину – переважно при розкритті високопроникних пісковиків мезозою і верхнього карбону.

В проектних свердловинах покрівля газоносності очікується на глибині 3700 м у горизонті Б-12 в башкирських відкладах середнього карбону (свердловини №№ 49, 35) та 3900 м у горизонті С-4 у серпуховських відкладах нижнього карбону (свердловина № 37).

В проектному розрізі розвинуті природні водонапірні системи: інфільтраційна – в кайнозойських і крейдових відкладах, перехідна до елізійної – у верхньоюрських відкладах та елізійна під юрськими глинами. У розрізі розвинуті початкові гідростатичні пластові тиски з градієнтом 0,009 МПа/м в кайнозойських, до 0,0104 МПа/м у башкирських відкладах середнього карбону. У серпуховському ярусі нижнього карбону прогноуються газові поклади з АВПТ, градієнт якого становить 0,0133-0,0134 МПа/м.

Основні гірничо-геологічні параметри наведені для глибокої свердловини № 37, як такої, що має найбільшу глибину 4150 м і розкриває геологічний розріз від кайнозойських до верхньосерпуховських кам'яновугільних відкладів.

Верхня частина першого інтервалу проектного розрізу (0-170 м) складена переважно м'якими за буримістю кайнозойськими породами – ґрунтово-рослинним шаром, суглинками, мергелями, піском, глинами, пухкими пісковиками. Пласти пісків і пухких пісковиків вміщують питну

воду, яка використовується в районі для централізованого водопостачання. Через використання підземної води для водопостачання кайнозойські відклади ізолюють від нижньої частини розрізу кондуктором.

Нижчезалягаючі відклади інтервалу (170-2370 м) представлені крейдово-мергельною товщею, вапняками, які характеризуються (окрім глин та інших ущільнених порід) високою проникністю – до $(1-3) \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Відклади верхнього карбону представлені піщано-глинистими пластами з гідростатичними пластовими тисками.

За буримістю породи відносяться до груп м'яких, середньої твердості з окремими пластами твердих порід.

Розріз є нестійкий через наявність прошарків неміцних порід – пісків, слабозцементованих пухких високопроникних пісковиків, тріщинуватих вапняків, і тому схильні до поглинань бурового розчину густиною вище 1260 кг/м^3 .

Інтервал (2370-3920 м) включає піщано-глинисті з пластами алевролітів і вапняків продуктивні відклади середнього карбону з гідростатичними пластовими тисками.

За буримістю породи відносяться, в основному, до груп середніх і твердих.

При бурінні в другому інтервалі можливі газопрояви з продуктивних пластів, звуження ствола, уступо-, каверноутворення.

Інтервал (3920-4150 м) схожий за своїм літологічним складом на вищезалягаючий, але газоносні горизонти у ньому мають підвищені пластові тиски з градієнтами $0,013 \text{ МПа/м}$.

За буримістю відклади цього інтервалу відносяться до груп середніх і твердих з прошарками міцних.

Серед ускладнень тут очікуються газопрояви з АВПТ, каверноутворення, поглинання.

Для розрахунку конструкції свердловини прийняті такі геохімічні і термобаричні показники розрізу: густина підземної води в пластових умовах

від 1000 в кайнозойських до 1080 кг/м³ у відкладах карбону, відносна густина газу 0,63. Пластові тиски і температури в проектних об'єктах наведені в ГТН (Додатки 8, 9).

3.2 Обґрунтування конструкцій свердловин

Конкретні технічні рішення розробляються безпосередньо в проектах на будівництво кожної розвідувальної свердловини.

Основні гірничо-геологічні параметри наведені в ГТН (Додатки 8, 9).

Відповідно до гірничо-геологічних умов, досвіду буріння, вимог чинного законодавства щодо охорони питних вод, надр, навколишнього середовища, створення безпечних умов розкриття газових об'єктів проектну свердловину № 37 пропонується бурити за такою конструкцією:

426-170 × 324-2270 × 245-3920 × 168/140-4150

В проектній свердловині кондуктор діаметром 426 мм спускатиметься в глинисту підшову кайнозою – покрівлю крейди для охорони питних вод від забруднення, попередження поглинань та обвалів верхніх пластів.

Перша проміжна колона діаметром 324 мм спускатиметься в глинисту підшову верхнього карбону для закріплення нестійкого водоносного розрізу мезозою, нижньої пермі та верхньокам'яновугільних відкладів і безпечного розкриття нижчезалягаючих відкладів.

Друга проміжна колона діаметром 245 мм спускатиметься в глинисту товщу підшови башкирського ярусу середнього карбону для перекриття газоносних відкладів з гідростатичними пластовими тисками і безпечного розкриття порід зони АВПТ.

Експлуатаційна колона діаметром 168/140 мм спускатиметься до проектної глибини 4150 м.

Свердловина № 49 вибрана типовою для групи проектних свердловин, що проектується на башкирські відклади середнього карбону (№№ 49, 35, як

така, що має подібний геологічний розріз і однакову проектну глибину 3900 м.

Основні гірничо-геологічні параметри наведені для типової свердловини № 49, яка розкриє геологічний розріз від кайнозойських до башкирських відкладів середнього карбону (табл. 3.1).

В свердловині № 49 пропонується трьохколонна конструкція:
324-170 × 245-2370 × 168/140-3900

Кондуктор діаметром 324 мм спускатиметься в глинисту підшову кайнозою – покрівлю крейди для охорони питних вод від забруднення, попередження поглинань та обвалів верхніх пластів.

Проміжна колона діаметром 245 мм спускатиметься в глинисту товщу підшови верхнього карбону для закріплення нестійкого водоносного розрізу мезозою, нижньої пермі та верхньокам'яновугільних відкладів і безпечного розкриття нижчезалягаючих відкладів.

Експлуатаційна колона діаметром 168/140 мм спускатиметься до проектної глибини 3900 м.

Башмаки обсадних колон установлювати в щільних і міцних глинистих породах, градієнт тиску гідророзриву яких не менше 0,020-0,024 МПа/м.

Таблиця 3.1 – Зведені дані по конструкції типових свердловин

№ св.	Найменування колони	Діаметр колони, м	Глибина спуску колони, м	Висота підйому цементу	Примітки
49	Кондуктор	324	170	до устя	
	Проміжна колона	245	2370	до устя	
	Експлуатаційна колона	168/140	3900	до устя	

Закінчення таблиці 3.1

37	Кондуктор	426	170	до устя	
	Проміжна колона	324	2270	до устя	
	Проміжна колона	245	3920	до устя	
	Експлуатаційна колона	168/140	4150	до устя	

3.3 Режими буріння

Проводку свердловин під планується виконувати роторним способом.

Перед спуском обсадних колон здійснюється шаблонування стовбура свердловини з застосуванням компоновки низу бурильної колони, передбаченої проектом. У випадку посадки бурильної колони здійснюється проробка стовбура свердловини в цьому інтервалі з наступним шаблонуванням. При проробці здійснюється безперервна подача долота і не допускається тривала робота на одному місці для запобігання забурювання другого стовбура.

Режим промивки при проробці повинен відповідати режимові при бурінні. Після досягнення вибою свердловина промивається для більш повної очистки від залишків вибуреної породи і вирівнювання параметрів бурового розчину по всьому стовбуру. Тривалість промивки не менше двох циклів.

Після спуску кожної колони здійснюється промивка свердловини до повного вирівнювання параметрів бурового розчину, але не менше двох циклів, для забезпечення більш повного заміщення бурового розчину тампонажним.

3.4 Характеристика бурових розчинів

В свердловині № 37 для буріння під 426 мм кондуктор в інтервалі 0-170 м використовувати глинистий буровий розчин, який складається з структуроутворювача – глини бентонітової, змащувальної домішки – графіту,

понижувача фільтрації – СМС-LV, флокулянту – Seurvey D1, а при розбурюванні цементного стакана додають соду кальциновану – зв'язувач іонів кальцію. Рецептатура і параметри наведені у таблицях 3.2 і 3.3.

Для буріння під проміжну 324 мм колону в інтервалі 170-2270 м використовувати гуматно-акриловий буровий розчин, який складається з структуроутворювача – глини бентонітової, змащувальної домішки – графіту, понижувача фільтрації – СМС-LV та гіпанолу, понижувача водовіддачі – ПАГ-КМ, наповнювача – проти поглинання, каустика – регулятор рН, флокулянту – Seurvey D1, а при розбурюванні цементного стакана додають соду кальциновану – зв'язувач іонів кальцію. Рецептатура і параметри наведені у таблицях 3.2 і 3.3.

Для буріння під проміжну 245 мм колону в інтервалі 2270-3920 м використовувати гуматно-акрилово-калієвий буровий розчин, який складається з глини бентонітової, змащувальної домішки – графіту, понижувачів фільтрації – ПАГ-КМ, CELPOL R та SLX, і Seurvey D1, інгібітору – КСІ, нейтралізатор CO_2 – вапно, проти поглинання додають целюлозний наповнювач, для обважнення – крейду, піногасник – Pentax, при розбурюванні цементного стакана додають соду харчову – зв'язувач іонів кальцію. Рецептатура і параметри наведені у таблицях 3.2 і 3.3.

Таблиця 3.2 – Параметри бурового розчину для проектних типових свердловин

Свердловина № 37						
49						

DO NOT COPY

Для глушіння і вторинного розкриття використовувати розчин, на якому було здійснено первинне розкриття, тому що він містить кислоторозчинну тверду фазу. Склад наведений у таблиці 3.3.

Для буріння під експлуатаційну 168/140 мм колону в інтервалі 3920-4150 м використовувати гуматно-акрилово-калієвий буровий розчин, який складається з глини бентонітової, змащувальної домішки – нафти, понижувачів фільтрації – ПАГ-КМ, CELPOL R та SLX, і Seurvey D1, інгібітору – KCI та Asphosol supprime, нейтралізатор CO₂ – вапно, проти поглинання додають целюлозний наповнювач, для обважнення – крейду та барит, піногасник – Pentax, XP-20 – високотемпературний понижувач фільтрації, Resinex II – високотемпературний розріджувач, а при розбурюванні цементного стакана додають соду кальциновану – зв'язувач іонів кальцію. Рецептатура і параметри наведені у таблицях 3.2 і 3.3.

В свердловині № 49 для буріння під кондуктор 324 мм в інтервалі 0-170 м використовувати глинистий буровий розчин, який складається з структуроутворювача – глини бентонітової, змащувальної домішки – графіту, понижувача фільтрації – СМС-LV, флокулянту – Seurvey D1, а при розбурюванні цементного стакана додають соду кальциновану – зв'язувач іонів кальцію. Рецептатура і параметри наведені у таблицях 3.2 і 3.3.

Для буріння під проміжну 245 мм колону в інтервалі 170-2370 м використовувати гуматно-акриловий буровий розчин, який складається з структуроутворювача – глини бентонітової, змащувальної домішки – графіту, понижувача фільтрації – СМС-LV та гіпанолу, понижувача водовіддачі – ПАГ-КМ, наповнювача – проти поглинання, каустика – регулятор рН, флокулянту – Seurvey D1, а при розбурюванні цементного стакана додають соду кальциновану – зв'язувач іонів кальцію. Рецептатура і параметри наведені у таблицях 3.2 і 3.3.

Для буріння під експлуатаційну 168/140 мм колону в інтервалі 2370-3900 м використовувати гуматно-біополімерний буровий розчин, який складається з глини бентонітової, змащувальної домішки – графіту,

понижувачів фільтрації – K1-МД, Seurvey D1, інгібітору – KCI, нейтралізатор CO₂ – вапно, проти поглинання додають целюлозний наповнювач, для обважнення – крейду, для пониження водовіддачі – POLYPAK UL, при розбурюванні цементного стакана додають соду харчову – зв'язувач іонів кальцію. Для пониження липкості кірки додають нафту. Рецептатура і параметри наведені у таблицях 3.2 і 3.3.

3.5 Охорона надр та навколишнього середовища

Джерелом забруднення навколишнього середовища (НС) можуть бути виробничі процеси, пов'язані з бурінням свердловин при пошуках покладів вуглеводнів на перспективних площах.

Порушення технологічного режиму, некомплектність промислового обладнання, робота транспортних засобів, спалювання газу і конденсату в факелах – все це приводить до витікань і викидів шкідливих для НС речовин: скидання неочищених стічних вод, викиди в атмосферу таких токсичних речовин, як вуглеводні, пари метану, окис вуглецю та ін.

Тому в процесі пошуків і розвідки природоохоронні заходи повинні бути направлені на запобігання або істотне зниження забруднення навколишнього середовища.

Проектом передбачено виконати комплекс робіт з буріння та освоєння пошукових, розвідувальних свердловин, а також провести заходи щодо спостереження і контролю за охороною надр і навколишнього середовища. Конкретні технічні рішення розробляються безпосередньо в проектах на будівництво кожної розвідувальної свердловини – у повній відповідності з існуючими керівними нормативними документами.

Охорона атмосферного повітря

Забруднення атмосферного повітря при бурінні свердловин може відбуватися за рахунок викидів вуглеводнів, окислів сірки, вуглецю, азоту.

Шкідливі викиди в атмосферу відбуваються в процесі випробування і дослідження свердловин, розгерметизації технологічного обладнання на свердловинах, аварійного фонтанування свердловин, поривів водоводів, газоконденсатопроводів.

Масштаби можливого забруднення атмосферного повітря і ступінь екологічної небезпеки залежать від наступних причин: кліматичних особливостей району проведення робіт, досконалості технології буріння, наявності контрольно-вимірювальних приладів та ін.

Охорона повітряного басейну забезпечується в першу чергу застосуванням надійного високогерметичного обладнання, створенням системи контролю за забрудненням атмосфери і спеціальних служб спостереження і ліквідації загазованості.

До початку випробування свердловин необхідно забезпечити герметичність і надійність у роботі фонтанної арматури, викидних ліній, герметичність ємкостей, гідроізоляцію амбару. При продувці та очистці перед дослідженням свердловин газ, що виходить з них, повинен спалюватися, а вода і глинистий розчин – збиратися в амбарі.

Коливання концентрації ВВ повинні бути в межах норми: від 2,49 до 43,4 мг/м³.

При перевищенні ГДК у результаті аварії або передбачених технологією викидів в атмосферу підприємство зобов'язане сповістити про це органам, що здійснюють контроль за охороною атмосфери, і вжити заходи по ліквідації джерел і наслідків несприятливих впливів до гранично допустимих концентрацій забруднювачів.

Контроль за викидами полягає в обстеженні повітряного басейну поблизу підприємств з метою визначення концентрації шкідливих компонентів. Обстеження роблять протягом 10-15 днів.

Охорона водного середовища

Заходи щодо охорони водного середовища повинні передбачати охорону горизонтів з прісними водами у верхній частині геологічного розрізу, ґрунтових і поверхневих вод.

Охорона водного середовища включає: дотримання основ водного законодавства і нормативних документів в області використання та охорони водних ресурсів; здійснення заходів для запобігання і ліквідації попадання стічних вод і забруднюючих речовин у поверхневі і ґрунтові води, а також горизонти підземних вод; суворе дотримання вимог по будівництву та експлуатації водозаборів підземних вод; застосування бурових розчинів без шкідливих для питної води речовин; обсаджування інтервалів залягання горизонтів з питною водою декількома колонами з обов'язковою цементацією за колонного і міжколонного простору; систематичний контроль за станом водного середовища.

Особливими об'єктами охорони водного середовища є експлуатовані водоносні горизонти і водозабори господарсько-питного призначення.

Водоносні горизонти у верхній частині геологічного розрізу на площі дослідження приурочені до пісків та пісковиків четвертинних та палеогенових відкладів.

Водоносні горизонти, що залягають на глибинах 120-150 м, є джерелами для технічного водопостачання глибоких свердловин. Дебіти води з цих свердловин досягають 100-120 м³/добу. За фізичними властивостями води цих горизонтів прісні, мінералізація їх коливається близько 1 г/л.

У четвертинних відкладах підземні води приурочені до піщаного алювію. Колодязі, що експлуатують цей водоносний горизонт для потреб місцевого водопостачання, мають дебіт до 0,1 л/сек.

Охорона горизонтів з прісними водами від забруднення при їх розкритті повинна бути забезпечена за рахунок застосування екологічно нешкідливого бурового розчину. Після розкриття горизонти з прісними

водами повинні бути перекриті обсадною колоною з наступним цементуванням її високоміцним цементом до устя.

Зберігання родючого шару ґрунту, лісонасаджень

В екологічному відношенні район робіт є сільськогосподарським. Ґрунти являють собою середньогумусовий (структурний) чорнозем.

Водне живлення ґрунту здійснюється за рахунок атмосферних опадів. У районі робіт є невеликі ділянки лісопосадок. Зони, що особливо охороняються, відсутні, зрошення та осушення земель не робиться. У проектах повинні бути передбачені охоронні заходи, що забезпечать цілість природного шару ґрунту від забруднення і дозволять ввести його в сівозміну після проведення нейтралізації, технологічної і біологічної рекультивації порушених земель.

Зберігання родючого шару ґрунту від забруднення повинно бути забезпечене шляхом зняття 0,5-0,7 м шару і складування його в кагати в межах площі бурової. Для запобігання руйнації ґрунту від атмосферного впливу необхідно передбачити посів трави. За узгодженням землекористувача і контролюючих органів вибираються найбільш сприятливі умови для зняття шару ґрунту, що висвітлюється в акті про відвід землі.

Основними забруднювачами землі можуть бути: газовий конденсат, що розлився, буровий шлам, ПМР, хімреагенти в процесі буріння. Проникаючи в родючий ґрунт, усі ці забруднювачі змінюють її фізико-хімічний склад і властивості, руйнують ґрунтову структуру, погіршують режим ґрунту і кореневого живлення рослин.

Після остаточного будівництва свердловин і демонтажу бурового обладнання проводиться рекультивація землі, що включає наступні види робіт: нейтралізацію хімреагентів, технічну рекультивацію, біологічну рекультивацію.

По закінченні технічної рекультивації земельна ділянка, відведена у тимчасове користування, повертається колишньому власнику в стані, придатному для проведення сільськогосподарських робіт.

Охорона надр у процесі розбурювання

При бурінні свердловин значна увага повинна приділятися надійності, довговічності і безпеці як конструкції свердловини, так і обладнання її стовбура і вибою, запобіганню відкриття газових фонтанів, захисту середовища існування.

Конструкції газових свердловин, рецептури бурових і цементних розчинів забезпечують надійну ізоляцію всіх продуктивних пластів, що розкриваються свердловинами, дозволяють запобігти міжпластовим перетокам флюїдів протягом усього періоду розвідки і розробки родовища.

Для прикладу береться конструкція розвідувальної свердловини № 37.

Після первинного розкриття горизонти з прісними водами верхньої частини геологічного розрізу перекриваються обсадною колонною 426 мм.

Перша проміжна колона діаметром 324 мм спускається в глинисту товщу верхнього карбону на глибину 2270 м для закріплення нестійкого водоносного розрізу мезозою і нижньої пермі та безпечного розкриття нижчезалягаючих газоносних відкладів карбону.

Друга проміжна колона діаметром 245 мм спускається в глинисту товщу башкирського ярусу середнього карбону на глибину 3920 м для перекриття газоносних відкладів з гідростатичними пластовими тисками і подальшого безпечного розкриття порід у зоні АВПТ.

Експлуатаційну колону 168/140 мм слід спускати до вибою з метою ізоляції продуктивних горизонтів та роздільного їх випробування.

Найбільш небезпечним ускладненням при бурінні свердловин є відкриті газові фонтани. При їх виникненні створюються умови для міжпластових і за колонних перетоків, скупчення газу в міжколонних просторах, а також горизонтах, що залягають вище експлуатаційного об'єкту, відбувається викид в атмосферу газоконденсатної продукції.

Для попередження газових викидів, міжпластових перетоків необхідно передбачити комплекс технічних і технологічних рішень, починаючи з

процесу розкриття продуктивних горизонтів і закінчуючи процесом спуску експлуатаційної колони і її цементування.

Забруднення підгрунтового шару в процесі буріння свердловини може відбуватися в результаті впливу бурових і тампонажних розчинів, бурових стічних вод і шламу. Буріння свердловин передбачено з застосуванням бурових розчинів, оброблених хімреагентами. Рідкі хімреагенти необхідно зберігати в металевих ємностях з регульованим стоком, порошкоподібні – у критому сараї. Передбачені способи збереження хімреагентів повинні запобігти забрудненню підгрунтового шару на площадці бурової.

На період будівництва свердловин для збору і тимчасового збереження відпрацьованого бурового розчину з хімреагентами необхідно передбачити спорудження земляного шламового амбару в глинистому ґрунті. Відпрацьовані бурові розчини, шлам та ін. повинні бути утилізовані (або знешкоджені) і поховані в місцях, погоджених з державними контролюючими органами. Одним із способів знешкодження відходів буріння є їх змішування з в'язкими матеріалами (цемент, вапно). При використанні цементу витрата його приймається 4-6 % від ваги відходів буріння, при використанні вапна – до 10 кг/м³ розчину.

Після закінчення буріння та випробування свердловин на кожній площадці повинна бути виконана повна технічна і біологічна рекультивація порушеного шару ґрунту. Якщо за кліматичними умовами ці роботи не можуть бути виконані негайно, термін може бути продовжений, але не повинен перевищувати одного року з дня завершення робіт з демонтажу обладнання свердловини.

Збір, знешкодження і поховання відходів у процесі буріння свердловин

Буріння нафтових і газових свердловин може істотно впливати на забруднення навколишнього середовища.

Для попередження потрапляння в ґрунт, в поверхневі і підземні води, відходів буріння та випробування свердловин, організується система збору, очистки, накопичення і збереження відходів буріння, що передбачає:

- спорудження накопичувальних амбарів для роздільного збору відходів буріння і продуктів випробування свердловин;
- будівництво обвалування, що огорожує відведену ділянку від руйнації паводковими водами;
- пристрій трубопроводів для транспортування відпрацьованих бурових розчинів і стічних вод у місця їх збереження;
- впровадження систем замкненого (оборотного) водопостачання.

Необхідно передбачити тимчасове збереження на площадці бурової відпрацьованого бурового розчину і стічної води. Амбари створюються шляхом виїмки ґрунту і виконання насипного обвалування. Об'єм амбарів визначається об'ємами відходів, що утворюються. Дно і стінки амбарів повинні гідроізолюватися. В якості такого матеріалу можна використовувати поліетиленову плівку з нанесенням шару глини.

Можливі випадки витікання бурового розчину пояснюються наступними причинами:

- переповнюванням амбарів буровим розчином при бурінні додаткових свердловин;
- неякісним підготуванням площадки та осипанням ґрунтів;
- руйнацією обвалування паводками, рясними дощами.

При витіканні бурового розчину і нафтопродуктів забруднюються ґрунт, ріки і водойми. Для запобігання подібних випадків слід підвищити якість розрахунків будівельно-монтажних і земляних робіт, вчасно вживати заходи щодо ліквідації залишків бурових розчинів після закінчення буріння.

З метою доочищення бурових стічних вод (БСВ) застосовуються ставки-відстійники, де відбувається аерування і додаткова біологічна очистка стоків. Для доочищення БСВ, крім біологічних ставків, застосовуються різного роду фільтри.

В даний час найбільш доцільним заходом щодо утилізації очищених стічних вод є поховання стоків у глибоких поглинаючих горизонтах. Якщо закачування стоків у підземні горизонти неможливо, рекомендується повторне використання очищених стічних вод для готування бурового розчину.

Найбільш продуктивним рішенням питання охорони НС є використання очищених БСВ у системі замкнутого водопостачання. Повторне застосування води дозволяє раціонально підійти до використання водних ресурсів і значно знизити або припинити зовсім скидання стічних вод. Для цього повинні бути розроблені досить ефективні очисні спорудження.

IV ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1. Основні техніко-економічні показники геологорозвідувальних робіт

Економічну оцінку ефективності пошуково-розвідувального буріння на Дорошівському родовищі виконано в цінах, які умовно прийняті постійними протягом всього періоду, що розглядається.

Вихідні дані для проведення розрахунків наведені в таблиці 4.1.1

Таблиця 4.1.1 Вихідні дані для проведення розрахунків

Товарний газ становить 99,388 % від видобутого газу.

4.2 Вартість та геолого-економічна ефективність проектних робіт *Ефективність будівництва свердловини № 35*

Таблиця 4.2.1 – Зведені техніко-економічні показники ефективності пошуково-розвідувального буріння на Дорошівському родовищі

V ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Небезпечні та шкідливі фактори, які можуть виникати при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

При проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт можуть виникати різноманітні небезпечні та шкідливі фактори, зокрема:

Фізичні небезпеки: Це можуть бути травми, спричинені впливом фізичних чинників, таких як падіння обладнання, зсуви ґрунту або скель, обвалення тунелів або шахт, аварії з транспортними засобами і вибухи.

Хімічні ризики: Геологорозвідувальні роботи можуть здійснюватися в районах, де виявлені різноманітні хімічні речовини, які можуть бути небезпечними для здоров'я. Наприклад, можуть бути наявні токсичні метали або хімікати, які використовуються для обробки порід.

Біологічні фактори: В деяких випадках геологорозвідувальні роботи можуть проводитися в природних середовищах, де є ризик контакту зі шкідливими біологічними факторами. Це можуть бути шкідливі мікроорганізми, які можуть спричинити захворювання або інфекції.

Фактори безпеки: Робота на великій висоті, використання важкого обладнання, робота з вибуховими матеріалами і робота в небезпечних умовах можуть створювати потенційні небезпеки для працівників.

Екологічні наслідки: Геологорозвідувальні роботи можуть мати негативний вплив на природні екосистеми. Неправильне видалення відходів, забруднення водних джерел або лісових масивів, знищення рідкісних видів тварин і рослин.

5.2. Розробка заходів з охорони праці

5.2.1. Заходи з техніки безпеки

Основні заходи з техніки безпеки, а саме: проходження працівниками обов'язкового навчання, інструктажів чи перевірок з охорони праці; дотримання працівниками вимог інструкцій; наявність у працівників засобів особистого захисту (окуляри, форма, каска, спеціалізоване взуття); вміння правильно експлуатувати обладнання; знання та дотримання правил роботи в темний час доби, а також заборон та застережень під час бурових робіт та правила оформлення робочих місць

Основні заходи з техніки безпеки, які можуть бути вжиті при проведенні геологорозвідувальних робіт, включають:

Обов'язкове навчання та інструктажі: Працівники повинні проходити обов'язкове навчання з охорони праці та інструктажі, які ознайомлюють їх з правилами та процедурами безпеки на робочому місці. Це включає правила поведінки, процедури екстреного випадку, використання засобів особистого захисту та інші важливі аспекти безпеки.

Дотримання вимог інструкцій: Працівники повинні дотримуватись вимог, встановлених у відповідних інструкціях та правилах. Це може включати правила щодо використання обладнання, обробки матеріалів, безпечного переміщення на робочому місці та інші важливі вказівки.

Засоби особистого захисту: Працівники повинні мати доступ до необхідних засобів особистого захисту, таких як захисні окуляри, форма, каска, спеціалізоване взуття тощо. Вони повинні правильно використовувати ці засоби для забезпечення своєї особистої безпеки.

Правильна експлуатація обладнання: Працівники повинні бути навчені та вміти правильно використовувати різноманітне обладнання, що використовується в геологорозвідувальних роботах. Це включає знання процедур безпеки, правильного включення та вимикання обладнання, а також здатність виявляти можливі несправності чи потенційні небезпеки.

5.2.2. Заходи з виробничої санітарії

Основні заходи з виробничої санітарії на геологорозвідувальних підприємствах включають:

Правила оформлення приміщень: Побутові та адміністративні приміщення повинні бути організовані згідно з вимогами санітарних норм. Це включає забезпечення належної вентиляції, достатнього освітлення, наявність чистих санітарних приміщень та інших необхідних умов для забезпечення здорового та безпечного робочого середовища.

Допустимі рівні шуму, освітлення та випромінювання: Виробничі приміщення повинні відповідати нормам щодо рівнів шуму, освітлення та випромінювання. Допустимі рівні шуму повинні бути контрольовані та не перевищувати встановлені норми. Освітлення повинно бути належним для забезпечення безпечних умов праці, а рівні випромінювання (наприклад, від електромагнітного поля) повинні бути контрольовані та не перевищувати небезпечних меж.

Вентиляційні системи: Наявність вентиляційних систем є важливим аспектом виробничої санітарії. Вони забезпечують свіже повітря, видалення шкідливих або небезпечних речовин, запобігають накопиченню шкідливих випарів або пилу, а також підтримують комфортні умови для працівників.

5.3. Пожежна безпека

Можливі причини виникнення пожеж при геологорозвідувальних роботах та бурінні свердловин можуть включати:

Несправність або неправильна експлуатація обладнання: Несправність електричного обладнання, джерела енергії або інших технічних систем може стати причиною короткого замикання або перегрівання, що може спричинити пожежу.

Вибухові матеріали та горючі речовини: Використання вибухових матеріалів або наявність горючих речовин при геологорозвідувальних роботах може створювати потенційну загрозу пожежі, особливо в разі недотримання відповідних заходів безпеки.

Недбале поводження з вогнем: Неналежне поводження з вогнем, зокрема куріння, недотримання правил безпечного використання вогню або неправильне поводження з вогнем під час буріння свердловин, може призвести до виникнення пожежі.

Протипожежний захист та дотримання протипожежної безпеки у виробничих приміщеннях і спорудах геологорозвідувальних підприємств включають наступні заходи:

Установлення та підтримання протипожежного обладнання: Пожежні вогнегасники, протипожежні системи оповіщення, автоматичні спринклерні системи та інші протипожежні засоби повинні бути встановлені та підтримуватись у справному стані.

ВИСНОВКИ

Дорошівське нафтогазоконденсатне родовище відкрите в 1984 році за результатами випробування в параметричній свердловині №422 горизонту Б-12 башкирського ярусу середнього карбону, під час дослідження якого було отримано промисловий приток газу.

На Дорошівському родовищі пробурено 19 свердловин загальним метражем буріння 70389 м, із них метраж параметричного буріння становить 4504 м, пошуково-розвідувального буріння – 43565 м, експлуатаційного – 22320 м, свердловина № 46 знаходиться в бурінні.

Поклади газу виявлені в горизонтах: М-1 московського ярусу; Б-8 та Б-12 башкирського ярусу середнього карбону; С-4, С-5, С-8 серпуховського ярусу нижнього карбону. Поклади нафти виявлені в горизонтах: Г-12 гжельського ярусу та К-6 касимовського ярусу верхнього карбону.

В 2015 р. складений „Уточнений проект дорозвідки Дорошівського НГКР”, відповідно до якого в 2015-2018 рр. пробурені розвідувальні свердловини №№ 41, 42, 43, 44.

В результаті буріння свердловин №№ 41, 43 та № 44 встановлені нові дані про нафтогазоносність Дорошівського родовища. Свердловина № 41 рокрила продуктивний пласт горизонту М-1 в окремому блоці, свердловина № 43 встановила існування покладу горизонту С-4 в південно-східній частині родовища, свердловиною № 44 розширено площу газоносності горизонту Б-12.

Таким чином, на даний час всі передбачені проектом свердловини реалізовані. Позитивні результати буріння і випробування свердловин Дорошівського родовища дозволяють внести корективи в геологічну будову родовища і значно збільшити перспективи видобутку вуглеводнів за рахунок збільшення площі продуктивності відомих покладів, що і стало підставою для складання проекту дорозвідки.

Проектом передбачається проведення на площі глибокого розвідувального буріння, головною метою якого буде розкриття перспективних горизонтів башкирського середнього та серпуховського ярусів нижнього карбону

Для реалізації основної задачі – розширення контуру газоносності, переведення розвіданих запасів у промислову категорію та прискорення освоєння покладів Дорошівського родовища запропоновано буріння розвідувальних свердловин №№ 49, 35, 37 з проектними глибинами 3900 м, 3900 м, 4150 м, відповідно.

Для встановлення меж розширення промислової продуктивності горизонту Б-12 запроектовано буріння розвідувальних незалежних свердловин №№ 49, 35 з проектними глибинами 3900 м. Свердловина № 37 дозволить встановити розповсюдження колекторів горизонтів С-4 та С-5 в блоці свердловин №№ 5, 26.

Глибини проектних свердловин визначались на основі існуючої моделі будови родовища, наявних структурних побудов, виконаних з урахуванням даних пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння, даних сейсмозв'язки за методикою 3D.

Можливий приріст запасів вуглеводнів за рахунок реалізації проектних робіт може скласти: горизонт Б-12 по категорії С₂ (332) – 486 млн м³ (св.№№ 49, 35); горизонти С-4 та С-5 по категорії С₂ (332) – 71 млн м³ та 55 млн м³ (свердловина № 37) відповідно, а запаси категорії С₂ (код класу 122+222) в об'ємі 22 млн м³ будуть переведені до вищої категорії.

Виконано техніко-економічне обґрунтування буріння і розрахована ефективність буріння.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- 1 Атлас родовищ нафти і газу України/ Ю.О. Арсірій, С.В. Гошовський та інші. – Львів, 1998.
- 2 Доповнення до проекту дорозвідки Дорошівського ГКР/ Лагутін А.А., Петлиця В.В. – Харків, 2012.
- 3 ДСТУ 4068-2002 Документація. Звіт про геологічне вивчення надр. Загальні вимоги до побудови, оформлення та змісту.
- 4 Звіт про виконання сейсморозвідувальних робіт на Дорошівській площі за технологією 3Д / Войцицький З.Я., Безтелесний С.А.,Київ 2014р.
- 5 Паспорт на Східно-Дорошівську структуру. Київ 2014р.
- 6 Геолого-економічна оцінка Дорошівського нафтогазоконденсатного родовища Харківської та Полтавської області. 2014р. / Ковлагіна Г.К.
- 7 Уточнений проект дорозвідки Дорошівського НГКР. 2015./ Вольченкова А.В.
- 8 Проект дорозвідки Дорошівського НГКР. 2017/ Волчкова І.М.