

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

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології

До захисту
завідувач
кафедри Л. С. К.
19.06.2023

Спеціальність 103 Науки про Землю

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему «Оцінювання фільтраційно-ємнісних показників покладів
вуглеводнів нижньокам'яновугільної системи Семиренківського
газоконденсатного родовища»

Пояснювальна записка

Керівник
ст. викл. Ворк М.О.
посада, наук. ступінь, ПІБ
Ворк
підпис, дата

Виконавець роботи
Гарулько І.В.
студент, ПІБ
група 201.ПКЗ
Гарулько
підпис, дата

Консультант за 1 розділом
ст. викл. Вольченко А.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом
ст. викл. Ворк М.О.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом
к.т.н. доц. Несереденко Т.М.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
ст. викл. Ворк М.О.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом
ст. викл. Ворк М.О.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту _____

Полтава, 2023

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

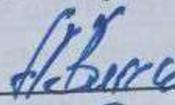
Факультет, Інститут Навчально-науковий інститут нафти і газу

Кафедра Буріння та геології

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Бакалавр

Спеціальність 103 Науки про Землю
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри


" 07 05 2023 року

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Горулько Ігор Валентинович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Оцінювання фільтраційно-ємнісних показників покладів вуглеводнів нижньокам'яновугільної системи Семиренківського газоконденсатного родовища

2. Керівник проекту (роботи) старший викладач Вовк М.О.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджений наказом вищого навч. закладу від 20. 03. 2023 року №236-фа

2. Строк подання студентом проекту (роботи) _____

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

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

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Тема, актуальність, мета та задачі роботи; структурна карта площі, сейсмогеологічний профіль, літолого-стратиграфічний профіль, висновок. (у формі презентації).

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

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

7. Дата видачі завдання _____

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	22.05–04.06
4	Економічна частина	05.06–11.06
5	Охорона праці	12.06–15.06
6	Попередні захисти робіт	16.06–19.06
7	Захист бакалаврської роботи	20.06–21.06

Студент

(підпис)

Тарк Торчишко

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

ст. викл. Ровк М.О. Ровк

ЗМІСТ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1	Географо–економічні умови	9
1.2	Геолого–геофізична вивченість	10
1.3	Геологічна будова	
	1.3.1 Стратиграфія	13
	1.3.2 Тектоніка	26
	1.3.3 Нафтогазоносність	32
	1.3.4 Гідрогеологічна характеристика	33
1.4	Висновки до розділу 1	37

РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1	Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт	38
	2.1.1 Обґрунтування постановки робіт	38
	2.1.2 Система розміщення свердловин	39
	2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження	40
	2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів	43
	2.1.5 Лабораторні дослідження	44
	2.1.6 Оцінка перспективності площі	45
2.2	Підрахунок запасів	52
2.3	Висновки до розділу 2	54

РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1	Гірничо–геологічні умови буріння	55
3.2	Обґрунтування конструкції свердловини	57
3.3	Режими буріння	59
3.4	Характеристика бурових розчинів	60
3.5	Охорона надр та навколишнього середовища	62
3.6	Висновки до розділу 3	65

						КР.БГ.201пНЗ. 712033.ПЗ		
Змн.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дата				
Затвердив		Винников Ю.Л.				Стадія	Арквш	Акрвшів
Розробив		Горулько І.В.				4	60	
Керівник		Вовк М.О.			НУПІ ім. Ю.Кондратюка			
					ННІНГ			
Н.контроль					Кафедра БГ			

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1	Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт	66
4.2	Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт	67
4.3	Висновки до розділу 4	68

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1	Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт	70
5.2	Розробка заходів з охорони праці	
	5.2.1 Заходи з техніки безпеки	72
	5.2.2 Заходи з виробничої санітарії	74
5.3	Пожежна безпека	75
5.4	Висновки до розділу 5	77

ВИСНОВКИ	78
----------	----

ДОДАТОК А Проектний літолого-стратиграфічний розріз	81
-----------------------------------------------------	----

ДОДАТОК Б Структурна карта відбиваючого горизонту V _{вз?} (C _{1v1})	82
----------------------------------------------------------------------------------------	----

ДОДАТОК В Геологічний профіль по лінії свердловин 4-10-17	83
-----------------------------------------------------------	----

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ANNOTATION

The Semyrenkivske field is tectonically located within the within the near-axial zone of the central part of the DGZ. According to the oil and gas geological zoning, it is confined to the Hlynsko-Solokhivske oil and gas bearing area.

The paper analyzes the geological structure of the Semyrenkivske field, namely the main petrophysical properties and composition of the reservoir rocks of the productive horizons of the Visean sediments (B-16a, B-16b, B-16c, B-16d, B-17a, B-17b, B-17c, B-17d, B-18a, B-18b, B-18c, B-19), as well as the promising Tournai and Faménian horizons.

To solve the main task of assessing the oil and gas content of the deep horizons (5-8 km) of the Semyrenkivske field, drilling of well No. 17 with a design horizon of 8 km was planned; it includes a set of geological and geophysical studies, core and sludge sampling, laboratory analysis and resource estimation.

The bachelor's thesis "Evaluation of filtration and capacitance parameters of hydrocarbon deposits of the Lower Carboniferous system of the Semyrenkivske gas condensate field" was prepared in accordance with the assignment.

The qualification work contains the following components: geological, special, geological and geophysical, technical, economic, environmental and occupational safety. The explanatory note is made on 81 pages, contains 1 figure, 5 tables. The work is supplemented by appendices: Structural map of the reflective horizon Vv3? (C_{1V1}), geological profile along the line of wells 4-10-17, design lithological and stratigraphic section.

**KEYWORDS: DEPOSIT, FRANIAN, FAMENIAN STAGE,
RESERVOIR ROCKS, HYDROCARBONS**

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

7

ВСТУП

Семиренківське родовище розташоване в приосьовій зоні Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). В будові площі беруть участь осадові відклади палеозою, мезозою та кайнозою.

В межах цієї частини ДДЗ встановлена промислова нафтогазоносність в широкому стратиграфічному діапазоні на суміжних – Кавердинському, Солохівському, Західно-Солохівському, Кошевойському, Комишнянському родовищах.

За щільністю прогнозних ресурсів район є одним з найперспективніших зі щільністю потенційних ресурсів вуглеводнів 50-100 тис.т/км².

В межах Семиренківського родовища передбачається буріння параметричної свердловини з метою розвідки більш глибоких горизонтів кам'яновугільної системи, відклади якої є газопродуктивними (В-16-19).

Мета даної кваліфікаційної роботи: оцінювання фільтраційно-ємнісних показників покладів вуглеводнів нижньокам'яновугільної системи Семиренківського газоконденсатного родовища

Основні задачі роботи: оцінка фільтраційно-ємнісних показників порід-колекторів розрізу, аналіз геолого-геофізичної характеристики розрізу, оцінка перспектив нафтогазоносності приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Об'єкт дослідження: перспективні відклади нижнього карбону, а саме низи верхньовізейського під'ярусу, нижньовізейського під'ярусу, турнейського ярусу нижнього карбону, фаменського та верхів франського ярусу верхнього девону до проектної глибини 8000 м.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

8

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

РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Географо-економічні умови

Семиренківське газоконденсатне родовище розташоване на території Шишацького району Полтавської області України, в 15 км на північ від райцентру м.Шишаки і в 50 км на північний захід від м.Полтави.

В геоморфологічному відношенні родовище розміщене в Придніпровській низовині в долині р.Псьол, лівої притоки р.Дніпро. За характером рельєфу площа району робіт являє собою еродовану рівнину, розчленовану глибокими балками та ярами і характеризується загальним нахилом поверхні рельєфу зі сходу на захід-північний захід.

В гідрографічному відношенні район робіт знаходиться на вододілі річок Ворскли і Псла та його притоки – р.Грунь-Ташань. Правий берег, як правило, високий, порізаний балками та ярами з широко розвинутими зсувними явищами. Русла рік досить звивисті, з чисельними меандрами, що утворюють багаточислені озера, стариці, заболочені ділянки. Майже по всій довжині долини річок покриті сосновими і мішаними лісами.

Клімат району помірно-континентальний з середньорічною температурою $+7,2^{\circ}\text{C}$, річною кількістю опадів – 490-500 мм. Найбільш холодний місяць – січень, з середньою температурою -8°C , найбільш жаркий – липень, з середньомісячною температурою $+20\div 25^{\circ}\text{C}$.

Переважає напрямок вітрів в першому півріччі – східний, в другому – західний і північно-західний.

Згідно ландшафтно-геохімічного районування України площа родовища знаходиться у лісостеповій біокліматичній зоні. Рослинний світ представлений як різнотрав'ям, кущами, так і достатньо великими лісовими масивами.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

9

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

В кінці 70-х – початку 80-х років у центральній приосьовій зоні ДДЗ проводилось параметричне буріння, яке є складовою частиною регіональних геолого-геофізичних досліджень, що дозволяє вирішити багато які стрижневі проблеми геології, нафтогазоносності, визначити оптимальний напрямок геологорозвідувального процесу на перспективу.

Буріння параметричних свердловин здійснювалось на виявлених і підготованих сейсмозвідкою по нижньокам'яновугільному комплексу глибокозанурених невеликих за розмірами структур, які вистроюються ланцюжком у північно-західному напрямку від крупного СолохівськоДиканьського валу. Це Кошевійська, Бакумівська, Комишнянська, Перевозівська, Лисівська та інші структури.

Результати буріння одноіменних параметричних свердловин виявилися успішними – багатьма з них на значних глибинах (глибше 5500 м), котрі раніше вважались безперспективними, були відкриті промислові поклади газоконденсату. Перевозівською вперше на Україні на глибині 6222-6300 м був отриманий промисловий приток газу.

Буріння параметричних свердловин показало значне збільшення товщин всіх стратиграфічних підрозділів, внаслідок чого при глибинах свердловин 6100-6400 м передбачувані нижньовізейські, турнейські та фаменські відклади виявилися не розкритими.

З метою вивчення геологічної будови приосьової зони центральної частини ДДЗ, в тому числі літолого-фаціального складу, колекторських і екрануючих властивостей відкладів нижнього карбону і частково надсольового девону була розпочата бурінням Лисівська свердловина № 9 проектною глибиною 8000 м, проектним горизонтом – девонські відклади.

Основні відомості про геологічну будову площі досліджень отримані за результатами сейсмозвідувальних робіт та глибокого буріння.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

12

Девонська система (D)

Представлена нижнім, середнім і верхнім відділами.

Верхній відділ (D₃)

Відклади верхнього відділу будуть розкриті в об'ємі франського і фаменського ярусів.

Франський ярус (D₃f)

Верхньофранський під'ярус (D₃f₃)

Франський ярус підрозділяється на основі мікрофауністичних визначень на три під'яруси: нижній, середній і верхній, в яких в ДДЗ виділяють відповідно: киновський, саргаєвський, семилукський, алатирський, воронезький, євлановський і лівенський горизонти.

Параметричною свердловиною будуть розкриті тільки породи верхньої частини лівенського горизонту верхньофранського під'яруса, представлені чергуванням пачок карбонатних, сульфатних, рідше теригенних порід з кам'яною сіллю.

Ангідрити сірі, світло-сірі з блакитним відтінком, міцні, щільні, зі скляним блиском, ділянками тонкогоризонтальношаруваті.

Доломіти сірі, темно-сірі з буруватим відтінком, щільні, міцні, тонкокристалічнозернисті. Кам'яна сіль прозора з жовтувато-рожевим відтінком, масивна, ділянками тонкогоризонтальношарувата за рахунок забруднення глинистим матеріалом. Розкрита товщина верхньофранських відкладів очікується – 60 м.

Нижньофаменський під'ярус (D₃fm₁)

Представлений переважно теригенними породами, іноді з домішками туфогенного матеріалу з підпорядкованими прошарками карбонатних порід.

Пісковики і алевроліти зеленувато-сірі, сірі, поліміктові, аркозові від дрібно-тонкозернистих до грубозернистих, гравелитисті, міцні, щільні, збагачені пірокластичним матеріалом з полімінеральним цементом.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

15

Вапняки темно-сірі, пелітоморфні, пелітоморфно-згусткові, оолітові, щільні, міцні. Аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, міцні, горизонтально-косошаруваті, плитчасті.

Для вивчення порід під'ярусу передбачений відбір керна в об'ємі 50 м. Очікувана товщина нижньофаменських порід – 570 м.

Верхньофаменський під'ярус (D₃fm₂)

Відклади під'ярусу складені переважно перешаруванням теригенних порід із підпорядкованими прошарками карбонатних порід.

В нижній частині під'ярусу відмічається збагачення порід туфогенним матеріалом. У верхній частині під'яруса, де простежуються відклади, кількість пірокластичного матеріалу зменшується

Пісковики світло-сірі з блакитним, жовтувато-зеленим відтінками, бурувато-коричневі, аркозові, олігоміктові, мезоміктові, різнозернисті, крупнозернисті, гравелитисті, міцні, щільні, масивні і косошаруваті, з карбонатним, карбонатно-серицитовим, пірито-карбонатним, кварцовим регенераційно-конформним цементами.

Алевроліти темно-сірі, дрібно- і середньозернисті, слюдисті, кварцові, олігоміктові з уламками мікрокварцитів і вугільним шламом.

Аргіліти темно-сірі до чорних, прошарками строкатобарвні, міцні, щільні, гідрослюдистого, каолінит-гідрослюдистого складу, з домішками обвугленого рослинного детриту, включеннями сферолітів сидериту.

Вапняки сірі, темно-сірі, глинисті, мікрозернисті, прихованотонкошаруваті з залишками дрібних, тонкостінних брахіопод, остракод.

В верхній частині під'ярусу можуть бути зустрінуті газонасичені пісковики.

Для вивчення верхньофаменських порід і границі між під'ярусами передбачений відбір керну в об'ємі 65 м.

Очікувана товщина під'ярусу – 470 м.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

16

Кам'яновугільна система (С)

Відклади кам'яновугільної системи вивчені більш повно в порівнянні з відкладами девонської системи, так як залягають на доступних для буріння глибинах, є основним об'єктом пошуків промислових покладів ВВ.

Кам'яновугільні відклади розкриті на повну товщину на багатьох площах і родовищах в прибортових і бортових зонах до рівня візейських і частково турнейських відкладів - у ряді свердловин, які пробурені в приосьовій зоні центральної частини ДДЗ.

Границя між девоном і карбоном прийнята в ДДЗ по подошві XV мікрофауністичного горизонту.

З метою підсічення і вивчення границі між девоном і карбоном закладається відбір керну в об'ємі 55 м.

Кам'яновугільна система підрозділяється на три відділи: нижній, середній і верхній.

Нижній відділ (С₁)

Нижньокам'яновугільні відклади представлені: турнейським, візейським і серпуховським ярусами.

Турнейський ярус (С_{1t})

Відклади ярусу підрозділяються на два під'яруси – нижній і верхній.

Нижньотурнейський під'ярус (С_{1tb-c})

Відклади нижньотурнейського під'ярусу трансгресивно залягають на підстилаючих породах девонської системи, складені потужною товщею переважно карбонатних порід з тонкими прошарками темно-сірих, гідрослюдистих аргілітів.

В нижній частині під'ярусу простежуються малопотужні пласти пісковиків і аргілітів.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

17

Вапняки сірі, темно-сірі до чорних, глинисті, мікрозернисті, доломітизовані, дуже міцні, щільні, чергуються з вапняками сірими, світло-сірими, біоморфно-детритовими, які складені з уламків брахіопод, остракод, конодонт, обривками водоростей і форамініферами.

Пісковики сірі, дрібно-, середньо- і різнозернисті, прошарками крупнозернисті, глинисті, олігоміктові, кварцові, в основному, з гідрослюдистим цементом, відмічається дрібний обвуглений, детрит.

Аргіліти темно-сірі, чорні, міцні, щільні, місцями з включеннями вапняків і бурих сидеритів.

Очікувана потужність нижньотурнейського під'ярусу – 255 м.

Верхньотурнейський під'ярус (C_{1td})

Відклади під'ярусу представлені сірокольоровою карбонатною товщею з підпорядкованими прошарками аргілітів, які збільшуються до покрівлі під'ярусу.

Вапняки світло-сірі, масивні, органогенно-детритові перешаровуються з вапняками темно-сірими до чорних, глинистими, дуже міцними, кристалічно-зернистими, ділянками доломітизованими.

Аргіліти сірі, темно-сірі до чорних, гідрослюдисті, іноді окремілі, щільні.

Для вивчення цих відкладів планується відбір керну в об'ємі 60 м. Очікувана товщина під'ярусу – 145 м.

Візейський ярус (C_{1v})

Відклади візейського ярусу за своїми фауністичними та літолого-фаціальними особливостями підрозділяються на два під'яруси: нижній і верхній.

Нижньовізейський під'ярус (C_{1v1})

Нижньовізейські відклади представлені потужною монотонною товщею карбонатних порід з тонкими пропластками аргілітів. В нижній та середній частинах розрізу простежуються малопотужні (0,6-1,0 м) пісковики.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

18

Вапняки темно-сірі, сірі, прихованокристалічні, глинисті, масивні, щільні, місцями доломітисті, з незначною домішкою піщаного матеріалу.

Аргіліти темно-сірі до чорних, вапнисті, плитчасті, міцні, щільні, алевроитисті, з тонкорозсіяним піритом.

Пісковики сірі, світло-сірі, середньо- та дрібнозернисті, кварцові, з карбонатно-гідрослюдистим цементом.

Для вивчення порід нижньовізейського під'ярусу і встановлення границі з верхньовізейським передбачений відбір керну в об'ємі 70 м.

Розкрита товщина нижньовізейського під'ярусу становить 280 м, очікувана – 530 м.

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v2})

Відклади представлені переважно аргілітами з прошарками алевролітів і рідкими, тонкими прошарками вапняків.

Вапняки темно-сірі, щільні, міцні, прихованокристалічні, тріщинуваті.

Алевроліти сірі, темно-сірі, щільні, міцні, шаруваті, піритизовані.

Аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, масивні, прошарками вуглисті, тріщинуваті.

Пісковики світло-сірі, сірі, з буруватим відтінком, тонко- та дрібнозернисті, міцноцементовані, прошарками середньозернисті, середньозцементовані, кварцові, слюдисті, косошаруваті, з вуглистим детритом по нашаруванню, тріщинуваті, з сутуро-стилолітовими швами, з полімінеральним цементом.

Серпуховський ярус (C_{1s})

Відклади серпуховського ярусу представлені в об'ємі двох під'ярусів – нижнього і верхнього, які різняться за літолого-фаціальними характеристиками і між якими встановлена регіональна стратиграфічна незгідність.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

19

Нижньосерпуховський під'ярус (C₁S₁)

Відклади складені потужною аргіліто-алевролітовою товщею з рідкими малопотужними пісковиками та ще більш рідкими тонкими прошарками вапняків.

Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, слабослюдисті, ущільнені, з вуглистим детритом, з дзеркалами сковзання, інколи з залишками криноїдей, остракод, форамініфер.

Алевроліти темно-сірі, сірі, кварцово-слюдисті, тонкошаруваті, з вуглистим детритом по нашаруванню, з розсіяним піритом.

Пісковики сірі, дрібнозернисті, кварцові, слабослюдисті, міцноцементовані, з примазками вуглистого детриту, з карбонатно-глинистим цементом.

Вапняки темно-сірі, сірі, глинисті, перекристалізовані, міцні, з органічним детритом, з включенням піриту. Органічні рештки представлені криноїдеями, моховатками, стулками остракод та форамініферами

Очікувана товщина відкладів під'ярусу коливається в межах 363-379 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C₁S₂)

Відклади під'ярусу незгідно залягають на підстилаючих породах нижньосерпуховського під'ярусу.

Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, прошарками вапнисті, неясношаруваті, з дрібним вуглистим детритом, дзеркалами сковзання.

Алевроліти темно-сірі, сірі, дрібнозернисті, прошарками крупнозернисті, олігоміктові, поліміктові, з карбонатно-глинистим цементом.

Вапняки темно-сірі, сірі, мікрозернисті, глинисті, ділянками перекристалізовані, тріщинуваті, з органогенним детритом.

Пісковики сірі, світло-сірі, кварцові, дрібнозернисті, прошарками поліміктові, крупнозернисті, з включенням вуглистого детриту, з карбонатно-глинистим цементом.

Очікувана товщина під'ярусу коливається в межах 394-430 м.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

20

Середній відділ (C₂)

Представлений башкирським і московським ярусами.

Башкирський ярус (C_{2b})

Відклади ярусу трансгресивно перекривають породи нижньокам'яновугільного відділу, представлені двома під'ярусами – нижнім і верхнім.

Нижньобашкирський під'ярус складений в нижній частині переважно аргілітами з прошарками алевролітів та вапняків, в верхній – чергуванням потужних пластів вапняків з прошарками зеленувато-сірих вапнистих аргілітів і рідких пісковиків.

Алевроліти сірі, зеленувато-сірі, міцні, слюдисто-кварцові, тонкошаруваті.

Аргіліти темно-сірі до чорних, в нижній частині бурувато-сірі, зеленувато-сірі, ущільнені, алевритисті, прошарками вапнисті.

Вапняки світло-сірі до темно-сірих, мікрозернисті, перекристалізовані, ділянками доломітизовані, глинисті, міцні, з включенням піриту та вуглистої речовини, з рештками криноїдей, моховаток, голок їжаків, уламками брахіопод, гастропод та форамініферами поганої збереженості.

Пісковики сірі, темно-сірі, дрібнозернисті, глинисті, олігоміктові, міцноцементовані, шаруваті, з вуглистим детритом по нашаруванню, з глинисто-карбонатним цементом.

Товщина під'ярусу коливається в межах 139-162 м.

Верхньобашкирський під'ярус представлений переважно теригенними породами з малопотужними поодинокими прошарками вапняків. Для під'ярусу характерна наявність пластів пісковиків значної товщини (25-30 м).

Аргіліти темно-сірі, алевритисті, слабослудисті, щільні, шаруваті.

Алевроліти світло-сірі, зеленувато-сірі, кварцові, щільні, з включенням сидеритів.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

21

Пісковики світло-сірі, різнозернисті, кварцові, олігоміктові, неясношаруваті, з глинисто-карбонатним цементом.

Вапняки світло-сірі до білих, прихованокристалічні, доломітизовані, містять в собі численні рештки брахіопод, остракод, пелеципод та форамініфер.

Товщина верхньобашкирського під'ярусу змінюється від 496 м до 523 м.

Московський ярус (C_{2m})

Відклади ярусу складені переважно теригенною товщею порід: перешаруванням потужних піщаних пачок з пачками аргілітів, підпорядкованими прошарками алевролітів та тонкими рідкими вапняками.

Пісковики сірі, світло-сірі, середньо- та дрібнозернисті, кварцові, поліміктові, з включеннями вуглистого детриту.

Аргіліти сірі, темно-сірі, зеленувато-сірі, алевритисті, з залишками обвугленого детриту.

Алевроліти сірі, темно-сірі, зеленувато-сірі, косошаруваті, слюдисті.

Вапняки сірі, темно-сірі, детритусові, глинисті.

Товщина ярусу коливається в межах від 522 до 549 м.

Верхній відділ (C₃)

Підрозділяється на касимовський та гжельський яруси, відклади яких складені чергуванням потужних пачок пісковиків з аргілітами, алевролітами та рідкими вапняками

Пісковики світло-сірі, сірі, дрібно- та середньозернисті, поліміктові, масивні. Аргіліти сірі, світло-сірі, темно-сірі, прошарками вапнисті, з залишками обвугленого рослинного детриту, інколи з рештками морської фауни. Алевроліти світло-сірі, зеленувато-сірі, слюдисті, з вуглефікованим рослинним детритом.

Вапняки сірі, перекристалізовані, органогенно-детритові. Товщина відділу змінюється від 582 до 629 м.м.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

22

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Пермська система (P)

Представлена тільки нижнім відділом.

Нижній відділ (P₁)

Відклади нижнього відділу незгідно залягають на верхньокам'яновугільних утвореннях, виділяються в об'ємі картамишської світи, складені строкатобарвними глинами з прошарками алевролітів, строкатобарвних пісковиків, сірих, зеленувато-сірих.

Товщина відділу змінюється від 151 до 175 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Представлена тріасовою, юрською та крейдіною системами

Тріасова система (T)

Відклади тріасової системи зі стратиграфічною та кутовою незгідностями залягають на нижньопермських породах. За літологічним складом розподілені на чотири товщі: піщано-глинисту, піщану, піщано-карбонатну і глинисту.

Піщано-глиниста представлена потужною глинистою товщею в нижній частині та перешаруванням глин і пісковиків у верхній.

Пісковики і алевроліти сірі, світло-сірі, строкатобарвні, дрібнозернисті.

Глини строкатобарвні, щільні

Товщина відкладів коливається в межах від 125 до 151 м.

Піщана товща представлена переважно пісковиками сірими, світло-сірими, дрібно- та середньозернистими, в середній частині конгломератовидними.

Товщина відкладів змінюється від 153 до 180 м.

Піщано-карбонатна товща складена перешаруванням глин строкатобарвних, пісковиків світло-сірих, з вапняковими конкреціями.

Товщина відкладів складає 50-65 м.

Глиниста товща складена перешаруванням строкатобарвних глин з прошарками пісковиків зеленувато-сірих, різнозернистих та алевролітів

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

23

строкатобарвних.

Товщина відкладів змінюється від 308 до 324 м.

Юрська система (J)

Представлена середнім і верхнім відділами.

Середній відділ (J₂)

Виділений в об'ємі байоського, батського та келовейського ярусів. Відклади відділу незгідно залягають на тріасових породах, складені в нижній частині переважно глинами, в верхній – перешаруванням глин і алевролітів. В підосві відділу простежується пласт пісковика товщиною 15 м.

Глини сірі, темно-сірі, зеленувато-сірі, в верхній частині відділу блакитно-сірі, карбонатні.

Пісковики і алевроліти сірі, дрібнозернисті, різнозернисті, кварцові.

Товщина середнього відділу коливається від 197 м до 208 м.

Верхній відділ (J₃)

Представлений оксфордським і кімериджським ярусами.

Відклади ярусу незгідно залягають на породах середньоюрського відділу, представлені в нижній частині глинами зеленувато-сірими, вапнистими з прошарком пісковика сірого, дрібнозернистого, в верхній частині – перешаруванням карбонатних пісковиків, алевролітів з глинами строкатобарвними, піщанистими та рідкими прошарками вапняків піщанистих.

Товщина верхнього відділу коливається від 273 м до 304 м.

Крейдяна система (K)

Трансгресивно перекриває відклади юрської системи.

Представлена нижнім і верхнім відділами.

Нижній відділ (K₁)

Складений пісками сірими, дрібнозернистими та кварцовими пісковиками сірими, дрібнозернистими з прошарками вуглистих глин.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

24

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

Товщина нижньокрейдяного відділу коливається в межах від 111 м до 138 м.

Верхній відділ (K₂)

Відклади відділу незгідно залягають на підстилаючих породах нижньої крейди, виділяються в об'ємі сеноманського, туронського, сантонського, шампанського та маастрихтського ярусів.

Сеноманський ярус представлений пісками, пісковиками світло-сірими, зеленувато-сірими, дрібно-середньозернистими, кварцово-глауконітовими з жовнами фосфоритів і глинами сірими, блакитно-сірими, щільними.

Відклади турон-маастрихтського ярусів складені однорідною мергельно-крейдяною товщею.

Крейда біла, писальна.

Мергелі блакитно-сірі, місцями піщанисті, слюдисті, крейдоподібні.

Товщина відкладів верхнього відділу коливається по родовищу від 466 м до 481 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Кайнозойські відклади трансресивно залягають на відкладах мезозойської ератеми, представлені палеогеновою та нерозділеними четвертинною і неогеновою системами.

Палеогенова система (P)

Представлена палеоценом, еоценом і олігоценом, складена пісками, глинами, мергелями.

Піски зеленувато-сірі, дрібно- та середньозернисті, кварцово-глауконітові.

Глини сірі, жовтувато-сірі, піщанисті. Мергелі світло-сірі, піщанисті з фосфоритовими включеннями. Товщина змінюється від 156 м до 196 м.

Неоген-четвертинна система (N+Q)

Відклади нерозділеної неоген-четвертинної товщі представлені пісками жовтувато-сірими, тонкозернистими, кварцово-глауконітовими, в'язкими

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

25

глинами, суглинками сірувато-жовтими, піщанистими, ґрунтово-рослинною верствою.

Товщина четвертинної та неогенової систем змінюється від 45 м до 98 м.

1.3.2 Тектоніка

Дніпровсько-Донецька западина входить до складу крупного надпорядкового Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького прогину, який простягається від Полісся до Каспія. В його складі виділяються: Прип'ятський прогин, Дніпровсько-Донецька западина, Донецький прогин та інші поперечні структури першого порядку, у відособленні яких зіграли значну роль архейсько-протерозойські глибинні розломи.

ДДЗ – це кам'яновугільно-кайнозойська синекліза, яка залягає на пізньодевонському рифті, тобто утворення її генетично пов'язане з рифтогенезом. По поверхні фундаменту і пізньодевонських горизонтах у поздовжньому розрізі фіксуються широкі зони Барановичсько Астраханського і Прип'ятсько-Маничського шовних крайових глибинних розломів.

В кам'яновугільних синеклізних відкладах ці крайові глибинні розломи простежуються у вигляді регіональних розривів, створюючи Дніпровсько-Донецький грабен.

Структура поверхні консолідованого фундаменту ДДЗ багато в чому обумовлює її геологічну будову, а також особливості формування структурних форм осадового чохла, як можливих пасток вуглеводнів (рис.1.1).

У структурі фундаменту відображені основні тектонічні елементи – південний і північний борти та грабен, який знаходиться між ними,

					КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

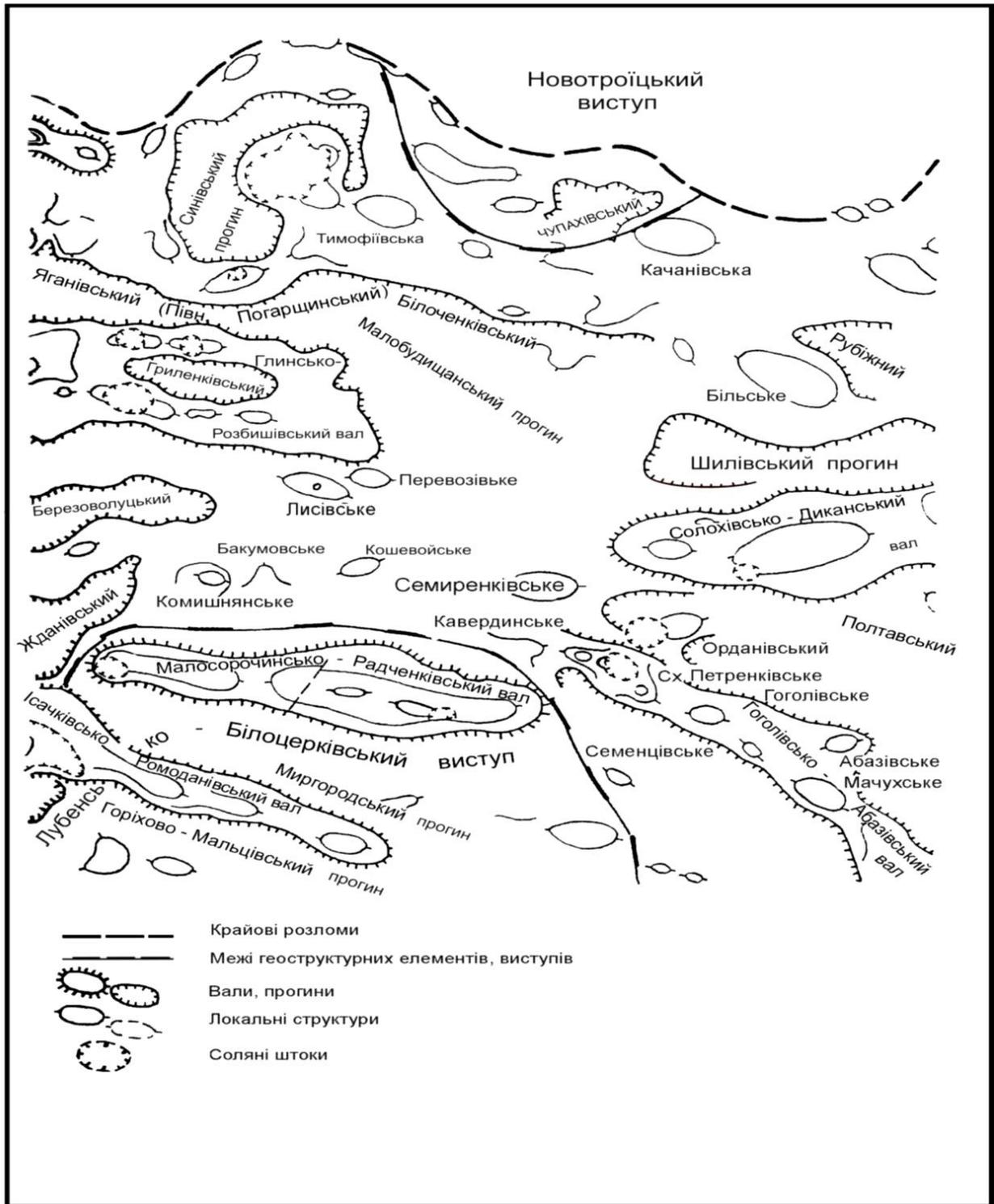


Рис.1.1 Фрагмент тектонічної карти Дніпровсько-Донецької западини

Масштаб 1:500 000

обмежений протяжними крайовими розломами, що відділяють бортові частини з відносно простим, переважно моноклінальним заляганням поверхні фундаменту від грабена. Крайові розломи, в основному, північно-західного

					КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

простягання, мають звивисту форму і утворюють ряд мисоподібних виступів і заток у тілі бортів.

Зони зчленування центрального грабена з бортовими частинами авлакогена дуже складні. Тут спостерігаються всі види переходів – від величезних уступів з сумарною амплітудою 3-4 км і більше, які представляють собою систему зближених, кулісоподібно розташованих скидів і утворених ними вузьких різнонахилених ступенів, до мало-амплітудних, широковіддалених один від одного скидів і плікативних форм рельєфу.

По комплексу структурно-речовинних і глибинно-генетичних особливостей в ДДЗ виділяються: середньодевонський платформений дорифтовий, пізньодевонський рифтовий, кам'яновугільно-ранньопермський синеклізно-міogeосинклінальний, мезозойський синеклізно-платформений, кайнозойський платформенно-синеклізний етапи геотектонічного розвитку, які сприяли утворенню структурних поверхів або структурно-формаційних комплексів.

Кожний з етапів обумовлювався ендегенними геодинамічними процесами, переважно в астеносферному та коро-мантіїному діапірах, які пов'язані дорифтовими архейсько-протерозойськими осьовими розломами.

Геодинамічні процеси в астеносферному шарі сприяли проникненню рухливої магми та флюїдів через послаблені зони надглибинних осьових розломів, які розвивалися знизу вгору, створенню під земною корою коромантіїного діапіру, вертикально-горизонтальне поширення якого у пластичному підкоровому субстраті призвело до формування рифейного, а згодом – пізньодевонського рифту.

В залежності від величини стискаючих геодинамічних процесів в цих діапірах відбувалося накопичення середньодевонських платформених, верхньодевонських рифтових, турнейськонижньовізейських рифтово-синеклізних, верхньовізейсько-нижньопермських синеклізних відкладів.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

28

Незначні пульсаційні стискаючі геодинамічні процеси в діапірах сприяли відособленню мезозой-кайнозойської ДДЗ і накопиченню платформено-синеклізних мезозойських та платформених малопотужних кайнозойських відкладів.

У середньодевонський платформений дорифтовий етап відбувалося закладання або розвиток крайових, приосьових розломів, проникнення по них, особливо у зонах пересічення з дорифтовими близькомеридіональними розломами, магми, внаслідок розширення астеносферного та коромантійного діапірів. Це призвело до слабкого здіймання «плечей» девонського рифту, незначного прогину земної кори, насамперед у зонах потенційних синсклепінних рифтових глибинних розломів, і до спорадичного накопичення платформених малопотужних середньодевонських відкладів.

Пізньодевонському рифтовому етапу були властиві пульсаційні висхідні рухи, які сприяли формуванню склепінних осьових і прирозломних підняття поверхні фундаменту, рифтових розломів і вулканічної діяльності, а іншим етапам – пульсаційні стиснення, які приводили до розформування вказаних підняття і накопичення потужних товщ.

На ранньокам'яновугільному синеклізно-міогеосинклінальному етапі геотектонічного розвитку занурення дугоподібно припіднятих девонських і частково кам'яновугільних горизонтів супроводжувалось коробленням, особливо поблизу розломів, і ускладнювалось галокінезом, набуваючи підняття більш крупних розмірів, ніж в девонських і турнейськонижньовізейських відкладах. Пульсаційні занурення кам'яновугільнонижньопермських дрібно- ритмічних утворень сприяли повному або частковому розформуванню, склепінних і прирозломних підняття, які існували на рифтовому етапі, відповідно, в осьовій і приосьовій зонах ДДЗ.

В середньодевонському платформеному дорифтовому етапі геотектонічного розвитку ДДЗ єдиного грабену або рифту, очевидно,

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

29

не існувало, накопичення середньодевонських відкладів відбувалося спорадично. Зі структурною незгідністю на кристалічному архейсько-протерозойському фундаменті залягають малопотужні середньодевонські відклади, які умовно підрозділяються на два структурноформаційні комплекси: ейфельський і живетський, які складені піщано-глинистими і сульфатно-карбонатними, іноді вулканогенними сірими, строкатобарвними породами.

Верхньодевонський рифтовий структурний поверх характеризується інтенсивним зануренням рифту і його окремих блоків, високими швидкостями часто некомпенсованого осадконакопичення, низькою зрілістю уламкового матеріалу, різкими змінами режимів геотектонічного розвитку і осадконакопичення, трансгресіями і регресіями моря, перервами в осадконакопиченні і інтенсивним вулканізмом. Сумарна потужність цього поверху досягає 10 км.

За структурно-формаційними особливостями цей поверх підрозділяється на два підповерхи і чотири рифтові структурно-формаційні комплекси тісно пов'язаних між собою осадово-вулканогенних утворень, які відокремлені один від одного крупними структурними, кутовими і стратиграфічними незгідностями.

Кам'яновугільно-нижньопермський синеклізно-міogeосинклінальний структурний поверх представлений комплексом генетично і структурно зв'язаних морських, паралічних, ритмічних і регіонально витриманих горизонтів вапняків, аргілітів, вугілля, пісковиків і солі, які відрізняються більш високою, ніж у девонських, ступінню зрілості уламкового матеріалу, відсутністю вулканізму, високою швидкістю занурення і компенсованого осадконакопичення, розвитком компенсаційної складчастості короблення або сольового нагнітання.

Від девонського поверху відділяється докам'яновугільною структурною незгідністю, під якою залягають девонські або докембрійські складки,

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

30

дислоковані розривами локального і регіонального характеру з різними амплітудами.

Мезозойський платформенно-синеклізний структурний поверх. В кінці палеозоя відбулася революційна перебудова структурного плану ДДЗ, яка сприяла інтенсивному росту ускладнених девонською сіллю локальних піднять і формуванню міжрегіональної структурної незгідності.

Кайнозойський платформений структурний поверх. Повсюдно на розмитій поверхні крейдових і більш древніх утворень, які порушені плікативною і диз'юнктивною складчастістю залягають різновікові малопотужні породи кайнозойського структурного поверху, в складі якого виділяються два структурно-формаційні комплекси: палеогеновий глинистокварц-глауконіт-мергелистий, неоген-антропогеновий піщано-глинисто-лесовий.

По поверхні кристалічного фундаменту в районі Семиренківської структури простежується Сулимівський виступ, що відгалужується від широкого крайового Лубенсько-Білоцерківського виступу. Сулимівський виступ моноклінально занурюється в бік осьової частини западини від 6,5 км до 9 км, і поступово переходить в сідловину, яка розділяє два великих прогини - Лютенський і Солохівський, де глибина залягання кристалічного фундаменту сягає 11 км.

В межах Сулимівського виступу присутній ряд диз'юнктивів субмеридіонального і субширотного простягання, амплітудами від 250 до 500 м. Над одним із субширотних диз'юнктивів, що ускладнює північносхідне закінчення Сулимівського виступу, і знаходиться Семиренківське підняття.

Уява про геологічну будову Семиренківської структури і даного регіона в цілому базується на даних глибокого буріння і сейсмічних досліджень, якими був вивчений кам'яновугільно-нижньопермський структурний поверх.

Будова девонського структурного поверху висвітлена в північнозахідній частині ДДЗ, де він залягає на доступних для буріння глибинах (до 4-5 км). В

					КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

приосьовій зоні центральної частини ДДЗ девонські відклади залягають на значних, важкодоступних для буріння глибинах (більш 7-8 км).

Девонський структурний поверх в загальних рисах повторює структурний план розмитої поверхні кристалічного фундаменту, тут переважають структури облягання складних за будовою блоків фундаменту.

Район розташування Семиренківської структури належить до відносно стабільного блоку фундаменту, де в розрізі девону відсутні соленосні міжсольові і надсольові відклади, чітко проявляється блокова структура підсольового девону і де домінує розвиток переважно малоамплітудної унаслідкованої складчатості з незначним зміщенням склепінь і збільшенням їх з глибиною[10].

1.3.3 Нафтогазоносність

Семиренківське газоконденсатне родовище згідно існуючого нафтогазогеологічного районування розташоване в Глинсько-Солохівському нафтогазоносному районі, який приурочений до центральної частини ДДЗ і є одним з найпріоритетніших по видобутку вуглеводнів[15].

Поблизу від Семиренківського родовища розташовані такі відомі газоконденсатні родовища, як Солохівське та Зах.-Солохівське, Гоголівське, Комишнянське[5].

Район характеризується досить широким стратиграфічним діапазоном промислової нафтогазоносності – від юрських до турнейських відкладів включно, що відповідає глибинам від 1000 до 6000 м.

В формуванні структурних елементів району активну участь відіграв галокінез, прояви якого спостерігаються навіть в зонах значних депресій. Характерною рисою для району є і різноманітність типів покладів вуглеводнів – пластові, масивно-пластові, склепінні, з літологічним та тектонічним екрануванням.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

32

використовувати їх для водопостачання.

Водоносні горизонти верхньої гідродинамічної зони характеризуються активним обміном між собою і денною поверхнею, що обумовлює низьку мінералізацію. Швидкість руху вод – 5-10 м/рік, ступінь метаморфізації незначна.

Регіональним водоупором, що відділяє зону активного водообміну від зони уповільненого водообміну є водонепроникні верхньо-, середньоюрські глини.

З глибиною активність водообміну зменшується, внаслідок чого пластові води юрських та тріасових відкладів відносяться вже до зони уповільненого водообміну, де відмічається вплив високомінералізованих вод нижньої гідродинамічної зони – зони дуже уповільненого водообміну.

Водоносні горизонти зони уповільненого водообміну мають швидкість руху вод 1-5 м/рік, малометаморфізовані.

До нижньої гідродинамічної зони – зони дуже уповільненого водообміну відносяться водоносні горизонти девонських, кам'яновугільних та нижньопермських відкладів, які не мають активних областей живлення та розвантаження. Від вищезалігаючої зони відділяється водонепроникними пермськими глинами.

З причин малої швидкості руху і складних умов залягання динаміка пластових вод нижньої гідрогеологічної зони практично не вивчена. Аналіз термобаричних і гідрохімічних даних свідчить, що води нижньої зони знаходяться, так би мовити, у квазістатичному стані. Переміщення водних мас відбувається в основному в горизонтальному напрямку, а також у вертикальному по тектонічних порушеннях, про що свідчать гідрохімічні аномалії.

Пластові води нижньокам'яновугільного водоносного комплексу приурочені до пісковиків та, рідше, тріщинуватих вапняків.

					КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Водоносні горизонти нижньокам'яновугільних відкладів часто не пов'язані між собою. Характерним для них є низькі питомі дебіти свердловин, що свідчать про низьку водозбагаченість.

В зоні дуже уповільненого водообміну склалися особливо сприятливі умови для збереження і накопичення родовищ нафти і газу. Це кам'яновугільні та девонські відклади, які залягають на доступній для буріння глибині.

Перспективи нафтогазоносності слід пов'язувати саме з цією зоною. Зона уповільненого водообміну у цьому відношенні малоперспективна, а зона активного водообміну, взагалі, безперспективна для пошуково-розвідувальних робіт на нафту та газ.

					КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.4 Висновки до розділу 1

1. Семиренківське газоконденсатне родовище розташоване в Глинсько-Солохівському нафтогазоносному районі, де відкриті Солохівське та Зах.-Солохівське, Гоголівське, Комишнянське родовища.

2. На родовищі виявлені поклади в інтервалі 4990-5600 м у відкладах нижнього карбону (верхньовізейського під'ярусу: В-16, В-17, В-18, В-19), виявлені колектори є теригенними, порового, тріщино-порового та порово-тріщинного типів.

3. Район Семиренківської структури відноситься до блоку фундаменту, де відсутні соленосні міжсольові і надсольові відклади, чітко проявляється блокова структура підсольового девону.

4. Нижньокам'яновугільний водоносний комплекс приурочений до пісковиків та, рідше, тріщинуватих вапняків, що мають непроникний флюїдоупор у вигляді юрських глин. Даний комплекс має уповільнений водообмін. Саме тут очікуються сприятливі умови для формування покладів.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

					КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

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

Дослідження розвізу Семиренківського родовища та буріння сверловин проводиться з метою:

- вивчення глибинної будови площі;
- отримання геолого-геофізичної характеристики розрізу;
- оцінки перспектив нафтогазоносності родовища, що розташоване в приосьовій зоні ДДЗ.

Розріз в межах Семиренківської структури вивчений пошуково-розвідувальним та експлуатаційним бурінням до глибини 5200-5600 м (верхньовізейський під'ярус - горизонти В-19 включно). В даній роботі одним із завдань є вивчення розрізу починаючи з відкладів горизонту В-20 верхньовізейського під'ярусу.

Об'єктами вивчення є відклади низів верхньовізейського під'ярусу, нижньовізейського під'ярусу, турнейського ярусу нижнього карбону, фаменського, верхньої частини франського ярусу верхнього девону.

Дослідження дозволить вирішити наступні геологічні і наукові задачі:

1. Уточнити стратиграфічне розчленування розрізу (визначити геологічний вік порід, їх літологічний склад, фауністичну та палінологічну характеристику, товщини стратиграфічних комплексів).
2. Отримати геолого-геофізичні параметри для літолого-стратиграфічної прив'язки геофізичних розділів.
3. Виявити прямі та непрямі ознаки нафтогазоносності розрізу, виділити можливо продуктивні світи, горизонти, пласти, уточнити перспективні запаси газу[11].
4. Проаналізувати властивості порід (пористість, проникність, тріщинуватість) та виділити пласти-колектори та непроникні покришки.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

38

2.1.1 Обґрунтування постановки робіт

В межах Семиренківського родовища планується виявити аномалії для закладання свердловин.

По відбиваючому горизонту $V_{в3}$, який приурочений до верхньої частини нижньовізейського під'ярусу, Семиренківська структура фіксується досить чітко і виражена як брахіантикліналь північно-західного простягання. Більш глибинна будова підняття сейсмічними дослідженнями невисвітлена, хоча можна припустити, що й по більш глибокозалягаючих відкладах турнейського і фаменського віку морфологія складки.

Проектна глибина свердловини – 8000 м (додаток В). Передбачається, що при цій глибині будуть розкриті відклади фаменського ярусу на повну товщину і частково соленосні відклади франського ярусу верхнього девону.

У разі відсутності продуктивних пластів у розрізі нижньовізейських, турнейських або фаменських відкладів, свердловина буде переведена у фонд експлуатаційних для розробки газоконденсатного покладу В-19.

2.1.2 Система розміщення свердловин

На Семиренківському родовищі пробурено 13 глибоких пошуково-розвідувальних та експлуатаційних свердловин, якими вивчений розріз до глибини 5673 м, у тому числі однією свердловиною – до глибини 6242 м. В процесі буріння цих свердловин накопичений багатий досвід безаварійної проводки свердловин, встановлені оптимальні технічні та технологічні умови буріння, розкриття продуктивних пластів, проведення геофізичних досліджувальних робіт, буріння з відбором керну.

На дані площі планується буріння 1 параметричної свердловини №17 до глибини 6242 м.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

39

- літологічне вивчення розрізу;
- попередню оцінку нафтогазоперспективності розрізу та колекторських властивостей гірських порід;
- визначення просторового розміщення вибою свердловини.

Детальні дослідження параметричної свердловини виконуються у невивченій частині розрізу та у передбачуваних нафтогазоперспективних інтервалах і в комплексі з іншими геолого-геофізичними даними повинні забезпечити:

- розчленування досліджуваного розрізу на пласти з максимальною деталісттю, їх прив'язку по глибині;
- визначення літотипів виділених пластів;
- виділення колекторів та оцінку їх фільтраційно-ємнісних властивостей;
- якісну та кількісну характеристику флюїдонасичення, встановлення міжфлюїдних контактів та границь перехідних зон.

Комплекс детальних досліджень повинен виконуватись у мінімально короткі строки після розкриття розрізу бурінням, максимальні інтервали досліджень – не більше 150-100 м.

Загальні дослідження до глибини 4000 м проводяться не рідше, ніж через 200-500 м, в інтервалі глибин 4000-8000 м – 150-100 м. Раніше проведені вимірювання всіма видами досліджень, крім кавернометрії і термометрії, повинні перебиватися під час наступних досліджень не менше, ніж на 50 м.

При підвищенні газових показників у газовому каротажі до 2 % необхідно припинити буріння, виконати детальний комплекс ГДС і його первинну інтерпретацію. За результатами інтерпретації ГДС при необхідності провести ВПТ.

					КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Одержані геофізичні матеріали використовуються для кінцевої ув'язки глибин, різночасових досліджень, видачі геофізичних заключень по інтервалах до випробування в колоні, прив'язки до розрізу інтервалів перфорації. Перед спуском колони проводяться вимірювання профілеміром для більш точних розрахунків об'єму за колонного простору при цементуванні.

Під час розкриття перспективного горизонту вперше, а також при одержанні ознак нафтогазоносності розбурених відкладів за даними газового каротажу, прямих спостережень, проведення комплексу обов'язкових методів ГДС повинно бути у мінімально можливий термін після розкриття даного інтервалу.

З урахуванням визначених інтервалів, масштабів та термінів їх дослідження, проведення ГДС приурочується до технологічних зупинок при бурінні, які пов'язані з підготовкою до заміни промивальної рідини та спуску колони, з визначенням положення вибою свердловини, необхідністю випробування у процесі буріння та вирішенням інших геологічних і технологічних питань. Черговість проведення окремих видів ГДС повинна відповідати вимогам комплексної інтерпретації та геолого-технічним умовам у свердловині.

Перш за все виконують електричні методи досліджень, далі акустичні та радіоактивні. При цьому використовується промивальна рідина, на якій проводилось буріння.

В параметричній свердловині передбачається проведення вертикального сейсмічного профілювання (ВСП) з метою вивчення хвильових полів в реальних геологічних середовищах. Дані ВСП використовуються для ідентифікації різноманітних хвиль (однократні відбиті, багатократні і частково-кратні, поперечні, обмінні та заломлені), а також здійснити стратиграфічну прив'язку основних хвиль, отримати інформацію про середні і пластові швидкості розрізу, коефіцієнти відбиття та

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

42

Поклади вуглеводнів на Семиренківському родовищі виявлені в інтервалі глибин 4990-5600 м у відкладах верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону в розрізі продуктивних горизонтів: В-16 (пласти В-16а, В-16б, В-16в, В-16г, В-16д), В-17 (пласти В-17а, В-17б, В-17в, В-17г), В-18 (пласти В-18а, В-18б, В-18в), В-19 (пласт В-19) і пов'язані з теригенними колекторами порового, тріщино-порового та порово-тріщинного типів. Розкритий поверх продуктивності складає 610 м.

Поклади родовища - по морфогенетичних ознакам склепінні, пластового класу, часто літологічно обмежені.

Поклад В-19 є найбільш вагомим за кількістю розвіданих запасів і промисловим значенням. Саме одержанням з нього промислового припливу газу з конденсатом у св. № 2 було відкрите Семиренківське родовище.

Колектор пласта літологічно представлений потужною від 28,4 м до 59,4 м витриманою по площі пачкою піщаних пластів і пропластків розділених незначними за товщиною прошарками аргілітів і алевролітів.

Ефективна газонасичена товщина змінюється від 18,6 м (св. № 4) до 32,4м (св. № 7), пористість коливається в межах 6,5-12 %, насиченість 83-87%.

Газонасичена частина пласта В-19 розкрита на повну товщину свердловинами в межах глибин 5500-5603 м.

Поклад пласта В-19 склепінний, повнопластовий, має розміри 9,1х4,9 км, висоту – 106 м.

Поклад В-18в. Колектор пласта пісковика В-18в має обмежене розповсюдження в північно-західній частині склепіння. За заключенням ГДС газонасичений кондиційний інтервал пласта розкритий тільки свердловиною № 7, де ефективна товщина дорівнює 3,0 м, ефективна пористість 8,6 %, газонасиченість – 95 %.

Поклад В-18в пластовий, з південного сходу обмежений літологічним контуром, має розміри 1,9х1,0 км, висоту – 24 м.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

46

Поклад В-18б. Загальна товщина по площі родовища змінюється від 8,6 м (св. № 4) до 18,8 (св. № 7), ефективна газонасичена – від 6,0 м (св. № 4) до 10,8 (св. № 10).

Ефективна середньозважена пористість по пласту коливається в межах від 7,5 % до 10,5 %, газонасиченість – від 87 % до 93 %.

Поклад В-18а. Газонасичена частина покладу розкрита усіма свердловинами родовища, що досягли продуктивного горизонту В-18.

Колектор піщаного пласта В-18а широко розвинений по всій площі родовища. Загальна товщина піщаного тіла змінюється від 20,2 м (св. № 4) до 35,2 м (св. № 2), ефективна газонасичена – від 1,8 м (св. № 9) до 18,2 (св. №2).

За даними ГДС пористість газонасичених пісковиків варіює від 6,5 % до 13 %, а середньозважена по товщині в свердловинах змінюється – від 7,9 % (св. № 7) до 8,8 % (св. № 10). Середньозважена газонасиченість коливається від 85 % до 97 %.

Поклад В-18а є пластовим, склепінним, має розміри 5,75х3,1 км, висоту – 48 м.

Поклад В-17г. Газонасичена частина пласта розвинена переважно в центральній, склепінній і північно-західній частині Семиренківської складки і розкрита свердловинами №№ 2, 7, 10, 51 в межах глибин 5267,0-5274,8 м.

Згідно промислово-геофізичних досліджень свердловинами №№ 3, 4, 9 розкриті ущільнені різновиди піщаного пласта В-17г. Загальна товщина пласта коливається від 11,6 м до 14,6 м, ефективна газонасичена – від 1,8 м (св. № 2) до 5,4 м (св. № 51), ефективна середньозважена пористість – від 7 % до 8,5 %, середньозважена газонасиченість 89-97 %.

Поклад В-17г є пластовим, склепінним, з півдня та сходу екранований літологічним контуром, має розміри 4,4х2,5 км, висоту – 36 м.

Поклад В-17в. Колектор пласта простежується по всій площі родовища.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

47

Його загальна товщина варіює від 16 м (св. № 7) до 31 м (св. № 3), ефективна – від 2,8 м (св. № 3) до 14,0 м (св. № 2). Ефективна середньозважена пористість по свердловинах коливається в межах 6,5 % - 9 %, насиченість 84-95 %.

Поклад В-17в пластовий, склепінний, має розміри 6,25х3,63 км, висоту – 57 м.

Поклад В-17б. Газонасичена частина пласта розкрита в інтервалах глибин 5156,4- 5216,6 м. Загальна товщина пласта коливається від 9,4 м до 20,8 м, ефективна газонасичена від 2,0 м (св. № 10) до 9,8 м (св. № 7). Ефективна середньозважена по товщині пористість коливається від 7,2 % до 8,8 %, газонасиченість – від 87 % до 95 %.

Поклад пласта В-17б характеризується як пластовий, склепінний, з північного сходу і півдня екранований літологічними контурами. Його розміри складають 6,0х2,3 км, висота – 45 м.

Поклад В-17а. Загальна товщина пласта невелика і змінюється від 6 м до 9 м, ефективна газонасичена від 0,8 м (св. № 4) до 5,0 м (св. № 2).

За даними ГДС середньозважена відкрита пористість колектора по свердловинах коливається від 6,5 % до 9,2 %, середньозважена газонасиченість – від 87 % до 93 %. Газоводяний контакт покладу свердловинами не розкритий.

Поклад пласта В-17а пластовий, склепінний, з двох сторін – північного заходу та сходу обмежений літологічними контурами заміщення колектора, має розміри 2,75х2,2 км, висоту – 40 м.

Поклад В-16д. Загальна товщина пласта, як і ефективна не витримані по площі і коливаються в межах 24,0-2,2 м і 12,6-1,0 м відповідно, набуваючи максимального значення в св. № 7. Ефективна пористість варіює в межах 7 % - 9 %, газонасиченість 85 % - 96 %.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

48

Поклад В-16г. Ефективна пористість змінюється від 9,0 % до 7,5 %, газонасиченість від 93 % до 66 %. Поклад в блоці св. № 7 пластовий, зі сходу та південного сходу літологічно обмежений, має розміри 2,25x1,6 км, висоту – 10 м.

Поклад В-16в. Ефективна товщина теригенного колектора коливається від 7,6 м (св. № 10) до 13,6 м (св. № 51), ефективна пористість – від 6,8 % до 11 %, газонасиченість – 68-83 %. Поклад В-16в відноситься до типу пластового, з заходу, півдня і південного сходу обмежений літологічним контуром. Поклад має розміри 2,8x2,1 км.

Поклад В-16б. Ефективна пористість змінюється від 8,0 % до 7,5 %, газонасиченість від 81 % до 87 %. Поклад пластовий, зі сходу та заходу обмежений контурами ущільнення колектора.

Поклад В-16а. Середньозважена по товщині в свердловинах відкрита пористість варіює від 7 % (св. № 51) до 9,5 % (св. № 10), відповідно середньозважена газонасиченість змінюється від 70 % (св. № 2) до 95 % (св. № 51). Поклад пластовий, склепінний, зі сходу обмежений лінією літологічного ущільнення колектора, має розміри 5,5x2,6 км, висоту – 50 м.

Дослідження більш глибоких горизонтів в межах сусідніх родовищ показали їх продуктивність.

В свердловині № 10 Семиренківського родовища при випробуванні карбонатних відкладів нижньовізейського під'ярусу (горизонт В-25-26) через фільтр в інтервалі 6223-5975 м отримали непромисловий приплив газу $Q_{тр./зтр.} = 23,1/752,8$ м³/добу.

Промислова нафтогазоносність нижньовізейських відкладів підтверджена випробуванням в свердловинах Лесяківського, Світличного, Озеряньського родовищ в межах Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району.

На Лесяківському родовищі з відкладів горизонту В-26 в свердловині № 500 з інтервалу 3670-3674 м через діафрагму Ø5 мм - 98 тис.м³/добу.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

49

Колектором є пісковик, ефективна товщина складає 4,8 м, пористість 14 %, газонасиченість 78 %.

Поклад пластовий, літологічно обмежений.

В межах Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району промислова газонасиченість колекторів турнейського ярусу доведена випробуванням в свердловинах Лесяківського, Свиридівського, Василівського, Андріяшівського, Мачухського родовищ.

Горизонт Т-1. Промисловий приток вуглеводнів отримали на Лесяківському родовищі, де в св. № 500 з інтервалів 3670-3674 м (С1v) та 3720-3726 м (С1t) отримали приплив газу дебітом 98 тис.м3/добу через діафрагму Ø 5 мм. Колектором є пісковик, ефективна газонасичена товщина складає 2,6 м, пористість змінюється від 8 % до 15 %, газонасиченість становить 81 %.

Поклад літологічно обмежений.

Горизонт Т-2. Газонасиченість горизонту доведена випробуванням на

Мачухському родовищі. Поклад за будовою масивний, склепінний. Ефективна газонасичена товщина коливається від 15,6 м до 25,6 м, пористість окремих прошарків коливається в межах від 6 % до 12 %, насиченість складає 80 %.

Промислові притоки вуглеводнів з відкладів фаменського ярусу девонської системи були отримані на Мачухському, Личківському, Клиньсько-Краснознаменському, Рудівсько-Червонозаводському, Радянському, Козіївському, Західно-Козіївському, Бугруватівському, Іскрівському родовищах.

Горизонт Ф-1 приурочений до верхньої частини фаменського ярусу.

Промислова газонасиченість горизонту доведена випробуванням на Мачухському, Личківському, Клиньсько-Краснознаменському,

Рудівсько-Червонозаводському родовищах.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

50

Пористість окремих прошарків вапняків за даними ГДС коливається в межах від 4,5 % до 8 % (св. № 5), ефективна товщина від 0,6 м до 2,0 м, пористість окремих прошарків пісковиків змінюється від 8,5 % (св. № 5) до 15 % (св. № 1), ефективна газонасичена товщина пісковиків складає від 1,4 м до 3,6 м.

Горизонт Ф-2. Промислові притоки вуглеводнів з теригенних колекторів горизонту отримані на Мачухському, Радянському, Личківському родовищах.

Газонасичені інтервали горизонту Ф-2 розкриті на Мачухському газовому родовищі свердловинами №№ 1, 5, 51. Загальна розкрита товщина колекторів-пісковиків змінюється від 14,8 м (св. № 51) до 39,6 м (св. № 5).

Ефективна газонасичена товщина окремих прошарків змінюється від 1,0 м до 6,4 м, пористість окремих прошарків коливається від 6,0 % до 9,0 %.

Поклади, які містить горизонт, відносяться до типу пластових, масивно-пластових, тектонічно екранованих та/або літологічно обмежених.

Горизонт Ф-3. Газоносність колекторів горизонту виявлена на Іскрівському газоконденсатному родовищі. Ефективні товщини змінюються від 3,2 до 8,2 м, пористість коливається в межах від 9,1 % до 14,3 %, газонасиченість складає 86-87 %.

Поклади, які містить горизонт, відносяться до пластових, склепінних, тектонічно екранованих, літологічно обмежених.

Горизонти Ф-7, Ф-8. Промислова нафтоносність горизонтів доведена випробуванням на Західно-Козіївському нафтовому родовищі, де з пісковиків, розкритих в свердловині № 51 (інтервал 4520-4545 м) отримали 35 м³ нафти на добу. Ефективна газонасичена товщина окремих прошарків змінюється від 3,8 до 18,7 м, пористість коливається в межах від 6 % до 12 %, нафтонасиченість складає 87-92 %.

Поклади нафти пластові, тектонічно екрановані, літологічно обмежені.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

51

Горизонт Ф-9. Свердловинами №№ 2, 16, 22, 91 Бугруватівського родовища розкриті нафтоносні поклади горизонту Ф-9. При випробуванні в свердловині № 22 з інтервалу 3570-3580 м отриманий приплив нафти дебітом 165,0 т/добу. Колектор представлений пісковиком ефективною товщиною 2,6 м, пористість становить 11 %, коефіцієнт нафтонасичення складає 80 %.

Нафтові поклади горизонту за своєю будовою пластові, склепінні, тектонічно екрановані і літологічно обмежені.

2.2 Підрахунок запасів

Запаси в межах Семиренківського родовища були підраховані по масивно-пластовим та тектонічно-екранованим покладам. Запаси початкові видобувні категорій A+B+C₁: газу — 7620 млн. м³; конденсату — 721 тис.т [1].

Запаси відносяться до типу розвіданих і мають промислове значення по горизонтам В-19. Саме одержанням з нього промислового припливу газу з конденсатом у св. № 2 було відкрите Семиренківське родовище[3].

На дані площі планується буріння параметричної свердловини, на яку не планується приріст запасів нафти і газу, але результати буріння можуть дати можливість уточнити геологічну будову розрізу та дати матеріали для регіонального вивчення та уточнення прогнозних ресурсів нафти і газу території та в більш глибоких горизонтах.

У випадку необхідності уточнення приросту запасів буде використаний об'ємний метод.

Оцінка перспективних ресурсів об'ємним методом:

$$Q_{г} = S \times h_{\text{еф.}} \times K_{п} \times K_{г} \times K_{зп} \times (P \times \alpha - P_{к} \times \alpha_{к}) \times f \times 0,97 \quad (2.1)$$

де S – площа перспективної газоносності, тис. м²;

$h_{\text{еф.}}$ – ефективна газонасичена товщина, м

- K_{Π} – коефіцієнт відкритої пористості, долі одиниці;
 $K_{Г}$ – коефіцієнт газонасиченості, долі одиниці;
 $K_{зп}$ – коефіцієнт заповнення пастки, долі одиниці;
 P – значення пластового тиску в пластовому покладі, ата;
 $P_{к}$ – значення залишкового тиску в покладі після вилучення промислових запасів газу і встановлення на усті свердловини абсолютного тиску, рівного 0,1 МПа; $\alpha, \alpha_{к}$ – поправки на відхилення газу від закону Бойля-Маріотта відповідно для тисків P і $P_{к}$;
 f – поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури;
0,97 – коефіцієнт переводу значення пластового тиску із технічних атмосфер в фізичні. Прийнято, що $P_{к} \times \alpha_{к} = 1$.

2.3 Висновки до розділу 2

1. По відбиваючому горизонту $V_{в3}$, який приурочений до верхньої частини нижньовізейського під'ярусу, Семиренківська структура фіксується досить чітко і виражена як брахіантикліналь північно-західного простягання.

2. Запроектовано буріння параметричної свердловини №17 до глибини 6242 м.

4. Запроектовано комплекс геофізичних, лабораторних, стратиграфічних, гедрогіологічних та інших досліджень, що повинні дати інформацію для детального розчленування розрізу та вивчення складу порід; виділення в розрізі колекторів та визначення їх колекторських властивостей.

5. Починаючи з глибини 5970 м (покрівля нижньовізейського під'ярусу) і до проектної глибини 8000 м буде проводитися відбір шламу через кожні 5 м проходки, а в інтервалах підвищених показань газового каротажу через кожні 2 м.

6. Виділені раніше продуктивні горизонти нижнього карбону В-16 (пласти В-16а, В-16б, В-16в, В-16г, В-16д), В-17 (пласти В-17а, В-17б, В-17в, В-17г), В-18 (пласти В-18а, В-18б, В-18в), В-19 (пласт В-19) являються пластовими, склепінними та тектонічно-обмеженими покладами; пористість коливається в межах 6,5-12 %, насиченість 83-97%.

7. Перспективними глибокими горизонтами, що підтвердили свою продуктивність на сусідніх родовищах (Леляківське, Свиридівське, Василівське, Андріяшівське, Мачухське): Т-1-2, Ф-1-3, Ф-7-9. Пористість становить 11 %, коефіцієнт нафтонасичення складає 80 %.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

54

3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо–геологічні умови буріння

На Семиренківському родовищі пробурено 13 глибоких пошуково-розвідувальних та експлуатаційних свердловин, якими вивчений розріз до глибини 5673 м, у тому числі однією свердловиною – до глибини 6242 м. В процесі буріння цих свердловин накопичений багатий досвід безаварійної проводки свердловин, встановлені оптимальні технічні та технологічні умови буріння, розкриття продуктивних пластів, проведення геофізичних досліджувальних робіт, буріння з відбором керну.

Буріння параметричної свердловини № 17 буде здійснюватися з врахуванням досвіду буріння попередніх свердловин і до глибини 6242 м особливих труднощів викликати не буде.

Буріння глибокозалягаючих (>6242 м) відкладів нижнього візе, турне та верхнього девону буде здійснюватися вперше в межах ДДЗ і навіть всієї України.

Проектний літолого-стратиграфічний розріз параметричної свердловини № 17, літологічні різновиди порід, категорії їх за міцністю, абразивністю.

Очікувані в процесі буріння ускладнення, які обумовлені літологічними, геохімічними, гідрогеологічними особливостями проектного розрізу і геологічної будови площі, наведені в таблиці 3.1

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

55

Таблиця 3.1 Можливі ускладнення при бурінні свердловин

Стратиграфічний індекс	Інтервал буріння, м		Види ускладнень	Елементи залягання (падіння) пластів по підшві, град.	Коефіцієнт кавернозності в інтервалі, м
	від	до			
1	2	3	4	5	6
Kz	0	220	Можливе часткове поглинання бурового розчину, осипи і обвали стінок	0-1°	0-300 м K=1,20
K ₂	220	650	Набухання крейди, звуження стволу свердловини		
K ₂ +K ₁	650	830	Можливе часткове поглинання бурового розчину, осипи і обвали стінок		
J	830	1310	Можливе сальнікоутворення, звуження стволу	1310 м	30-3550 м K=1,15
T	1310	2000	Можливе часткове поглинання бурового розчину, осипи і обвали стінок	1-2°	
P ₁ +C ₃ + C _{2m} + C _{2b} +C _{1s}	2000	3600	Можливе часткове поглинання бурового розчину, осипи і обвали стінок, утворення каверн, жолоба, затяжки бурильного інструменту	3300 м	
	3600	4700		2-3°	
C _{1v} +C _{1t} + D _{3fm}	4700	5750	Газопрояви з глибини 4710 м. Можливе часткове поглинання бурового розчину, осипи і обвали стінок, утворення каверн, жолоба, затяжки бурильного інструменту в місцях звужень стволу за рахунок кіркоутворень		5970 м
	5750	7940		4-6° 6900 м	
D _{3f3}	7940	8000		8-12°	5570-5970 м K=1,2 5970-8000 м K=1,17

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

56

3.2 Обґрунтування конструкції свердловини

Конструкція свердловини проектується виходячи з очікуваного геологічного розрізу свердловини з урахуванням виникнення можливих ускладнень в процесі буріння[6]. Конструкція свердловини повинна забезпечувати:

1. міцність і довговічність свердловини як технічної споруди;
2. надійну ізоляцію всіх проникних горизонтів і вимоги
3. охорони надр і навколишнього середовища;
4. мінімум витрат на одиницю видобутої продукції;
5. проведення свердловини до проектної глибини; досягнення проектних режимів експлуатації;
6. найповніше використання природної енергії для транспортування
7. нафти та газу;
8. проведення ремонтних робіт в свердловині, а також необхідних
9. досліджень.

На вибір конструкції свердловини впливає багато факторів: призначення свердловини, її проектна глибина, особливості геологічної будови родовища і ступінь його вивченості, стійкість гірських порід, характер зміни з глибиною коефіцієнтів аномальності та індексів тиску поглинання, склад пластових рідин, профіль свердловини, спосіб і тривалість буріння, рівень розвитку технології буріння, спосіб первинного розкриття продуктивного пласта, температурний режим в період буріння і експлуатації, дебіт і способи експлуатації свердловини на різних етапах розробки родовища, економічність, вимоги законів про охорону навколишнього середовища, а також суб'єктивні фактори.

Проектування починаємо з виділення зон із несумісними умовами буріння. Умови буріння в двох суміжних зонах вважаються несумісними в тому випадку, якщо при переході із верхньої зони до буріння в нижній зоні необхідно змінити густину бурового розчину так, що це призведе або до

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

57

поглинання останнього в один з горизонтів верхньої зони, або до флюїдопроявлень з верхньої зони чи нестійкості порід у верхній зоні.

Зони сумісних умов буріння є зонами кріплення свердловини обсадними колонами. Кількість зон кріплення відповідає кількості обсадних колон. Глибина спуску колони визначається глибиною границі розподілу суміжних зон з несумісними умовами буріння. Необхідно також враховувати, що нижній кінець обсадної колони повинен бути розміщений у стійких, непроникних породах. Якщо на обсадну колону проектується встановлювати противикидне обладнання, то її башмак повинен бути на такій глибині, щоб при глушінні проявлень не відбувалось гідророзриву порід, що залягають нижче.

Визначальним у виборі конструкції свердловини є: суміщений графік тисків, рівні очікуваних устьових тисків, глибини залягання продуктивних горизонтів.

Діаметр експлуатаційної колони приймається рівним 140x168 мм.

Підйом тампонажних матеріалів за колонами – до устя.

Виходячи з пластових тисків і тисків гідророзриву порід, зважаючи на різні ускладнення і допустимі величини виходу з-під башмака попередньої колони, проектується така конструкція свердловини противикидовим обладнанням перед розкриттям можливо напірних горизонтів при бурінні під 244,5 мм технічну колону.

Колону пропонується спускати двома секціями з глибиною стиковки 2000 м. Цементується колона по всій довжині.

II Технічна колона Ø244,5 мм спускається на глибину 5750 м з метою перекриття середнього та нижнього карбону, де можливе розкриття продуктивних горизонтів, часткове поглинання розчирозчину, осипання аргілітів, звуження ствола, затяжки бурового інструменту.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

58

Колона необхідна для надійного обладнання устя свердловини противикидовим обладнанням перед розкриттям очікуваних продуктивних горизонтів при бурінні під експлуатаційну колону.

Колону пропонується спускати трьома секціями з глибинами стиковки 2700 м та 4500 м. Цементується колона по всій довжині.

III Колона "хвостовик" Ø193,7 мм проектується спустити в інтервалі 5600-6950 м з метою перекриття турнейських відкладів, де можливі обвали та осипи стінок свердловини, а також звуження стволу. Цементується «хвостовик» по всій довжині.

Експлуатаційна колона Ø168,3 x 139,7 мм спускається до проектною глибини (8000 м) з метою роздільного випробування перспективних горизонтів. Перехід діаметрів обсадних труб на глибині 5000 м. Колона спускається двома секціями з метою зниження навантаження на бурове обладнання та зменшення гідростатичних тисків на продуктивні горизонти при цементуванні. Глибина стиковки секцій – 5000 м. Колона цементується по всій довжині.

3.3. Режими буріння

Режим буріння — поєднання значень основних параметрів буріння: частоти обертання, осьового тиску на вибій, витрати промивного агента, глибина та діаметр вибурювальної свердловини.

Технологічні параметри режиму буріння – це ті фактори процесу буріння, що можуть у який-небудь момент бути довільно змінені для одержання оптимального їхнього поєднання, що забезпечує максимальну продуктивність.

При механічному обертальному бурінні з промиванням (або продувкою) до них належать осьове навантаження на породоруйнівний інструмент, частота обертання снаряда й об'ємна витрата очисного агента.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

59

До параметрів буріння відносять також якість очисного агента, хоча цей фактор не може бути змінений одразу.

Головне завдання при бурінні – домогтися оптимального поєднання параметрів, що забезпечує можливо більш високі в даних конкретних геолого-технічних умовах техніко-економічні показники при високій якості проведення свердловин.

Параметри режиму, що рекомендуються при бурінні в сприятливих умовах в табл. 3.2

Таблиця 3.2 Основні параметри режимів буріння

Тип порід	Параметри режиму буріння			Параметри розходжування	
	Частота обертання, хв ⁻¹	Осьове навантаження, даН	Витрата промивальної рідини, л/хв	Інтервал, м	Висота, м
В'язкі глини і суглинки	325	500–900	200–320	1–1,5	1–1,5
В'язкі й сипучі глини, суглинки і піски	225	500–700	220–260	Не застосовується	
Сипучі піски, супісі	325	450–900	125	2–2,5	0,5
Гравійно-галькові відклади	140–170	600–1000	180–260	0,3–1,0	0,2–0,5
Щільні, стійкі алевроліти, аргіліти	225	700–1200	180	0,3–0,5	0,1–0,5
Пісковики, вапняки	225	800–1600	180	0,1–0,5	0,1–0,5
Окременілі породи	225	1500–1800	180	0,05–0,1	0,05–0,1

3.4. Характеристика бурових розчинів

Виходячи з передбачуваних гірничо-геологічних умов, а також з досвіду застосування нових, більш прогресивних типів розчинів і хімреагентів, які зменшують аварійність і збільшують швидкість буріння, рекомендується наступний тип бурового розчину. Проектні параметри бурового розчину наведені в таблиці 3.3.

					КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

Таблиця 3.3 Параметри бурового розчину для свердловини

Інтервал, м	Тип бурового розчину	Параметри бурового розчину					Найменування хімреагентів
		Густина, г/см ³	Умовна в'язкість, С	СНЗ, дПа	Водовіддача, см ³ /30хв.	рН	
1	2	3	4	5	6	7	8
0-230	Глинистий	1,14-1,16	25-45	15-30 20-45	6-8	8-9	ПБМБ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , КМЦ, графіт
230-3600	Полімер-акриловий	1,14-1,18	40-80	20-45 40-65	6-8	8,5-9,5	ПБМБ, KCl, KOH, KССБ-5, K ₂ CO ₃ , нафта, РВ-СМ, графіт, РАС-R, РАС-L, Superfloc A-150
3600-5750	Полімер-акриловий	1,16-1,23	40-80	20-50 40-90	5-7	9-10	ПБМБ, K ₂ CO ₃ , KCl, KOH, нафта, РВ-СМ, ХР-20, РАС-R, КССБ-5, PESINEX 11, DUO-VIS, MI-CIDE
5750-6950	Полімер-калієвий	1,60	40-80	40-80 30-60	4-6	9-11	ПБМК, KCl, KOH, NaOH, Na ₂ CO ₃ , DEFOAM-X, CaCO ₃ , PESINEX 11, ХР-20, гематит
6950-6995	--	1,65	40-80	40-70 50-100	3-5	9-11	ПБМК, KCl, KOH, NaOH, вапно (CaO), NaHCO ₃ , Na ₂ CO ₃ ,
6995-7940	--	1,68	40-80	40-70 50-100	3-5	9-11	DEFOAM-X, CaCO ₃ , ХР-20, барит, PESINEX 11
7940-8000	Мінералізований гліколевий	1,68	40-80	40-70 50-100	3-5	9-11	Глино порошок палигорскітовий, NaCl, NaOH, Glydril MC, РАС-R, РАС-L, PESINEX 11, ASPHASOL, CaCO ₃ , барит, ПАР

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

61

3.5. Охорона надр та навколишнього середовища

З досягненням в Україні значних обсягів видобутку корисних копалин, мінерально-сировинний комплекс став одним із значних факторів впливу на стан навколишнього середовища .

Природоохоронна діяльність у сфері надрокористування регламентується "Кодексом України про надра", Указом "Про геологічне вивчення і порядок використання техногенних родовищ корисних копалин України", постановами Уряду та нормативними документами і законодавчими актами, що регламентують поведження у сфері охорони навколишнього середовища, а саме: Закони України "Про охорону навколишнього середовища", "Про охорону атмосферного повітря", " Про природно-заповідний фонд України"; Земельний, Лісовий та Водний кодекси України та інші нормативні документи[8].

Мінімізація шкідливого впливу під час спорудження свердловини на навколишнє середовище досягається шляхом застосування природозберігаючих технологій, своєчасного виявлення і ліквідації джерел можливого забруднення та постійний моніторинг навколишнього середовища [4].

Враховуючи досвід виконаних раніше робіт, територія Семиренківського родовища не визначена як екологічно чутлива, але значна заселеність району, розвинуте сільське господарство і вплив газовидобувної інфраструктури вимагають під час освоєння і розробки покладів вуглеводнів суворого дотримання природоохоронних заходів.

Охорона довкілля забезпечується за рахунок комплексу організаційно-технічних рішень і технологічних операцій, що передбачені проектами на спорудження свердловин на даному родовищі[2].

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

62

На території Семиренківського родовища, за рахунок достатньо високого рівня розвитку газовидобувної інфраструктури, існує вірогідність негативного впливу на навколишнє природне середовище.

Розглядаючи територію родовища стосовно можливих джерел забруднення, особливу увагу приділяли ділянці УКПГ, проммайданчикам пошукових свердловин. Місця розташування спостережних свердловин були обрані за схемою, яка забезпечує контроль якості підземних вод на найбільш вразливих ділянках.

Також до складу режимної мережі в обов'язковому порядку були включені точки контролю поверхневих вод з ставків і річок, також відбір води проводили в колодязях на території Семиренківського ГКР.

Контроль за станом поверхневих і підземних вод здійснювався на базі створеної спостережної мережі, до складу якої входять 3 спостережні свердловини, 1 артезіанська свердловина, 3 колодязі, 1 природне джерело і 3 точки природних водойм. В процесі досліджень води визначались наступні показники:

–макрокомпоненти: K^+ , Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , HCO_3^- , CO_3^{2-} , Cl^- , SO_4^{2-} ;

–мікрокомпоненти: Fe^{2+} , Fe^{3+} , NH_4^+ ;

–органічні речовини: нафтопродукти;

–рН, жорсткість, мінералізація, сухий залишок, окислюваність

Дослідженням відібраних проб ґрунтів визначалися наступні показники:

–фізичні властивості ґрунтів;

–гранулометричний склад по відношенню до нерозчиненого залишку;

–хімічний аналіз водяних витяжок з ґрунтів, а саме: визначення вмісту Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+ , HCO_3^- , CO_3^{2-} , Cl^- , SO_4^{2-} , вмісту нафтопродуктів, нерозчинного залишку;

–люмінесцентно-бітумінологічний аналіз.

3.6 Висновки до розділу 3

1. Заплановано буріння глибокозалягаючих відкладів нижнього візе, турне та верхнього девону.

2. На основі геологічної будови розрізу та даним по родовищам-аналогам було підібрано конструкцію свердловин, що включає кондуктор, дві технічні колони, хвостовик та експлуатаційну колону.

3. Для якісного буріння свердловин та максимальної продуктивності запроектовано основні режими буріння, параметри бурового розчину по інтервалам буріння.

4. З метою своєчасного виявлення і ліквідації джерел можливого забруднення навколишнього середовища під час буріння в даній роботі заплановано постійний моніторинг навколишнього середовища та передбачено проведення заходів для охорони надр і навколишнього середовища .

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

65

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

4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1. Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт

Проектна глибина свердловини № 17 – 8000 м.

У відповідності до техніко-економічних розрахунків планова комерційна швидкість буріння складатиме 195 м/ст. місяць.

Проектна тривалість спорудження свердловини включає:

- будівельно-монтажні, підготовчі та демонтажні роботи, що складає 76 діб (2,6 міс.);
- будівельно-монтажні, підготовчі та демонтажні роботи, що складає 76 діб (2,6 міс.);
- буріння і кріплення по інтервалах глибин, в т.ч;
- буріння і кріплення під кондуктор Ø426 мм в інтервалі 0-230 м складає 4 доби;
- буріння і кріплення під першу технічну колону Ø324 мм в інтервалі 230-3600 м складає 88 діб;
- буріння і кріплення під другу технічну колону Ø245 мм в інтервалі 3600-5750 м складає 248 діб;
- буріння і кріплення «хвостовика» Ø194 мм в інтервалі 5750- 6950 м складає 349 діб;
- буріння і кріплення під експлуатаційну колону Ø140x168 мм в інтервалі 6950-8000 м складає 542 доби.

Всього тривалість робіт на буріння і кріплення свердловини складе 1231 добу (41 міс.)

Планується випробування в експлуатаційній колоні – 5 об'єктів.

Проектна тривалість випробування першого об'єкту складає 39,3 діб, при випробуванні кожного наступного об'єкту тривалість робіт складає 35,1 діб.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

					КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

Всього тривалість циклу випробування об'єктів складе 179,7 діб (5,9 міс.).

Загальна тривалість запроектованих робіт складає 1486,7 діб (49,5 міс.).

Таблиця 4.1. Вихідні дані по проектній свердловині

Показники	Дані по свердловині
	№ 17
1	2
Родовище	Семиренківське
Проектна глибина, м	8000
Вид буріння	вертикальний
Спосіб буріння	роторний
Тип верстату	Уралмаш 3-Д
Вид енергії	електрична
Геологічні умови	складні
Кількість свердловин	1
Кількість об'єктів випробування:	5
Конструкція свердловини, мм × м	
кондуктор	426 × 230
технічна колона	324 × 3600
технічнаа колона	244,5 × 5750
хвостовик	193,7 × 6950
експлуатаційна колона	168,3/139,7×8000

4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт

Геолого-економічна оцінка родовищ є необхідним етапом у вивченні надр і включає в себе кілька стадій. Цей процес розпочинається з пошуку родовища та його розвідки, далі переходить до проектування гірничодобувного підприємства, видобутку корисної копалини закінчується ліквідаційними роботами на об'єктах. Кожна стадія має свої вимоги і особливості, які враховуються при проведенні геолого-економічної оцінки.

Також оцінка або переоцінка родовищ просто необхідна у сучасних економічних умовах пов'язана з оптимізацією економічних показників

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

67

роботи підприємств, перерозподілом запасів, списанням нерентабельних запасів або запасів супутніх корисних копалин, на яких немає попиту, зі зміною цін на мінеральну сировину на світовому ринку, упровадженням нових технологій і нової техніки розробки родовищ, коригуванням та змінами кондицій на мінеральну сировину.

Для забезпечення достовірності ГЕО необхідно проводити комплексну оцінку різних факторів та врахувати потенційні ризики та невизначеності[7]. Також важливо проводити періодичну перевірку та оновлення оцінки запасів корисних копалин на основ нових даних та технологій.

Для економічної оцінки свердловини № 17 Семиренківського родовища наведені дані в таблицях 4.1

Таблиця 4.1 Показники економічної ефективності розвідувальних робіт

№ п/п	Показники	Одиниця виміру	Кількість
1	2	3	4
1	Середня комерційна швидкість буріння	м/верст.міс	247
	Загальна тривалість запроектованих робіт складає	міс.	49,5
2	Проходка по свердловинах	м	8000
3	Капітальні вкладення на буріння свердловин	тис. грн	400 000
4	Вартість 1 м буріння	грн.	50 000

4.3 Висновки до розділу 4

1. У відповідності до техніко-економічних розрахунків планова комерційна швидкість буріння складатиме 195 м/ст. місяць.

Заплановано випробування 5 об'єктів в експлуатаційній колоні.

2. Середня швидкість буріння, що очікується в межах свердловин №17 складає 247 м/верст. міс.

3. При загальній проходці по свердловинам - 8000 м капіталовкладення в буріння свердловини становитимуть 400 000 тис.грн.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

69

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

У разі виконання завдання групою у складі двох і більше осіб одного з них необхідно призначити старшим, відповідальним за безпечне ведення робіт, розпорядження якого обов'язкові для членів групи.

Відповідальні за безпеку робіт у змінах особи під час здачі-прийому зміни зобов'язані перевірити стан робочих місць і обладнання з записом наслідків огляду в журналі здачі та прийому змін. Особа, яка приймає зміну, до початку робіт повинна вжити заходів по усуненню наявних недоліків.

Підприємство зобов'язано забезпечити проведення первинного (при вступі на роботу) та періодичних медичних оглядів працівників з урахуванням профілю і умов їх роботи в порядку, встановленому МОЗ України.

Допускати до роботи можна лише осіб, які пройшли відповідний медичний огляд та інструктаж з охорони праці. Професійна підготовка, підвищення кваліфікації та перепідготовка працівників повинна проводитись у відповідності з діючими нормативними актами. Технічне керівництво геологорозвідувальними роботами можна покладати тільки на осіб, які мають відповідну спеціальну освіту.

5.2. Розробка заходів з охорони праці

Комплексні заходи з охорони праці — це заходи щодо досягнення встановлених нормативів безпеки, гігієни праці та виробничого середовища, підвищення наявного рівня охорони праці, запобігання випадкам виробничого травматизму, професійного захворювання, аваріям і пожежам.

5.2.1. Заходи з техніки безпеки

Техніка безпеки - це система технічних умов, засобів, вимог, правил і методів роботи, яка забезпечує безпечні і сприятливі умови праці

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

72

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

безпечних технологічних процесів.

Безпечність виробничого устаткування — це властивість виробничого устаткування відповідати вимогам безпеки праці під час монтажу (демонтажу) і експлуатації в умовах, установлених нормативною документацією. Загальні вимоги безпеки виробничого устаткування визначені ГОСТ 12.2.003-91. Відповідно до цього нормативного документа безпечність виробничого устаткування забезпечується:

1. правильним вибором принципів дії, конструктивних схем, елементів конструкції;
2. використанням засобів механізації, автоматизації та дистанційного керування;
3. застосуванням у конструкції засобів захисту;
4. дотриманням ергономічних вимог;
5. включенням вимог безпеки в технічну документацію з монтажу, експлуатації, ремонту, транспортування та зберігання устаткування;
6. використанням у конструкції устаткування безпечних та нешкідливих матеріалів.

При проектуванні установки необхідно виконати умови її експлуатації, щоб під час впливу вологи, сонячного випромінювання, механічних коливань, високих і низьких тисків і температур, агресивних речовин тощо обладнання не стало небезпечним.

5.2.2. Заходи з виробничої санітарії

Виробнича санітарія - це система організаційних, гігієнічних, санітарно-технічних та інших практичних заходів і засобів, спрямованих на попередження виробничих небезпек, викликаних шкідливими факторами.

Заходи з виробничої санітарії передбачають створення комфортного мікроклімату шляхом влаштування відповідних систем, а саме:

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

74

1. Опалення;
2. Вентиляції;
3. Кондиціювання повітря;
4. Теплоізоляцію конструкцій будівель та технологічного устаткування;
5. Заміну шкідливих речовин та матеріалів нешкідливими;
6. Забезпечення оптимальної концентрації аероіонів;
7. Герметизацію шкідливих процесів;
8. Зниження рівнів шуму, інфразвуку, ультразвуку, вібрації, електромагнітних та електростатичних полів, іонізуючого випромінювання;
9. Влаштування раціонального освітлення;
10. Забезпечення необхідного режиму праці та відпочинку, санітарного та побутового обслуговування.

5.3. Пожежна безпека

Пожежна безпека на виробництві - це комплекс заходів і засобів, спрямованих на запобігання пожежам і вибухам у виробничому середовищі, а також на зменшення негативного впливу небезпечних і шкідливих факторів, що утворюються при їх виникненні.

Протипожежні заходи залежно від засобів виконання поділяються на організаційні та технічні.

Організаційні заходи – це:

1. Розробка правил та інструкцій з пожежної безпеки на підприємстві;
2. Проведення інструктажів працівників;
3. Щоденна перевірка приміщень після завершення робочого дня;
4. Перевірка належного стану інвентарю та пожежної техніки;
5. Контроль за дотриманням протипожежного режиму.

До технічних протипожежних умов відносяться:

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

1. Дотримання пожежних норм, правил та вимог при облаштуванні будівель різного господарського чи виробничого призначення;
2. Підтримання опалювальних та вентиляційних систем і робочого обладнання у належному робочому стані;
3. Заборона інструментів та обладнання, що порушують протипожежні вимоги;
4. Правильна організація робочих місць;
5. Встановлення автоматичних систем сповіщення про пожежу, а також автоматичного гасіння та пожежного водопостачання.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

76

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

5.4 Висновки до розділу 5

1. Описано основні заходи виробничої санітарії.

Умови праці залежать від місця роботи. Так, польові роботи полягають у тому, що вони проводяться на відкритому повітрі, зі значними коливаннями температури та вологості, де можлива присутність комах і тварин, які можуть бути небезпечними та передавати людині різні види інфекцій тощо.

3. Проаналізовано основні заходи пожежної безпеки, яких повинні дотримуватись працівники виробництва. Так, на території підприємств та бурових майданчиків палити заборонено. Також обов'язковим є встановлення систем пожежогасіння, установок, обладнання приміщень, будівель і споруд, які повинні бути справними та підтримуватися в робочому стані.

4. Приміщення повинно мати евакуаційні виходи з вільним доступом до них.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу України: у 6 т. / гол.ред. М.М.Іванюта.— Львів: Центр Європи, 1998.
2. ГСТУ 41-00032626-00-007-97 Охорона довкілля / Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт. К.: Міністерство екології та природних ресурсів. – 1997.
3. Державний баланс запасів корисних копалин України (природний газ, конденсат, нафта). Київ 2004 р.
4. ДБН А.2.2.2 – 1 – 2003.Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд. Київ, 2004.
5. Доповнення до «Геологічного проекту пошуково-розвідувальних робіт на Семиренківській площі» (Обґрунтування закладання розвідувальної свердловини № 7) / ЗАТ «Нафтогазвидобування», ТОВ «НВП «Імпульс-С», Полтава, 2005 – 14 с.
6. Довідник з нафтогазової справи / За загальною редакцією докторів техн. наук В.С. Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С. Яремійчука.1996,620 с.
7. Звіт «Геолого-економічна оцінка Семиренківського газоконденсатного родовища у Полтавській області станом на 01.12.2003 р.»/ ДП «Полтава РГП», Ковальчук В.Н. та інші, Полтава, 2004.
8. Закон України «Про охорону праці».
9. Геофізичні дослідження та робота у нафтогазових свердловинах. Основні вимоги, м.Київ, «Наукова думка»,1989р.
10. Михайлов В.А., Курило М.В. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко, Л.С. Мончак, В.В. Огар, В.М. Загнітко, О.В. Омельчук, В.В. Шунько: КНТ, 2009.376 с.
11. Наказ «Про затвердження Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

79

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу» від 24 липня 1998 р. № 475/2915

12. Рудько Г.І., Шкіца Л.Є.. Екологічна безпека та раціональне природокористування в межах гірничопромислових і нафтогазових комплексів. – Івано-Франківськ, 2001 – К., ЗАТ «НІЧЛАВА», 2001. – 528 с.:іл

13. Руденко Ф.А., Попов О.Є.. Гідрогеологія . Київ, Вища школа, 1975 р.

14. Розвідувальні сейсмічні дослідження МСТГ в центральній та південно -східній частинах ДДЗ с.п. 27/95 в 1995-1999 роках /Липська Г.Т. – Розсошенці, 1999 р.

15. Семеняк М.М., Гаврилюк Н.І., Сінійчук А.Д. Геологічний проект на проведення пошуково-розвідувальних робіт на Семиренківській площі Полтавської області /трест «Полтаванафтогазрозвідка», Семеняк М.М., Гаврилюк Н.І., Сінійчук А.Д., Миргород, 1974. – 74 с.

КР.БГ.201пНЗ. 9712033.ПЗ

Арк.

80

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