

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

Навчально–науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

До захисту
завідувач
кафедри_Харченко М.О.

Спеціальність 103 Науки про Землю

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему: Пошуки покладів вуглеводнів на площі Безіменна**

Пояснювальна записка

Керівник

старший викладач Вовк М.О.
посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата,

Виконавець роботи

Бровко Жанна Олександрівна
студент, ПІБ

група_401НЗ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту _____

Полтава, 2021

Національний університет Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет, Інститут Навчально-науковий інститут нафти і газу

Кафедра Нафтогазової інженерії та технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Бакалавр

Спеціальність 103 Науки про Землю

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

_____ Харченко М.О.

“ _____ ” _____ 20__ року

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

_____ Бровко Жанна Олександрівна _____
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Пошуки покладів вуглеводнів на площі Безіменна

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від 3 березня 2021 року №158-ФА

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 18 червня 2021 р.

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

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

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Тема, актуальність, мета та задачі роботи; структурна карта площі, геолого технічний наряд 206-208 свердловин та сейсмо-геологічні профілі по лінії I-I', II-II', III-III', висновки.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Геологічна частина			
Спеціальна частина			
Технічна частина			
Економічна частина			
Охорона праці			

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Геологічна частина	03.05–07.05
2	Спеціальна частина	10.05–14.05
3	Технічна частина	17.05–21.05
4	Економічна частина	24.05–28.05
5	Охорона праці	31.05–11.06
6	Попередні захисти робіт	14.06–18.06
7	Захист бакалаврської роботи	21.06–25.06

Студент

(підпис)

Бровко Ж. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

(підпис)

Вовк М.О.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бровко Ж.О. «Пошуки покладів вуглеводнів на площі Безіменна».

Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю». Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2021.

Роботу присвячено пошукам покладів вуглеводнів на площі Безіменна, а саме виявленню покладів вуглеводнів та визначення їх промислового значення.

У роботі застосовано комплекс геолого-геофізичних, аналітичних та статистичних методів для виділення перспективних нафтогазоносних об'єктів, визначено промислове значення родовища та його підготовка до розробки.

Дипломний проект виконаний згідно завдання і включає в себе: геологічну, спеціальну, технічну частини, економічну частину та розділ з охорони праці.

Пояснювальна записка виконана на 70 сторінках з яких 60 сторінок основного тексту та 15 таблиць. Вона також містить чотири графічні додатки, що включають у себе : структурну карту, сейсмогеологічний профіль, проектний літолого – стратиграфічний розріз, геолого – технічний наряд на свердловину № 2.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: НАФТА, ГАЗ, ТУРНЕЙСЬКІ ВІДКЛАДИ, ПОШУКОВЕ БУРІННЯ, РЕСУРСИ.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

ANNOTATION

Brovko Zh.O. “Search for hydrocarbon deposits in the Bezimenna area”.

Bachelor's thesis in the specialty 103 “Earth Sciences”. National University “Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic”, Poltava, 2021.

The work is devoted to the search for hydrocarbon deposits in the Bezymenna area, namely the discovery of hydrocarbon deposits and determination of their industrial significance.

The work uses a set of geological, geophysical, analytical and statistical methods to identify promising oil and gas bearing objects, determine the commercial value of the field and its preparation for development.

The diploma project was completed in accordance with the assignment and includes: geological, special, technical parts, economic part and a section on labor protection.

The explanatory note is made on 70 pages, including 60 pages of the main text and 15 tables. It also contains four graphic annexes, including: structural map, seismic and geological profile, design lithologic and stratigraphic section, geological and technical data for well No. 2.

KEYWORDS: OIL, GAS, TURONIAN DEPOSITS, EXPLORATORY DRILLING, RESOURCES.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

ЗМІСТ

ВСТУП	
I. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	11
1.1. Географо–економічні умови	11
1.2. Геолого–геофізична вивченість	13
1.3. Геологічна будова	14
1.3.1. Стратиграфія	14
1.3.2. Тектоніка	23
1.3.3. Нафтогазоносність	25
1.3.4. Гідрогеологічна характеристика	28
II. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	33
2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт	33
2.1.1 Обґрунтування постановки робіт	34
2.1.2 Система розміщення свердловин	36
2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження	38
2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів	39
2.1.5 Лабораторні дослідження	41
2.1.6 Оцінка перспективності площі	41
2.2 Підрахунок запасів	42
III. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	43
3.1 Гірничо–геологічні умови буріння	43
3.2. Обґрунтування конструкції свердловини	48
3.3. Режим буріння	51
3.4. Характеристика бурових розчинів	51
3.5. Охорона надр та навколишнього середовища	52
IV. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	58
4.1. Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт	58
4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проєктних робіт	58
V. ОХОРОНА ПРАЦІ	61
5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт	61
5.2. Розробка заходів з охорони праці	62
5.2.1. Заходи з техніки безпеки	62
5.2.2. Заходи з виробничої санітарії	63
5.3. Пожежна безпека	66
ВИСНОВКИ	67
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	71
ДОДАТКИ	73

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ			
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>	<i>Бровко Ж. О.</i>				Пояснювальна записка	<i>Літ.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>	<i>Вовк М. О.</i>						4	
<i>Перевірів</i>	<i>Харченко М.О.</i>					НУПП ім. Ю. Кондратюка ННІНГ Кафедра НГІТ		
<i>Н.</i>								

ВСТУП

Нафтогазова галузь – важлива складова паливно-енергетичного комплексу України, яка разом з іншими галузями забезпечує пошук, розвідку та розробку родовищ нафти і газу, переробку, зберігання, реалізацію і транспортування нафти, газу, продуктів їх переробки. Нафтогазова галузь забезпечує енергетичну незалежність держави, тому її розвитку і стану приділяють значну увагу.

Вдосконалення функціонування нафтогазової галузі ґрунтується на раціональному використанні природних запасів за рахунок докорінного технологічного оновлення та економічно виправданому збереженні наявного виробничого потенціалу нафтогазової галузі. Перспективи розвитку нафтогазової промисловості пов'язані з поглибленим вивченням нафтогазоносних районів та залученням до розробки нових перспективних площ.

Власним видобутком Україна забезпечує свої щорічні потреби в нафті близько 10%, газі 20%. Ці показники забезпечуються розробкою 249 родовищ.

Основними критеріями, що визначають якісні показники нафтогазоносних пластів є глибина їх залягання, потужність, вміст вуглеводнів в пластах колекторах.

Актуальність дипломної роботи пов'язана з перспективою розвитку нафтогазоносної промисловості та залученням до розробки нових перспективних площ для забезпечення держави якісною енергетичною сировиною.

Досліджувана площа розташована на території Новосанжарського та Кобеляцького районів Полтавської області України.

Метою роботи є виявлення покладів вуглеводнів та визначення їх промислового значення.

Методи дослідження включали збір, аналіз та узагальнення геологічних матеріалів отриманих в період проходження переддипломної практики.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Завдання полягає у:

- виконати аналіз та узагальнення геологорозвідувальних даних, а саме виявлення покладів вуглеводнів у теригенних турнейських відкладах;
- проаналізувати структурну карту, геолого-технічний наряд, зведену стратиграфічну колонку, сейсмологічний профіль;
- виконати аналіз отриманих даних та встановити доцільність проведення розвідувальних робіт на площі.

Даним геологічним проектом передбачається проведення пошукового буріння на нафту і газ в склепінній частині Безіменної антикліналі. Перспективними в нафтогазоносному відношенні є турнейські відклади. Загальна оцінка ресурсів (категорія С₃) вуглеводнів становить: газу-107,5 млн. м³, нафти – 41,73 тис. т.

З урахуванням підрахункових параметрів сусідніх родовищ ресурси Безіменної площі складають: нафти – 14,07 тис. т., газу 188,4 млн. м³.

З метою пошуків вуглеводнів в турнейських відкладах запроектовано буріння однієї пошукової свердловини № 1, вертикальною глибиною 2950 м. У випадку відкриття родовища на ньому будуть продовжені розвідувальні роботи.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

INTRODUCTION

The oil and gas industry is an important component of the fuel and energy complex of Ukraine, which together with other industries provides search, exploration and development of oil and gas fields, processing, storage, sale and transportation of oil, gas and their products. The oil and gas industry ensures the energy independence of the state, so its development and condition are given considerable attention.

Improving the functioning of the oil and gas industry is based on the rational use of natural resources through radical technological renewal and economically justified preservation of the existing production potential of the oil and gas industry. Prospects for the development of the oil and gas industry are associated with in-depth study of oil and gas areas and involvement in the development of new promising areas.

Ukraine meets its annual oil needs of about 10%, gas 20%. These indicators are provided by the development of 249 deposits.

The main criteria that determine the quality of oil and gas reservoirs are the depth of their occurrence, capacity, hydrocarbon content in reservoirs.

The relevance of the thesis is related to the prospects for the development of the oil and gas industry and the involvement in the development of new promising areas to provide the state with quality energy raw materials.

The study area is located in the Novosanzharsky and Kobeliatsky districts of Poltava region of Ukraine.

The aim of the work is to identify hydrocarbon deposits and determine their industrial significance.

Research methods included the collection, analysis and generalization of geological materials obtained during the undergraduate practice.

The task is to:

- perform analysis and generalization of geological exploration data, namely detection of hydrocarbon deposits in terrigenous Tournai sediments;

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

- to build a structural map, geological technical equipment, consolidated stratigraphic column, seismological profile.

- to perform statistical processing of the received data and to establish expediency of carrying out reconnaissance works on the area.

This geological project envisages exploratory drilling for oil and gas in the vault of the Nameless Anticline. Touring deposits are promising in terms of oil and gas. The total estimate of resources (category C3) of hydrocarbons in the passport is: gas-107.5 million m³, oil - 41.73 thousand tons.

Taking into account the estimated parameters of the neighboring fields, the resources of the Nameless Area are: oil - 14.07 thousand tons, gas 188.4 million m³.

The nameless structure is small in size, 1.5x3.5 km, has complex surface conditions (rivers, settlements). In order to search for hydrocarbons in the Tournai sediments, drilling of one exploratory directional well № 1 with a vertical depth of 2770 m (trunk length 2910 m, deviation of the face from the wellhead about 700 m) was designed.

In case of discovery of the field, exploration work will be continued.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

І.ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1. Географо–економічні умови

Безіменна структура в адміністративному відношенні розташована на території України, в 4,0 км на південний схід від райцентру і в 52 км в тому ж напрямку від м. Полтава.

Найближче до структури розташовані села, де розташовані нафтогазопромислова та виробнича база. Села і населені пункти сполученні дорогами з твердим покриттям.

Найближча залізнична станція знаходиться на відстані 70 км на північний захід від Безіменної структури.

У безпосередній близькості від Безіменної структури розташовані нафтогазові і газоконденсатне родовища. Поблизу від цієї групи розташована ще ціла низка родовищ, які знаходяться в розробці.

Неподалік від площі робіт проходять газопроводи.

Через територію площі робіт проходять електролінії достатньої потужності, що дозволить використовувати електроенергію в виробничих цілях.

В геоморфологічному відношенні район знаходиться в межах південно-західної частини Придніпровської низовини і являє собою полого-хвилясту рівнину з загальним нахилом на південний захід, розчленовану долинами річок, ярами та балками, що надає їй характер пересіченої місцевості. Максимальні висотні відмітки рельєфу досягають 124 м і пов'язані з водорозділами, мінімальні відмітки приурочені до заплав річок і становлять близько 80 м над рівнем моря.

Гідрографічна сітка району робіт досить розвинута, представлена долиною річок, з загальним напрямком течії з північного сходу на південний захід.

Безіменна структура приурочена до долини річки. Русло річки досить звивисте з численними меандрами, що утворюють озера, стариці, заболочені ділянки.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Ландшафт місцевості має перехідний характер від лісостепового до степного, що знаходить своє відображення в чергуванні значних степових територій з ділянками лісів. В лісах переважають широколисті породи дерев.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура повітря $+7^{\circ}\text{C}$. Найбільш холодні місяці - січень, лютий, з середньою температурою повітря $-5-8^{\circ}$ (мінімальна -38°C). Найбільш жаркий місяць - червень, з середньою температурою $22-24^{\circ}\text{C}$ (максимальна $+38^{\circ}\text{C}$).

Середньорічна кількість опадів коливається в межах 480-516 мм. Товщина снігового покриву 20-30 см, глибина промерзання ґрунту 70-80 см.

Переважає напрямок вітрів в осінньо-зимовий період північно-східний, в літній - західний та північно-західний.

В економічному відношенні район сільськогосподарський, порівняно густо заселений. Основний вид заняття населення - землеробство і тваринництво. Незначна частина населення зайнята в легкій та переробній промисловості.

Корисні копалини, крім відкритих покладів вуглеводнів, представлені будівельними пісками та глинами. З інших корисних копалин слід відзначити підземні води кайнозойських відкладів, котрі використовуються для питного та технічного водопостачання.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

1.2. Геолого–геофізична вивченість

Геологічна будова території південної прибортової зони, починаючи з 1945 р., вивчалася геологічною зйомкою, гравіметричними та регіональними геофізичними дослідженнями, які давали лише загальну уяву про межі западини та глибину залягання фундаменту.

Картувальне, структурно-пошукове буріння, спеціальні геохімічні та термобаричні дослідження проводилися лише в межах окремих площ і не охоплювали район Безіменної структури.

У 1962 році були проведені роботи по визначенню глибини залягання фундаменту по регіональному профілю КМВХ, який проходить в межах західної частини площі, де зафіксовано занурення порід фундаменту від борту в напрямку приосьової частини ДДЗ.

За геолого-геофізичними матеріалами, які існували до 1988 року, Безіменна структура, як самостійний структурний елемент, не виділялася.

У 1967 році за результатами робіт с.п. 58/65-66 по відбиваючих горизонтах карбону і девону (V_{в3} та VI¹) відмічена відокремлена структура.

В 1984 році на структурі було одержано промислові припливи нафти.

Відкриття родовищ поряд з наявними антиклінальними перегинами сейсмічних горизонтів, викликали необхідність вивчення цього району. Виконані сейсморозвідувальні роботи МОГТ с. п. №№ СУГРЕ по відкладах нижнього карбону виявили Безіменну антиклінальну структуру.

Більш детально загальна будова Безіменної структури по відкладах нижнього карбону вивчена сейсморозвідувальними роботами МОГТ с.п. №№.

В 1991 році складено паспорт Безіменної структури. По аналогії з сусідніми родовищами, в піщаному розрізі турнейського ярусу Безіменної структури очікується нафтовий поклад з газовою шапкою. Ресурси родовища, становлять газу 107,5 млн. м³, нафти – видобувні запаси 1252 тис. т.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

1.3. Геологічна будова

1.3.1. Стратиграфія

В геологічній будові Безіменної площі, як і на сусідніх родовищах, приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської і кайнозойської систем. Опис стратиграфічного розрізу приймається по сусідньому родовищу.

Зведений стратиграфічний розріз площі приведено на додатку В.

Палеозойська група (PZ)

Девонська система (D)

Девонські відклади представлені верхнім відділом.

Верхній відділ (D₃)

Франський ярус (D₃fr)

Відклади франського ярусу представлені кам'яною сіллю жовтою, дрібнокристалічною, з домішками глинистого матеріалу, в верхній частині відмічаються тонкі прошарки аргілітів темно-сірих до чорних, шаруватих, карбонатних.

Розкрита товщина порід становить 160 м.

Кам'яновугільна система (C)

В складі відкладів системи виділяються нижній та середній відділи.

Нижній відділ (C₁)

Нижньокам'яновугільні відклади представлені турнейським, візейським та серпухівським ярусами.

Турнейський ярус (C₁t)

Відклади турнейського ярусу залягають незгідно на підстилаючих утвореннях девонської системи. По своїх літолого-фаціальних і палеонтологічних особливостях вони діляться на дві товщі: нижню – пісчано-глинисту (XVa мікрофауністичний горизонт (м.ф.г.)) та верхню - карбонатну (XV м.ф.г.).

Нижню товщу представляють:

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Аргіліти темно-сірі до чорних, слабослюдисті, щільні, горизонтально-шаруваті з включеннями вуглисто-го матеріалу.

Алевроліти сірі, зеленувато-сірі, глинисті, щільні.

Вапняки сірі, темно-сірі, глинисті, дрібнокристалічні, щільні, міцні, тонкотріщинуваті, тріщини заповнені глинисто-бітумінозною речовиною або кальцитом.

Пісковики світло-сірі, сірі, коричневаті-сірі, дрібнозернисті, різно-крупнозернисті до грубозернистих, гравелітисті, поліміктові, аркозові, аркозо-грауваки з глинистим, глинисто-карбонатним цементом плівчато-порового, контактено-порового типу. Пісковики крупно-грубозернисті, часто змінюються тонкими прошарками гравелітів світло-сірих, жовтуваті-сірих, масивних, міцноцементованих, з уламками кварцитів гравійного розміру.

Пісковики горизонту Т-3 перспективні в нафтогазоносному відношенні.

Очікувана товщина відкладів зони С₁та приблизно 500 м.

Відклади верхньої товщі турнейського ярусу залягають незгідно на підстилаючих теригенних утвореннях нижнього турне. Представлені вапняками темно-сірими до чорних, щільними, дрібно-тонкозернистими, перекристалізованими, ділянками доломітизованими, з рідким органічним детритом. Поступово, вгору по розрізу, змінюються вапняками сірими, світло-сірими з жовтуватим або буруватим відтінком, дрібно-тонкозернистими, грудкуватими, згусткуватими, прошарками доломітизованими, з великою кількістю органічного детриту - стулки остракод, криноідеї, спікули губок, моховатки, уламки водоростей, фораменіфери. В верхній частині карбонатної товщі зустрічаються органігенні вапняки збагачені дрібними трубчатими водоростями. В карбонатній товщі відмічається тріщинуватість, тріщини заповнені глинисто-бітумінозною речовиною або кальцитом.

В підшвенній частині відкладів зони С₁тв просліджується пачка пісковиків товщиною 0-6 м.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Пісковики сірі, світло-сірі, крупнозернисті, аркозові, з карбонатним цементом, складені уламками кварцу, польового шпату, кварцитів, з органогенним детритом (стулки остракод).

Промислову газоносність горизонту Т-2 можна пов'язувати з пісковиками, залягаючими в підшві горизонту.

Товщина турнейських відкладів зони C_{1t} в-d коливається від 170 м до 250 м.

Візейський ярус (C_1V)

Відклади візейського ярусу представлені нижнім та верхнім під'ярусами.

Нижньовізейські відклади (C_1V_1) залягають незгідно на утвореннях турнейського ярусу і представлені в об'ємі XIII і XIV м.ф.г. Вони складені перешаруванням аргілітів, алевролітів з тонкими прошарками пісковиків та вапняків.

Аргіліти темно-сірі до чорних, слабослюдисті, щільні, прошарками розшаровані, з обвугленим рослинним детритом і включеннями сидеритів бурувато-сірих, щільних, міцних.

Алевроліти сірі, темно-сірі, кварцові, щільні, з обвугленим детритом.

Пісковики світло-сірі, сірі, темно-сірі, дрібнозернисті, слюдисті, з гарною шаруватістю, з великою кількістю обвугленого рослинного детриту.

Вапняки сірі, темно-сірі, прихованокристалічні, глинисті, тріщинуваті, з залишками дрібних кріноїдей і відбитками брахіопод.

Товщина нижньовізейських відкладів коливається від 20 до 100 м.

Верхньовізейські відклади (C_1V_2) залягають незгідно на підстилаючих утвореннях і представлені частим чергуванням аргілітів, сидеритів, алевролітів з тонкими до (1,2 м) прошарками пісковиків, вапняків, кам'яного вугілля.

Аргіліти темно-сірі до чорних, слабослюдисті, інколи алевритисті, тонкошаруваті, місцями лускаті, з включеннями рослинного детриту, макрофауни.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Сидерити бурувато-сірі, жовтувато-сірі, міцні, прихованокристалічні, тріщинуваті, інколи по тріщинах розвинутий каолініт, зустрінуті одиничні уламки криноїдей.

Алевроліти світло-сірі, сірі, темно-сірі, слюдисті, глинисті, шаруваті.

Пісковики сірі, коричнеувато-сірі, дрібнозернисті, поліміктові з карбонатним цементом.

Вапняки сірі, щільні, глинисті, з уламками криноїдей.

Товщина верхньовізейських відкладів коливається від 500 м до 670 м

Серпухівський ярус (C₁S)

Серпухівські відклади представлені в об'ємі нижнього та верхнього під'ярусу.

Нижньосерпухівські відклади (C₁S₁) залягають згідно на підстилаючих верхньовізейських відкладах. По своїх літолого-фаціальних особливостях вони схожі з ними і складені, в основному, чергуванням переважаючих в розрізі аргілітів з глинистими вапняками, алевролітами, прошарками пісковиків, кам'яного вугілля.

В верхній частині під'ярусу кількість піщаних прошарків дещо збільшується, в середній частині простежується пачка пісковиків товщиною 30-40 м.

Аргіліти сірі, темно-сірі, слюдисті, алевритисті, з включеннями макрофауни, обвуглених рослинних залишків, з лінзами і прошарками кам'яного вугілля.

Алевроліти темно-сірі, сірі, слюдисті, глинисті, щільні.

Вапняки сірі, світло-сірі, глинисті, приховано-кристалічнозернисті, щільні.

Пісковики світло-сірі, дрібнозернисті, кварцові, щільні, з глинисто-карбонатним цементом. По всьому розрізу зустрінуті тонкі прошарки бурувато-сірих, щільних сидеритів.

Товщина нижньосерпухівських відкладів коливається від 500 м до 540 м.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Верхньосерпухівські відклади (C₁S₂) залягають незгідно на розмитій поверхні нижньосерпухівських утворень і літологічно представлені перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків з прошарками вапняків малої товщини.

Переважаючи в розрізі аргіліти групуються в пачки товщиною по 30-50 м. В покрівлі під'ярусу залягає пачка пісковиків товщиною 15-25 м.

Аргіліти сірі, темно-сірі, шаруваті, слюдисті, з прошарками вуглистих глин і вугілля.

Алевроліти сірі, зеленувато-сірі, слюдисті, прошарками дуже глинисті, вапняковисті, з обвугленим рослинним детритом.

Вапняки сірі, темно-сірі, тонкозернисті, глинисті, з уламками брахіопод, остракод, криноїдей і фораменіфер.

Пісковики сірі і світло-сірі, дрібнозернисті, рідше середньо-крупнозернисті, слюдисті, кварцові, інколи поліміктові, з обвугленим детритом, міцні, середньо-слабозцементовані.

Товщина верхньосерпухівських відкладів 240-280 м.

Середній відділ (C₂)

На Безіменній площі відклади середнього відділу кам'яновугільної системи очікуються в об'ємі башкирського ярусу. Відклади московського ярусу відсутні (розмиті).

Башкирський ярус (C₂в)

На підстилаючих утвореннях ярус залягає незгідно. Наявність маркіруючих вапняків дає змогу упевнено виділяти аналоги світ C₁⁵, C₂¹, C₂² та C₂³ Донбасу. Відклади світи C₂⁴ розмиті.

В літологічному відношенні відклади підрозділяються на дві товщі: нижню – глинисто-карбонатну і верхню – піщано-глинисту.

Нижня – глинисто-карбонатна товща (аналоги світ C₁⁵, C₂¹) складена переважно вапняками, які згруповані в літологічну пачку Б-10, та аргілітами.

Вапняки сірі, жовтувато-сірі, піщанисті, рідше глинисті, міцні, щільні.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Аргіліти сірі, темно-сірі, місцями алевритисті, слюдисті, з відбитками обвуглених рослинних залишків.

Верхня – піщано-глиниста товща (аналоги світ C_2^2 , C_2^3) характеризується появою в розрізі потужних пачок пісковиків та меншою кількістю вапняків, порівняно з нижньою товщею.

По літологічному складу породи верхньої товщі представлені: пісковиками, аргілітами, алевролітами, вапняками.

Пісковики сірі, зеленувато-сірі, рідко темно-сірі, дрібно-середньозернисті, кварцові, слюдисті, глинисті, міцнозцементовані. В верхній частині розрізу зустрічаються прошарки гравелітів і конгломератів малої товщини, які складені із зерен кварцу, гальки кременю, конкрецій піриту.

Аргіліти сірі, темно-сірі, слюдисті, алевритисті, піщанисті, сидеритизовані, з відбитками і включеннями обвуглених рослинних залишків.

Алевроліти сірі, сіро-жовті, зеленувато-сірі, слюдисті, кварцові, глинисті, щільні, середньозцементовані, з обвугленими рослинними залишками.

Вапняки сірі, світло-сірі, глинисті, прихованокристалічні, щільні, міцні.

Загальна товщина башкирських відкладів коливається від 330 до 420 м.

Мезозойська група (Mz)

Мезозойські відклади представлені в об'ємі тріасової і юрської систем, крейдяні відклади відсутні.

Тріасова система (T)

Відклади тріасу з різким кутовим і стратиграфічним неузгодженням, залягають на розмитій поверхні середньокам'яновугільних відкладів. За літолого-фаціальними ознаками відклади тріасу діляться на чотири товщі: піщано-глинисту (Тпг), піщану (Тп), піщано-карбонатну (Тпк) та глинисту (Тг).

В підшві піщано-глинистої товщі залягає пачка глини товщиною від 30 до 50 м, вище товща складена перешаруванням пісковиків, глин, алевролітів. В покрівлі товщі залягає пачка конгломератів.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Пісковики сірі і зеленувато-сірі, дрібнозернисті, кварцові, глинисті, слюдисті, середньо-міцнозцементовані, інколи з галькою кременю.

Алевроліти сірі, зеленувато-сірі, червоно-бурі, кварцові, слюдисті, глинисті, середньозцементовані, щільні.

Глини червоно-бурі, цегляно-червоні, голубовато-і зеленувато-сірі, жовтувато-і бурувато-сірі, піщанисті, алевритисті, слабослудисті, щільні, іноді аргілітоподібні, з нерівним зломом.

Конгломерати складені дрібними гальками кварцу, кременю, роговику, зцементованими карбонатним цементом.

Товщина відкладів 180-190 м.

Піщана товща складена переважно пісками і пісковиками з тонкими прошарками глин.

Піски і пісковики сірі, зеленувато-сірі, інколи цегляно-червоні, дрібно-тонкозернисті, кварцові, слюдисті, глинисті, з вапняковистими стягненнями. Пісковики щільні, середньо-міцнозцементовані.

Товщина відкладів 35-45 м.

Піщано-карбонатна товща складена глинами, пісковиками з тонкими підлеглими прошарками вапняків.

Глини червоно-бурі, цегляно-бурі, сірі, піщанисті, слюдисті, щільні з вапняковистими стягненнями.

Пісковики сірі, світло-сірі, різнозернисті, інколи з галькою кварцу, слюдисті, глинисті, середньо-міцнозцементовані.

Вапняки світло-зеленувато-сірі, строкатокольорові, глинисті, прихованокристалічні, щільні.

Товщина відкладів 30-40 м.

Глиниста товща складена глинами з прошарками пісків, пісковиків і алевролітів.

Глини строкатокольорові (зеленувато-сірі, жовтувато-сірі, червоно-бурі, сірі), піщанисті, слюдисті, в'язкі, грудкуваті, щільні.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Піски і пісковики світло-зеленувато-сірі, в основному різнозернисті, кварцові, слюдисті, глинисті, з дрібною галькою кварцу і кременю.

Алевроліти бурувато-сірі, зеленувато-сірі, щільні, з вапняковистими стягненнями.

Товщина відкладів 90-100 м.

Загальна товщина відкладів тріасу коливається в межах від 335 до 375 м.

Юрська система (J)

Відклади юрської системи представлені середнім відділом в об'ємі байоського та батського ярусів, та верхнього відділу – келовейським ярусом.

Середній відділ (J₂)

Байоський ярус (J₂ vj)

Відклади байоського ярусу, з кутовим і стратиграфічним неузгодженням, залягають на розмитій поверхні тріасу. Літологічно представлені - в нижній частині потужною пачкою пісків і пісковиків, в верхній частині - глинами.

Піски і пісковики зеленувато-сірі, сірі, дрібнозернисті, кварцові, глинисті, слабослюдисті, пісковики слабо-середньозцементовані, з гальками кременю.

Глини сірі, голубувато-сірі, інколи темно-сірі, попелясто-сірі, алевритисті, слабослюдисті, щільні, з уламками і прошарками жовтувато-сірого сидериту.

Товщина відкладів 70-80 м.

Батський ярус (J₂ vt)

Відклади батського ярусу представлені двома під'ярусами: нижнім та верхнім.

Нижньобатські відклади (J₂ vt₁) по своїх літологічних особливостях схожі з верхньою частиною байоського ярусу і складені серією морських сірих, голубувато-сірих, місцями жовтувато-сірих глин, слюдистих, алевритистих, з підлеглими тонкими прошарками пісковиків.

Товщина відкладів 105-125 м.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Верхньобатські відклади (J_{2bt_2}) по своїх літологічних особливостях діляться на дві товщі: нижню - піщану і верхню - глинисту.

Нижня товща складена пісковиками сірими, світло-сірими, кварцово-польовошпатовими, дрібно-зернистими, середньо-зцементованими.

Верхня товща складена, в основному, глинами сірими, зеленувато-сірими, щільними, жирними на дотик, алевритистими, з обвугленими рослинними залишками, стягненнями сидериту.

Товщина відкладів 40-120 м.

Верхній відділ (J_3)

Келовейський ярус (J_{3k})

Відклади представлені двома пачками порід:

- нижня пачка складена породами лагунно-континентального походження щільними глинами, з прошарками сірих алевролітів;
- верхня пачка складена морськими зеленувато-сірими вапняковистими глинами та алевролітами.

Товщина відкладів 60 м.

Загальна товщина юрських відкладів складає 255-385 м.

Кайнозойська група (Kz)

Палеогенова система (P)

Відклади палеогену залягають незгідно на юрських і підрозділяються на канівсько – бучакську, київську та харківську світи.

Канівсько-бучакська світа (P_{1-2}^{bk}) складена, в основному, пісками зеленувато-сірими, слюдистими, щільними, з базальним шаром фосфоритів, в верхній частині – глинами зеленувато-сірими.

Товщина відкладів 25-30 м.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Київська світа (P_2^{kv}) представлена в нижній частині мергелями зеленувато-сірими, слюдистими, щільними, з базальним шаром фосфоритів, в верхній частині – глинами зеленувато-сірими.

Товщина покладів 25-30 м.

Харківська світа (P_3^{ch}) представлена кварцово-глауконітовими пісками, зеленувато-сірими, мілкозернистими, з прослоями зеленувато-сірих, піщанистих глин і алевролітів.

Товщина відкладів 25-30 м.

Неогенова та четвертична системи (N+Q)

Нерозчленована товща неогеново-четвертичних відкладів складена глинами зеленувато-сірими, щільними, в'язкими, пісками сірими, зеленувато-сірими, дрібнозернистими, слюдистими, над якими залягають суглинки сірувато-жовті, піщанисті, з вапняковистими конкреціями, щільні та ґрунтово-рослинна верства.

Товщина утворень 0-10 м.

1.3.2. Тектоніка

Безіменна структура в регіональному тектонічному плані, розташована в південній прибортовій частині Дніпровсько-Донецької западини і приурочена до зони затокоподібного заглиблення, в масив південного борту, на ділянці поєднання Лубенсько-Білоцерківського та Царичанського виступів фундаменту.

Будова цієї частини западини, порівняно з іншими її елементами, досить складна і обумовлена інтенсивним проявом галокінезу та блокової тектоніки і поєднує риси властиві північному схилу Українського кристалічного масиву та власне Дніпровського грабену.

По поверхні кристалічного фундаменту - це чітко виражений загальний моноклінальний схил, розчленований повздовжніми та діагональними скидами на ряд припіднятих та занурених блоків, які утворюють горсти і

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

грабени. В зв'язку з цим глибини залягання докембрійських утворень досить різноманітні і змінюються в межах від (-) 2000 м до (-) 6000м.

Найбільш складна геологічна будова спостерігається по турнейському комплексу відкладів, які перекривають розчленовану блоковою тектонікою і галокінезом поверхню девонського розрізу і залягають на різновікових його верствах.

Такі складні умови залягання відкладів спричинили різке коливання їх товщин від 200 м в найбільш припіднятих ділянках і до 1000-1600м в занурених. На фоні загального збільшення товщин до центру западини має місце аномальність величин відкладів в міжструктурних та прирозломній ділянках з максимальним накопиченням в них порід.

Одночасно з циклічно-коливальними рухами з переважаючим поступовим зануренням всієї території і накопичення значних потужностей нижньокам'яновугільних відкладів суттєво проявлялись і структуроформуючі фактори, які обумовили розвиток переважно антиклінальних структурних форм облягання блоків фундаменту і соляних девонських тіл.

По осадовому комплексу в межах цієї частини западини простежується ціла група структур, які мають певне орієнтування і складають окремі протяжні структурно-тектонічні лінії, облямовуючи прогини і прирозломну крайову зону.

Безіменне підняття по турнейському структурному поверху в системі локальних піднять є складовою частиною валу (додаток 1), який разом з створює протяжну кільцеподібну зону облягання Андріївського нижньопалеозойського прогину.

По завершенню кам'яновугільного віку, значного по накопиченню відкладів, район Безіменної структури одночасно з подальшим зануренням, зазнає інтенсивних коливальних геодинамічних рухів зі значними періодичними підійманнями, які супроводжувалися крупними передтріасовим та передпалеогеновим переривами в осадконакопиченні і

					Арк.
					24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат	

БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ

випадінню із розрізу фанерозоя московських, верхньокам'яновугільних, пермських та крейдяних відкладів.

Структурні локальні форми нижніх стратиграфічних комплексів свого відображення в верхніх комплексах не знаходять.

Не простежуються по верхніх стратиграфічних комплексах і структури валу. Не знаходить свого відображення також міжструктурний прогин. Всі структурні елементи валу простежуються лише по нижньовізейсько-турнейських комплексах, в розрізі яких вони знаходять своє чітке проявлення з властивими їм особливостями будови.

Безіменна структура по турнейських (C_{1t}) та візейських (C_1V_1) відкладах представляє собою брахіантикліналь (додатки А, Б) субширотного простягання, що розташована в центрі антиклінальної зони. Безіменна брахіантикліналь характеризується асиметричною будовою. Її південне крило – пологоє і коротке, ускладнене тектонічним порушенням, а північне – більш круте і також ускладнене повздовжніми розривними порушеннями.

Від суміжного підняття Безіменна структура відділяється пологою сідловиною. На сході складка обмежена неглибоким прогином, який відділяє її від сусідньої структури.

Амплітуди повздовжніх порушень, що ускладнюють Безіменну структуру, знаходяться в межах від 50 до 150 метрів.

Амплітуда Безіменної брахіантикліналі, відносно південного прогину, більше 50 м. Її розміри в турнейських відкладах (відбиваючий горизонт Vb^2_4) в межах замкнутої ізогіпси – 2650 м становлять 1,5 x 3,5 км. У нижньовізейських відкладах (відбиваючий горизонт Vb^1_3) підняття зберігає замкнений контур. Вищезалягаючі верхньовізейські, серпуховські, башкирські, мезозойські відклади перекривають Безіменну брахіантикліналь і залягають моноклінально з підйомом у напрямку до південного борту ДДЗ.

1.3.3. Нафтогазоносність

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Безіменна площа, згідно існуючого нафтогазогеологічного районування, розташована в нафтогазоносному районі, для якого характерна відсутність нижньопермсько-верхньокам'яновугільного нафтогазового комплексу.

Продуктивність розрізу цього району пов'язана, в основному, з відкладами середнього та нижнього карбону), причому відмічається значне зменшення кількості покладів у середньокам'яновугільних та серпуховських відкладах, порівняно з відкладами візейського і турнейського ярусів. В останніх зосереджено до 76% газових і 80% нафтових покладів, причому 75% запасів відкрито на глибинах до 4000 м.

Все це характеризує дану територію як найбільш перспективну по нижньокам'яновугільних відкладах.

Промислові скупчення вуглеводнів встановлені не тільки в теригенних колекторах склепінних покладів з літологічним, стратиграфічним та тектонічним екрануванням, але і в пастках пластового, неантиклінального і зонального типу в карбонатних породах.

Різні автори в межах нафтогазоносного району виділяють від чотирьох до семи зон нафтогазонакопичення.

За останньою схемою районування, Безіменна площа відноситься до зони нафтогазонакопичення з потрійним структурним контролем.

Дана зона нафтогазонакопичення приурочена до малого валу (розмір довгої вісі 24 км). В складі валу локальні структури, що відносяться до класу тектоногенних соляних структур (додаток А).

На окремих підняттях виявлені пастки склепінні, літологічно і тектонічно екрановані.

Розвіданність початкових ресурсів висока – 78%, прогнозні ресурси зони складають 7% від ресурсів Боярсько-Ульянівської зони. У безпосередній близькості, на північний захід від Безіменної площі розташовані нафтогазоконденсатні родовища, а на південний схід газоконденсатне родовище.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Поклади вуглеводнів, по аналогії з сусідніми родовищами зони, на Безіменній площі очікуються у відкладах турнейського (горизонти Т-2, Т-3) ярусу нижнього карбону і пов'язуються з теригенними колекторами гранулярно-порового типу (пласт Т-3, низи пласта Т-2) (табл.1.3.3.1). Поклади в нижньо- і низах верхньовізейських відкладах не очікуються в зв'язку з відсутністю в їх розрізі колекторів.

Найбільш перспективний за своїм промисловим значенням і величиною ресурсів на Безіменній площі вважається пласт Т-3. Очікується, що він буде представлений масивною товщею пісковиків з рідкими прошарками аргілітів, алевролітів, вапняків. Пористість пісковиків на сусідньому родовищі, за даними лабораторних досліджень, коливається від 7 до 23 %, в основному 10-14%.

Очікується, що на Безіменній площі поклад в Т-3 масивний, газонафтовий, водоплаваючий, ВНК прогнозується на відмітці мінус 2625 м (замкнутий контур на склепінні Безіменної структури).

Необхідність перерахунку ресурсів Безіменної площі, при тих самих існуючих сейсмічних побудовах, викликана затвердженням в ДКЗ України запасів сусідніх родовищ.

Для Безіменної структури умовно прийнята ефективна нафтогазонасичена товщина горизонту Т-3 20 м, як середня між ефективними товщинами пісковиків по сусідніх родовищах. Пористість і нафтогазонасиченість пісковиків по Безіменній площі прийняті середні по сусідніх родовищах. Відповідно вони складають для газу 0,13 і 0,8 і для нафти 0,13 і 0,85.

На одному склепінні поклад горизонту Т-3 – нафтовий, Т-3² – газовий, на другому - поклад Т-3 газоконденсатний і газонафтовий.

Для Безіменної структури умовно приймаємо, що газонасичений об'єм буде складати 31% від загального порового об'єму покладу. Очікується, що на Безіменній площі, як на сусідніх родовищах, горизонт Т-2 буде представлений карбонатами. На вищевказаних родовищах карбонати

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

нафтогазонасичені, але колектори в них відсутні і при випробуванні їх стійких промислових припливів не одержували. Тому на Безіменній площі ресурси горизонту Т-2, а також нижньовізейських відкладів, які на Безіменній площі можуть бути представлені аргілітами, не підраховувались.

Таблиця 1.3.3.1 Ресурси по горизонту Т-3

Продуктивний горизонт	Площа покладу, км ²	Середня ефективна товщина, м	Кп	Поровий об'єм колектора в контурі покладу, млн. м ³	Коефіцієнт нафто/газонасиченості	Густина нафти, г/см ³	Коефіцієнт усадки нафти	Коефіцієнт нафтовіддачі	Приведений пластовий тиск, МПа	Категорія запасів	Запаси газу, млн. м ³ Нафти, тис.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Паспортні параметри і ресурси (1991 р)											
Т-3 (весь поклад)	4	24	0.14	13.44	--	--	--	--	--	--	--
Т-3 газ		--	--	4.48	0.8				30*	С ₃	1075 газ
Т-3 нафта		--	--	9.06	0.75	0.83	0.74	0.38	--	С ₃	4173/1252 нафта

1.3.4. Гідрогеологічна характеристика

Гідрогеологічні умови Безіменної площі знаходяться у відповідному зв'язку з існуючими на даний час фаціально - літологічними особливостями розрізу, обумовленими геологією і тектонікою південного борту ДДЗ, в межах якого вона розташована. З огляду на тектонічну приуроченість Безіменної площі, її гідрогеологічні умови слід вважати аналогом названих на сусідньому родовищі.

Водоносні комплекси території Дніпровсько-Донецької западини поділяються на дві зони: активного та уповільненого водообміну.

В процесі геологічного розвитку западини створювались умови для існування високої закритості надр, яка забезпечила збереження на більшій частині території басейну зони уповільненого водообміну (тріасовий, пермський і кам'яновугільний водоносні комплекси). Вище залягає зона активного водообміну (кайнозойський і крейдяний водоносні комплекси).

											Арк.
											28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат	БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ						

До верхньої гідрогеологічної зони відносяться кайнозойські водоносні комплекси четвертинних, неогенових і палеогенових відкладів.

Для водоносних комплексів четвертинних, бучакських, полтавських і харківських відкладів водоупорами є неогенові і харківські глини, київські мергелі, щільні глинисті породи юрських відкладів. Водоносні горизонти цієї зони характеризуються активним взаємозв'язком з денною поверхнею, що позначається на сольовому і газовому складі вод і їх динаміці.

Водозбагаченість порід змінюється в широких межах, дебіти вод в середньому складають 25-60 м³/доб., статичні рівні встановлюються на глибинах 5-10 м від поверхні землі.

Водоносні горизонти верхньої зони вміщують прісні води гідрокарбонатно-хлоридного, кальцій-натрієвого складу з мінералізацією 0,8-1,5 г/л. Грунтові води мають більш строкатий склад, як по величині мінералізації (від 0,4 до 2,5 г/л), так і по переважаючих компонентах, іноді із зміною води на сульфатний тип.

Води кайнозойського комплексу широко використовуються з метою водопостачання, так як відмічаються широким поширенням, неглибоким заляганням і значною водозбагаченістю.

Продуктивність свердловин знаходиться в межах 1,0-1,5-3,0 л/сек., рідко збільшуючись до 4-5 л/сек., що спостерігається в місцях, де водоносні полтавські піски залягають безпосередньо на обводнених пісках харківської світи.

Із мікрокомпонентів вміст йоду і бромю визначається як «сліди»: J - до 0,5 мг/л; Br - до 3-5 мг/л.

Водоносний комплекс середньоюрських відкладів представлений товщею пісків, піщаників і алевролітів з прошарками глин байоського ярусу. Верхнім водоупором комплексу є глинисті відклади верхів байоського та батського ярусів. Притоки вод із відкладів водоносного комплексу коливаються від декількох до десятків кубометрів на добу. Статичні рівні

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

встановлюються на глибинах 30-40 м від поверхні землі. За хімічним складом води відносяться до хлоркальцієвого типу з мінералізацією 5-40 г/л.

Тріасовий водоносний комплекс приурочений до пісків і пісковиків з прошарками глин і алевролітів. Водозбагаченість горизонтів відносно висока, дебїти води досягають 50 м³/доб. при зниженні рівня до 300 м. Статичні рівні встановлюються на глибинах 40-70 м від устя свердловин. Води комплексу хлоркальцієвого типу з мінералізацією 20-60 г/л, з глибиною залягання горизонтів мінералізація вод різко збільшується. Ступінь метаморфізації вод 0,78-0,88.

Середньокам'яновугільний водоносний комплекс в межах Безіменної структури представлений відкладами башкирського ярусу. Водозбагаченість горизонту незначна, дебіт води до 10 м³/доб. Води цього комплексу представлені розсолами хлоркальцієвого типу. Мінералізація вод збільшується з глибиною і складає 54,0-136,0 г/л. Ступінь метаморфізації змінюється від 0,76 до 0,8. Із мікрокомпонентів присутні йод - 4,2 мг/л, бром - 185,5 мг/л, бор - 9,0 мг/л і амоній - 250,7 мг/л.

Водовміщуючими породами нижньокам'яновугільного водоносного комплексу є пласти різнозернистих пісковиків, нерівномірно розподілених серед глинистих порід у відкладах турнейського, візейського і серпухівського ярусів.

Основний обсяг гідрогеологічних досліджень на сусідньому родовищі припадає на турнейські відклади. Пластові води турнейського водоносного комплексу одержані в свердловинах №№ 28, 31, 36. Води турнейського ярусу представляють собою розсоли значної концентрації, мінералізація сягає 258,95 г/л (св.№ 28, інтервал 2739-2744 м, табл.1.3.4.1.).

Пластові води високонапорні, однак водозбагаченість їх незначна. Статичні рівні встановлюються на глибинах від 110 до 342 м, при цьому дебїти складають від 1,3 до 66,6 м³/доб. Водозбагаченість горизонтів зменшується з глибиною залягання горизонтів і погіршенням колекторських властивостей порід. Вміст мікрокомпонентів відповідає фоновим значенням

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

для вод південного гідрогеологічного району, за виключенням тих інтервалів, коли пластові води знаходяться поблизу нафтових покладів, тоді вміст йоду збільшується до 24,33-67,51 мг/л.

Газонасиченість вод продуктивних горизонтів вивчена недостатньо. В переважаючій більшості розчинені гази вуглеводневого складу, сума вуглеводневих компонентів складає до 90%. Серед них переважає метан, вміст якого становить 81-95%. Вміст азоту в складі розчинених газів в більшості проб складає 3-6%.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Хімічний склад та фізичні властивості пластових вод родовища

Таблиця 1.3.4.1

№ св	Вік	Інтервал випробування, м	Дебіт, м ³ /добу	Статичний рівень, м	Тем-ра пластова, °С	Питома вага, г/см ³		Мінералізація, г/л	Вміст іонів, мг/л												Тип води (по В.А.С уліну)
						в пластових умовах	в стандартних умовах, 20°С		Na ⁺ K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	NH ₄ ⁺	B	J	Br	pH	$\frac{pNa}{Cl}$	
28	T-3	2739-2744	5,8	342	93	1,149	1,184	258,95	32865,60	2614,40	161026,23	1,65	195,20	83,92	11,87	39,70	213,12	4,4	0,59	-	хлоркальцієвий
28	T-3	2758-2762	66,6	118	92	1,138	1,173	248,43	31563,00	2006,40	154174,05	3,29	256,20	87,57	12,33	32,19	163,17	6,2	0,60	сліди	хлоркальцієвий
28	T-3	2794-2808	34,5	314	92,5	1,146	1,180	252,63	31963,80	3404,80	157600,14	2,47	97,60	88,09	11,00	29,51	166,50	5,0	0,57	сліди	хлоркальцієвий
31	T-3	2650-2663	6,3	-	89,5	1,126	1,160	237,49	25951,80	2553,60	147457,38	7,41	201,30	110,96	13,22	24,33	226,44	6,0	0,63		хлоркальцієвий
31	T-3	2909-2950	2,6	-	95,9	1,127	1,164	183,01	22244,40	2918,40	114103,93	29,63	366,00	112,81	9,74	8,46	59,94	5,5	0,58	0,0002	хлоркальцієвий

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат
------	------	----------	--------	-----

БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ

Арк.

32

II. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

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

Основна мета пошукових робіт на Безіменній площі – виявлення покладів вуглеводнів та визначення їх промислового значення.

Перспективи відкриття родовища на Безіменній площі обумовлені наступним:

- приуроченістю її до регіонально нафтогазоносної зони Дніпровсько-Донецької западини – даного нафтогазоносного району;
- наявністю в розрізі продуктивних комплексів порід колекторів з кондиційними ємкісно-фільтраційними властивостями;
- існуванням замкненої брахіантиклінальної форми і наявністю умов для утворення надійних пасток для накопичення та збереження покладів вуглеводнів (потрійний структурний контроль);
- розташуванням площі у високоперспективній зоні між двома родовищами, з невеликими глибинами залягання піщаного турнейського продуктивного комплексу (2600-2800 м).

На основі цього, першочерговим об'єктом пошукового буріння на Безіменній структурі є піщані турнейські відклади. Попутно буде визначена наявність колекторів, пасток і покладів у вищезалягаючих карбонатних турнейських і в нижньовізейських відкладах.

Безіменна структура підготовлена до пошукового буріння сейсмічними дослідженнями по нижньовізейських (C_{1V1} , V_{B3}^1) і теригенних турнейських (C_{1ta} , V_{B4}^2) відкладах.

Основні задачі пошукового буріння:

- виявлення покладів вуглеводнів у теригенних турнейських відкладах;
- вивчення речовинного складу порід колекторів та їх фільтраційно-ємкісних властивостей (ФСВ), а також характеристик пластових флюїдів;
- оцінка запасів, виявлених покладів;
- уточнення геологічної будови площі;

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

- геолого-промислові дослідження продуктивної свердловини з метою визначення динаміки зміни в часі: дебітів нафти і газу, устьових і пластових тисків, обводненості продукції і стійкості порід-колекторів, а також допустимої величини депресії при подальшій розробці родовища.

По результатах пошукового буріння свердловини № 1, перегляду сейсмічних матеріалів, буде виконана оцінка запасів і визначено доцільність і обсяг розвідувального етапу робіт на родовищі.

В випадку відсутності промислових припливів вуглеводнів, згідно інструкції приймається рішення про припинення пошукових робіт і складається звіт з обґрунтуванням їх безперспективності.

2.1.1 Обґрунтування постановки робіт

Безіменна структура вивчена і підготовлена до пошукового буріння сейсморозвідувальними роботами МОГТ, які виконувалися сейсмопартіями. Оцінку якості структурних побудов площі зроблено згідно “Інструкції по оцінці якості структурних побудов і надійності виявлених і підготовлених об’єктів по даних сейсморозвідки МВХ-МСГТ” (Москва, 1984 р.), за якою точність побудов $\pm 33,5$ м, похибка в визначенні амплітуди $\pm 5,4$ м, що є задовільним. Густота розміщення сейсмічних профілів, не дивлячись на дуже складні поверхневі умови, задовольняє достовірності структурних побудов.

Обробка даних сейсморозвідки проводилася на ОЦ СУГРЕ (м. Полтава) і в КДМЕ (м. Київ) на ЕОМ М-4030 (с.п. №№№) а також ЕС-1045 і ПС-2000 (с.п. №№№) в системі СОСМ ІМ і СЦС-3 по стандартному графу і по додатковим програмам. Прийнятий стандартний граф і додаткова обробка є достатніми і відповідають необхідній якості щодо проведення задовільної кореляції цільових відбиваючих горизонтів, а також виконання по них параметричного і сейсмофаціального аналізу.

Відбиття $V_{в3}^1$ реєструється в інтервалі часу 1,5-2,3с. у вигляді чіткої і інтенсивної, місцями інтерференційної, двохфазної хвилі яка впевнено

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

слідкується в межах площі, крім місць розриву кореляції, пов'язаних із розривними порушеннями.

Відбиття $V_{в4}^2$ реєструється в інтервалі часу 1,6-2,6 с. у вигляді двохфазної хвилі, більш інтерференційної в порівнянні з відбиттям $V_{в3}^1$. Для відбиття $V_{в4}^2$ характерно збільшення кількості місць розриву кореляції, що викликано як зонами тектонічних розривів, так і наявністю багатьох зон неоднорідності відбиваючої границі або місць літологічних заміщень в відкладах C_{1t} .

Стеження цільових відбиттів і інтерпретація сейсмічних матеріалів проведені по загальноприйнятій методиці. Сейсмічні розрізи масштабу 1:20000 побудовані методом "t₀" до відбиваючого горизонту $V_{в3}^1$ включно по осереднюючій кривій за даними сейсмокаротажу свердловин сусідньої площі. Нижче горизонту $V_{в3}^1$ побудови виконувалися методом Δt при пластовій швидкості 6000 м/с (швидкість в карбонатах).

Структурні карти по відбиваючих горизонтах $V_{в3}^1$, $V_{в4}^2$ побудовані в масштабі 1:50 000 з перетином ізоліній через 50 і 100 м. За результатами обробки і інтерпретації геофізичних даних, згідно існуючих вимог, в 1991 році складено паспорт на Безіменну структуру.

Вірогідність існування структури складає 1,0 (при апіорній вірогідності $P(1)=0.2$, оскільки дана структура чітко відображена і в гравітаційному полі, де їй відповідає інтенсивна аномалія величиною 6,0 Е).

Дані гравірозвідки вказують на розповсюдження в межах Безіменної структури піщано-карбонатного розрізу.

На карті аномального магнітного поля ΔT , ділянці Безіменної структури відповідає чітка і поширена від'ємна аномалія магнітної складової, що досягає - 2,0ме. Це може свідчити про наявність у розрізі немагнітних порід, наприклад, кам'яної солі.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Перспективність Безіменної структури підтверджується також результатами проведеного параметричного та сейсмофаціального аналізу, який проведено в межах Безіменної антикліналі та суміжних територій.

Аналіз псевдоакустичних швидкостей горизонтів V_{B3}^1 , V_{B4}^2 вказує на зниження значень $v_{\text{пак}}$ до 2400-2500 м/с в межах Безіменної структури і сусідніх родовищ в порівнянні з навколишніми ділянками, де значення $v_{\text{пак}}$ досягають 2900-3000 м/с. Аномалія $v_{\text{пак}}$ із значеннями 2500м/с, що відповідає Безіменній структурі й сусіднім родовищам локалізується також по відбиваючому горизонту V_{B3} . Зменшення значень $v_{\text{пак}}$ в межах зони структур по горизонтах V_{B3}^1 , V_{B4}^2 з найбільшою вірогідністю пов'язано з зонами розущільнення порід (підвищеною пористістю та тріщинуватістю) нижньовізейсько-турнейських відкладів.

Перспективність Безіменної структури підтверджується продуктивністю інших локальних структур даної зони нафтогазонакопичення (розділ 1.3.3. Нафтогазоносність).

Наявна інформація свідчить про високу перспективність Безіменної структури та добрий стан її підготовленості до пошукового буріння на нафту і газ по відкладах турнейського ярусу нижнього карбону.

2.1.2 Система розміщення свердловин

Методика ведення пошукових і розвідувальних робіт та визначення кількості свердловин регламентується діючими “Методичними рекомендаціями по вибору системи розташування свердловин” [4] і “Методичними вказівками по веденню робіт на стадіях пошуків і розвідки родовищ нафти та газу”, “Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ” [3] в залежності від особливостей геологічної будови площі: розмірів, форми і морфогенетичних характеристик пастки, типу очікуваних покладів, ступеню вивченості площі та напрацьованого досвіду ведення робіт на аналогічних структурах.

Безіменна площа по турнейських відкладах – брахіантиклінальна складка, крила і перикліналі якої ускладнені скидами.

						Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат	БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	

Згідно з документами “Методичні рекомендації...” і “Етапи і стадії...”, така структурна форма опошуковується однією свердловиною, розташованою в присклепінній частині структури.

Проектна глибина свердловини приймається на 50 м нижче розрахованого ВНК – 2625 м, тобто вертикальна глибина свердловини складатиме: $2625 \text{ м} + 50 \text{ м} + 95 \text{ м} = 2770 \text{ м}$. В зв'язку з неможливістю по поверхневим умовам буріння вертикальної свердловини, орієнтовна довжина її стовбуру складе 2910 м (відхилення вибою від гирла 700м).

Пошукову похило-направлену свердловину №1 вертикальною проектною глибиною 2770 м (довжиною стовбура 2910 м, відхилення вибою від устя 700 м в південно-східному напрямі) планується пробурити в межах склепінної замкненої ізогіпси з відміткою мінус 2600 м.

Перед свердловиною стоїть задача розкриття нафтогазонасиченої частини теригенної товщі турнейського віку і додаткового викриття 50-ти метрової водонасиченої товщі теригенного турне, що дозволить:

- встановити наявність (відсутність) покладів вуглеводнів, їх кількість та положення в розрізі;
- уточнити стратиграфічне розчленування розрізу;
- виділити в розрізі перспективного турнейського комплексу пласти-колектори і флюїдоупори;
- в'яснити речовинний склад порід колекторів продуктивного розрізу та їх ємкісно-фільтраційну характеристику.

За результатами аналізу шламу, кернового матеріалу, даних обробки матеріалів ГДС буде визначено доцільність випробування в експлуатаційній колоні перспективних об'єктів.

Продуктивна характеристика нафтогазоносності горизонтів (дебіт, пластовий, статичний та робочий тиски, хімічний та фракційний склад пластових флюїдів) буде отримана в ході стаціонарного випробування свердловини в експлуатаційній колоні. При отриманні промислового припливу вуглеводнів в колоні свердловина вводиться в дослідно-

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

промислову розробку, в результаті якої буде визначена промислова характеристика покладу.

2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження

З метою вивчення властивостей порід, які складають розріз Безіменної площі, літологічного розчленування розрізу, виділення пластів-колекторів нафти та газу, вивчення їх фізичних властивостей і характеру насичення, а також визначення параметрів, необхідних для підрахунку запасів вуглеводнів, передбачається наступний комплекс промислово-геофізичних досліджень:

Види досліджень, їх цільове призначення	Масштаб запису	Інтервали досліджень, м
Стандартний каротаж	1:500	100-2910
Кавернометрія	1:500	100-2910
Інклінометрія через 25 м	-	100-2910
БКЗ	1:200	750-2910
Боковий каротаж	1:200	750-2910
Мікробоковий каротаж	1:200	750-2910
Мікрокаротаж	1:200	750-2910
Індукційний каротаж	1:200	750-2910
Акустичний каротаж	1:200	750-2910
ГК і НГК	1:500	0-2910
ГГК	1:200	750-2910
ІННК до і після спуска експлуатаційної колони	1:200	2600-2910
Акустичний цементомір	1:500	2450-2910
Відбір проб ОПН-110	25	2770-2850
Сейсмокаротаж	-	0-2910

2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів

Керновий матеріал являється основою для отримання найбільш достовірної інформації, а результати його комплексного дослідження спільно з петрофізичними даними повинні забезпечити надійну геолого-геофізичну інформацію під час пошуків, розвідки, підрахунку запасів нафтових і газових родовищ.

В зв'язку з вивченістю кайнозойських, мезозойських і верхньої частини палеозойських відкладів, а також враховуючи те, що основні перспективи на Безіменній площі пов'язані з турнейськими відкладами, відбір керну планується з перспективної частини розрізу з повним комплексом дослідження, направленою на вирішення наступних задач:

- стратиграфічне розчленування розрізу розкритого свердловиною і співставлення їх з розрізами сусідніх площ;
- літологічна і геохімічна характеристика розрізу, відновлення палеогеографічних умов басейну осадконакопичення і геологічної історії його розвитку;
- виявлення прямих і непрямих ознак нафтогазоносності і зон АВПТ;
- визначення колекторських і екрануючих властивостей порід в продуктивних і водоносних частинах розрізу;
- вивчення залежностей між ємкісними властивостями, нафто-газо- і водонасиченістю порід і промислово-геофізичними параметрами;
- вивчення геологічної будови площі, отримання інформації про кут падіння і направлення простягання пластів.

В зв'язку з великим кутом викривлення стовбура свердловини, проходка з відбором керну по ній обмежена - 30 м або 1% від глибини свердловини.

Згідно порайонних норм виносу керну, для Безіменної площі норма виносу керну - 50% від пробуреного метражу з відбором керну.

Відклади, з яких планується відбір керну, відносяться до 6-9 категорії порід по твердості. По труднощах відбору керну вони характеризуються

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

другою категорією. Проектні інтервали відбору керну в свердловині приводяться в таблиці 2.1.4.1.

Таблиця 2.1.4.1. Інтервали відбору керна

Інтервали відбору керна, м	Проходка з керном, м	Вік відкладів
2600-2615	15	T-2
2770-2785	15	T-3

В процесі буріння свердловини буде виконуватися корегування передбачених інтервалів відбору керна по даних останнього каротажа.

Порядок обробки керну

Керн щільно складається в ящики по порядку номерів. При цьому строго повинна витримуватися орієнтація, для чого необхідно спеціальними перегородками відмічати початок і кінець довбання.

Зруйнований керновий матеріал збирають в поліетиленові мішечки, які зав'язують і складають в послідовності добування разом з незруйнованим керном. Укладання виконують зліва направо. На ящиках обов'язково ставлять стрілки і пишуть інтервали довбання.

При необхідності прямої оцінки залишкової водо- і нафтогазонасиченості керн після підняття повинен бути терміново герметизований.

При складанні керну в ящики проводиться його оперативне літологічне описання з метою віднесення його до того чи іншого літотипу, фіксація наявності чи відсутності каверн і тріщин, встановлення ступені макрооднорідності, візуальної оцінки характеру насичення.

Результати оперативного макроскопічного опису необхідно заносити в геологічний журнал.

Макроопис виконується в керносковищі. Опис повинен проводитися в наступному порядку: назва породи, колір, структура, склад і характер цементу, міцність цементації, наявність видимих пустот. Текстура породи, особливості мінералогічного складу, вміст кальциту і доломіту, наявність конкрецій і включень, наявність і умови залягання залишків організмів, потужність окремих прошарків і характер їх чергування, наявність

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

органічних бітумінозних речовин, наявність, орієнтація, розкриття і заповнення тріщин.

2.1.5 Лабораторні дослідження

Найбільш вірогідну геологічну інформацію на пошуковому етапі геологорозвідувальних робіт буде одержано в результаті детального вивчення кернавого матеріалу, шламу та даних промислово-геофізичних досліджень.

Зразки керна для лабораторних досліджень відбираються після детального і повного опису керна по свердловині.

Не пізніше ніж через 5-10 діб після відбору, зразки керна відправляються в лабораторію, де виконуються дослідження по вивченню літолого-фаціального, петрографо-мінералогічного складу та фізико-механічних властивостей порід.

Крім того, виконуються аналізи проб нафти, газу та конденсату, пластової води, розчиненого газу, які були відібрані в процесі випробування свердловини.

Орієнтовний об'єм лабораторних досліджень по свердловині приводиться в таблиці 2.1.5.1.

Таблиця 2.1.5.1. Комплекс лабораторних досліджень

№ № пп	Назва дослідження, аналізу	Одиниця виміру	Кількість зразків або проб
1	2	3	4
1.	Петрографо-мінералогічний опис	шт.	15
2.	Мікрофауністичний і споропилковий аналіз	шт.	10
3.	Визначення карбонатності	шт.	60
4.	Фізико-хімічний аналіз	шт.	30
5.	Фізико-механічний аналіз	шт.	60
6.	Бітумологічний аналіз	шт.	20
7.	Спектральний аналіз	шт.	10
8.	Аналіз нафти	проби	6
9.	Аналіз газу	проби	3
10.	Аналіз конденсату	проби	3
11.	Аналіз пластової води	проби	3
12.	Аналіз розчиненого газу	проби	9

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		41

2.2 Підрахунок запасів

Для Безіменної структури за геолого-геофізичними матеріалами, що даються в попередніх розділах (1.3.3. Нафтогазоносність), перспективність пошуків вуглеводнів на Безіменній площі пов'язується з відкладами турнейського ярусу, умовно прийнята ефективна нафтогазонасичена товщина горизонту Т-3 20 м, як середня між ефективними товщинами пісковиків по сусідніх родовищах, тому є доцільно виконати розрахунок запасів нафти і газу.

Підрахунок виконується об'ємним методом за загальноприйнятими формулами. Підрахункові параметри, що входять у формулу, приймаємо по аналогії з сусідніми площами з установленою нафтогазоносністю.

Об'ємна формула для підрахунку запасів нафти:

$$Q = F \cdot h \cdot m \cdot \beta \cdot k_H \cdot \rho \cdot \theta, \quad (2.2.1)$$

де Q – видобувні (промислові) запаси нафти, т; F – площа нафтоносності, м²; h – нафтонасичена товщина пласта, м; m – коефіцієнт відкритої пористості нафтовміщуючих порід; β – коефіцієнт насичення пласта нафтою (коефіцієнт нафтонасичення); k_H – коефіцієнт нафтовіддачі; ρ – густина нафти на поверхні, т/м³; θ – перерахунковий коефіцієнт, що враховує усадку нафти ($\theta = 1/b$, де b – об'ємний коефіцієнт пластової нафти).

Об'ємна формула для підрахунку запасів газу:

$$V = F \cdot h \cdot m \cdot f \cdot (p \cdot \alpha - p_k \cdot \alpha_k) \cdot \beta_z \cdot \eta_z, \quad (2.2.2)$$

де V – видобувні (промислові) запаси газу на дату розрахунку, м³; F – площа у межах продуктивного контуру газоносності, м²; h – товщина пористої частини газоносного пласта, м; m – коефіцієнт пористості; p – середній абсолютний тиск у покладі газу на дату розрахунку, кг/см²; p_k – кінцеве, середнє, залишковий абсолютний тиск, кг/см², у покладі після видобування промислових запасів газу та встановлення на усті свердловини абсолютного тиску, рівного 1 кг/см²; α і α_k – поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Мариотта відповідно для тисків p і p_k .

					Арк.
					42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат	

БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ

($\alpha=1/Z$, де Z – коефіцієнт стиснення газу).

Ресурси вуглеводнів на Безіменній площі підраховані з урахуванням параметрів сусідніх родовищ. Результати підрахунку зведені в таблиці 2.2.1.

Таблиця 2.2.1 Ресурси Безіменної структури по горизонту Т-3

Продуктивний горизонт	Площа покладу, км ²	Середня ефективна товщина, м	Кп	Поровий об'єм колектора в контурі покладу, млн. м ³	Коефіцієнт нафто/газонасиченості	Густина нафти, г/см ³	Коефіцієнт усадки нафти	Коефіцієнт нафтовіддачі	Приведений пластовий тиск, МПа	Категорія запасів	Запаси газу, млн. м ³ Нафти, тис.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-3 (весь поклад)	4	20	0.13	10.4						C ₃	
				7.18	0.8				24.9*	C ₃	188,4 газ
				3.22	0.85	0.82	0.627	0.285		C ₃	140,7 нафта

Згідно з проведеними розрахунками ресурси категорії C₃ (333) підраховані лише по горизонту Т-3 і складають; газу – 188,4 млн. м³, нафти – 140,7 тис. т.

ІІІ. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо–геологічні умови буріння

В процесі буріння свердловини можуть мати місце ускладнення у вигляді поглинання промивального розчину, звужування стовбуру свердловини, сальнико-каверно-жолобоутворення, коагуляція промивального розчину, нафтогазопрояви.

По аналогії з сусідніми площами в розрізі Безіменної площі виділені наступні інтервали з різними геолого-технічними умовами проводки свердловини:

- кайнозойський (0-100 м);
- мезозойсько-тріасовий (100-750 м);
- тріасово-нижньовізейський (750-2600 м);
- турнейський (2600-2910 м).

Кайнозойські відклади представлені піщано-глинистими породами. При розбурюванні їх можливі поглинання бурового розчину, осипи, обвали, звуження ствола свердловини, уступи, сальнікоутворення.

Мезозойсько-тріасові відклади представлені піщано-глинистими породами, в піщаній товщі тріаса наявні конгломерати. При бурінні в них глинистий розчин збагачується глинистою фазою, можливе осипання піску, випадання конгломератів, сальнікоутворення.

В нижньокам'яновугільних відкладах, при бурінні похилого стовбура, можливі жолобоутворення, осипання аргілітів, особливо в інтервалі 2040-2600 м.

Розбурювання перспективних турнейських відкладів, крім осипів аргілітів, при пониженні протитиску нижче пластового, може супроводжуватися нафтогазопроявами.

Випробування свердловини виконується з метою вивчення нафтогазоносності геологічного розрізу порід що розкриваються, уточнення геометрії продуктивних покладів, вивчення основних газогідродинамічних характеристик колекторів, фізичних властивостей флюїдів, з метою оцінки промислового значення покладів нафти, газу і конденсату, одержання необхідних даних для підрахунку запасів вуглеводнів. Випробування пластів в процесі буріння випробувачем на трубах не проектується, в зв'язку з тим, що свердловина похило спрямована.

В процесі буріння, з метою більш детального вивчення розподілу нафтогазонасиченості в межах перспективних горизонтів, проектується випробування за допомогою випробувачів на каротажному кабелі, з відбором проб пластових флюїдів, вимірами пластового тиску.

В свердловині планується відбір проб пластових флюїдів виконувати випробувачами пластів ОПН-110 в інтервалі 2770-2850 м , в 25 точках. Глибини відбору проб та їх кількість будуть уточнені по результатах буріння, відбору керна і промисло-геофізичних досліджень.

Випробування в експлуатаційній колоні

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Випробування перспективних горизонтів в експлуатаційній колоні виконується з метою вивчення колекторських властивостей, продуктивних характеристик пластів, а також видобувних властивостей горизонтів, значення пластових тисків і температур, устьових тисків, дебітів газу, нафти, конденсату та їх хімічного складу, а також їх характеристик в пластових умовах.

Вибір об'єктів для випробування в експлуатаційній колоні здійснюється за результатами буріння, випробування випробувачами на каротажному кабелі та промислово-геофізичних досліджень.

Після закінчення свердловини бурінням і спуску експлуатаційної колони, випробування виконується знизу до верху.

Розкриття намічених об'єктів планується виконувати через НКТ, малогабаритними потужними перфораторами виробництва компанії Dynamit Nobel. Запроектована щільність прострілу – 19 отв. на 1 м.

Перфорація продуктивних горизонтів здійснюється при депресії на пласт орієнтовно в 3 МПА, що становить $\approx 10\%$ від очікуваного пластового тиску.

Зону перфорації пласта перед прострілом заповнюють нейтральною рідиною, яка б не впливала негативно на присвердловинну зону. Для цього планується використовувати поверхнево-активні речовини типу ОПД, сульфанол, дісолван чи інші.

Розкриття пластів виконується після прив'язки інтервалів по ГК і локатору муфт.

При відсутності припливу, після перфорації при депресії, планується зниження рівня рідини в свердловині методом аерації. При цьому депресія на пласт повинна бути не менше 30% від пластового тиску.

При отриманні незначного припливу чи його відсутності з пластів, які характеризуються як нафтогазонасичені з високими колекторськими властивостями і рекомендовані для випробування на продуктивність, планується проведення інтенсифікації. Одним із методів інтенсифікації є

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

метод змінних тисків (МЗТ) з використанням поверхнево-активних речовин, при необхідності – додаткове розкриття горизонту перфорацією. МЗТ виконувати в декілька циклів: від 10 до 15.

Для проведення інтенсифікації припливу з карбонатних колекторів необхідно виконувати соляно-кислотні обробки, методом тих же МЗТ, при необхідності – виконання соляно-кислотного гідророзриву пласта.

При одержанні промислового припливу нафти чи газу свердловина вводить в дослідно –промислову розробку.

Дослідження свердловини

Дослідження газоконденсатних і нафтових горизонтів виконується методом усталених відборів з використанням сепаратора.

Після очистки від води свердловина закривається для відновлення пластового і статичних устьових тисків. Вимірюються пластовий тиск і температура з записом епюри розподілу тиску по стволу свердловини. При відновленні пластового тиску записуються величини устьових трубного і затрубного тисків.

Після вимірювання пластового тиску виконується дослідження на режимах. Дебіти газу вимірюються на 5 режимах прямого і 2-х режимах зворотного ходу. Нафтові горизонти досліджуються на 3-х режимах прямого і одному режимі зворотнього ходу.

Під час дослідження на режимах вимірюються дебіти газу, конденсату, нафти, а при наявності і води.

На кожному режимі, при стабілізації тисків, вимірюються вибітний і устьові тиски, температура.

Дослідження виконується при роботі свердловини через трубний простір.

Під час дослідження відбираються проби нафти, газу, конденсату, води на аналіз.

Для дослідження в пластових умовах, обов 'язково відбираються глибинні проби нафти, а також рекомбіновані проби газу і конденсату.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Після виконання робіт по дослідженню на режимах свердловина зупиняється на відновлення пластового тиску. При цьому ведеться запис кривих відновлення пластового тиску і устьових тисків. Вимірюється пластовий тиск і температура, устьові статичні тиски.

При одержанні припливу пластової води виконуються роботи по вимірюванню зміни рівня води, з метою визначення дебіту. При припливі води з нафтою, крім вимірювання рівнів, ще визначається нафто-водяний розділ. По його зміні визначаються дебіти води і нафти.

При значному припливі води дослідження ведеться до відновлення статичного рівня. При цьому вимірюється пластовий тиск і температура, ведеться запис епюри розподілу тиску по стовбуру свердловини. Відбираються проби води, нафти, якщо вона є, на аналіз.

При відсутності припливу пластових флюїдів просліджується рівень води в свердловині. Визначається наявність розчинного газу в воді і він відбирається на аналіз.

При незначному припливі газу, його дебіт визначається за допомогою трубки "Піто", або методом набору тиску в трубному і затрубному просторах.

При розкритті одночасно декількох пластів, або при великих інтервалах розкриття, планується визначення працюючих інтервалів методом термодобітометрії.

Після виконання повного комплексу дослідження свердловини, при промислових припливах вуглеводнів, вона вводиться в дослідно-промислову розробку по додатковому плану, де вказуються мета і об'єм досліджень.

При припливі води встановлюється цементний міст, для переходу до випробування наступного об'єкту. Цементний міст встановлюється в інтервалі випробуваного об'єкту, з перекриттям його вниз і вгору на 20 метрів.

Проектні інтервали випробування та встановлення цементних мостів приведено в таблиці: 3.1.1.

Таблиця 3.1.1. Проектні інтервали випробування

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

№№ об'єктів	Інтервали об'єктів випробування, м	Геологічний вік	Спосіб розкриття	Метод виклику припливу	Інтервали установлення цементних мостів, м
1.	2850-2800	T-3	Dynamit Nobel 19 отв./ м	Перфорація при депресії, зниження рівня води	2870-2780
2.	2760-2740	T-2	Dynamit Nobel 19 отв./ м	Перфорація при депресії, зниження рівня води	2780-2720
3.	2650-2600	T-2	Dynamit Nobel 19 отв./ м	Перфорація при депресії, зниження рівня води	2670 -2550

3.2. Обґрунтування конструкції свердловини

Виходячи з проектної глибини, мети буріння, геолого-технічних умов проводки і досвіду буріння на сусідніх площах, проектом передбачається наступна конструкція:

- Кондуктор діаметром 339.7 мм для перекриття кайнозойських відкладів, а також для недопущення забруднення водоносних горизонтів з питною водою хімічними реагентами бурового розчину, спускається в верхньоюрські відклади на глибину 100 метрів. Цементується по всій довжині.

- Технічна колона діаметром 244.5 мм для перекриття нестійких піщанистих відкладів юри та тріасу, а також забезпечення буріння наступного стовбура свердловини до покрівлі продуктивного горизонту, спускається на глибину 600 метрів. Розміщення башмака першої технічної колони на глибині 600 метрів, а також обладнання верха колони колонною головкою та системою ПВО, надасть можливість герметизації гирла свердловини в разі непередбачуваних нафтогазопроявів. Цементується по всій довжині.

						Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат	БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	

- Друга технічна колона діаметром 177.8 мм для перекриття сипучих аргілітів серпуховських та верхньовізейських відкладів спускається на глибину 2600 метрів. Цементується по всій довжині.

- Експлуатаційний хвостовик діаметром 114,3 мм для кріплення стовбура свердловини, ізоляції продуктивних пластів від водоносних, забезпечення умов необхідних для роздільного випробування пластів, спускається на проектну глибину та цементується по всій довжині.

Дана конструкція забезпечує можливість буріння свердловини за заданою траєкторією та дозволяє виконати всі необхідні гідродинамічні та геофізичні дослідження як у відкритому стовбурі, так і через експлуатаційний хвостовик.

Обладнання устя свердловини

В зв'язку з тим, що буріння стовбуру свердловини під другу технічну колону проводитиметься з максимально можливою наближеністю до покрівлі продуктивного горизонту, існує можливість небажаного проникнення цим стовбуром в верхню його частину. Для забезпечення можливості герметизації гирла свердловини, система ПВО буде встановлюватись на колонну головку змонтовану на верх першої технічної колони діаметром 244.5 мм (глибина спуску 600 метрів). Система ПВО аналогічної конфігурації буде також використовуватись після спуску другої технічною колони діаметром 177.8 мм та бурінні в продуктивному розрізі.

Свердловину буде оснащено гирловою системою Vetco VG-100, розрахованою на тиск 35 МПа. Конфігурація гирлового обладнання і фонтанної арматури складається з трьох основних частин:

1. Приварена колонна головка 9-5/8" x 11" на робочий тиск 35 МПа з однією різьбовою засувкою на відводі. Попередньо приварена до 9-5/8" патрубку обсадної колони і вкручена в верхню трубу обсадної колони діаметром 244.5 мм.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

2. Котушка НКТ, 11" x 7-1/16" робочого тиску 35 МПа з двома відводами з засувками. Встановлюється після цементування обсадної колони діаметром 177.8 мм.

3. Фонтанна арматура: перехідна катушка, VG-100 (підвіска НКТ 2-7/8"), 7-1/16"x 2-9/16" 35 МПа , дві головні засувки 2-9/16" VG200, хрестовина, верхня засувка, засувка глушіння і засувка на відводі.

Система ПВО:

Для буріння стовбура діаметром 311,2 мм на глибину 600 метрів встановлення превентора не потрібне.

Для буріння стовбурів діаметрами 215.9 та 152.4 мм буде використано систему ПВО 11" на робочий тиск 35 МПа яка складається з:

- універсального превентора ;
- подвійного плашкового превентора з 5" трубними плашками і глухими плашками;

Така компоновка буде змонтована на буровій катушці з двома відводами. Кожний відвід буде оснащено однією ручною засувкою і однією гідравлічною засувкою з дистанційним керуванням. Штуцер і лінію глушіння буде змонтовано згідно затвердженої схеми.

Таблиця 3.2.1. Обладнання гирла свердловини

Тип обладнання	Робочий тиск, МПа	Максимальний очікуваний тиск на гирлі, МПа	Кількість	Діаметр колони, на яку встановлюється
Превенторна установка	35.0	~19,0	3	244.5мм 177.8 мм
Колонна головка VG-100 9 5/8"x11"x5M (11"x13 5/8"x5M)	35.0	~19,0	1	244.5 мм
Фонтанна арматура VG-2 9/16"x5M	35.0	~19,0	1	114.3 мм (НКТ 73 мм)

3.3. Режими буріння

Для вибору типів доліт і режимних параметрів буріння, міцність порід, які передбачається розкрити на Безіменній площі, прийнята на основі проведених експериментальних досліджень, а також аналізу фактичних даних буріння свердловин на сусідніх родовищах, проведених Полтавським науково-дослідним інститутом технології буріння.

На основі цих досліджень визначені фізико-механічні і абразивні властивості порід, характерні для розрізів ДДЗ, літологічних відмінностей всіх стратиграфічних горизонтів, приведені в таблиці 3.3.1.

Таблиця 3.3.1 Фізико-механічні і абразивні властивості порід

Вік порід	Твердість по штампу, кгс/мм ²	Абразивність, мг	Коефіцієнт пластичності, к
Kz	5-12	0,2-16	1,5-∞
J	9-159	0,3-30	3,3-4,0
T _Г -T _{П-к}	12,5-32	0,9-21,5	2,-3,7
T _П	100-130,7	21,5-38,5	2,6-4,0
T _{П-Г}	20-29	0,1-24,3	2,3-2,9
C _{2В}	50,8-192	0,4-27,1	1,52-1,77
C _{1S}	53,1-182,6	1,9-17,2	1,5-1,79
C _{1У2}	56,4-205,8	2,2-19,1	1,5-1,77
C _{1У1}	63,8-196,1	0,8-11,3	1,6-1,86
T-2	64,2-175,1	0,6-9,3	1,42-2,20
T-3	80,7-217,1	0,7-31,3	1,51-1,81

3.4. Характеристика бурових розчинів

Параметри промивального розчину при бурінні у відповідних інтервалах приведено в таблиці 3.4.1.

Таблиця 3.4.1 Технологічні параметри бурового розчину для проектних свердловин

Інтервали, м	Тип розчину	Параметри ПР			
		Густина, кг/м ³	В'язкість, сек	Водовіддача, см ³ /30 хв.	pH

0-100	розчин на природній основі	1.05	30-40	-	-
100-600	водно-бентонітова суміш	1.04	30-40	<5	-
600-2600	КСІ – полімерний розчин	1.08	50-70	<5	8-9
2600-2910	КСІ – полімерний розчин	1.12	80-100	<5	8-9

3.5. Охорона надр та навколишнього середовища

Підставою для розробки розділу є обґрунтування доцільності запроєктованої діяльності та засоби її реалізації, визначення шляхів та засобів нормалізації стану навколишнього середовища та забезпечення вимог екологічної безпеки.

При реалізації проекту можливі впливи на геологічне середовище, ґрунти, повітряне середовище.

Загальна характеристика об'єктів проектування

Запроєктований об'єкт представляє собою типову свердловину, конструкція котрої детально описана в розділі 3.2 даного проекту.

Необхідними елементами буріння свердловини являються: вежа, блок силового приводу, насосний блок, склад під хімреагенти, склад під обважнювач, поливна ємкість, дегазаційна ємкість, блок приготування розчину, бункер-шламовловлювач, глиномішалка, фрезерно-струминний млин, вібросита, центробіжний насос, інструментальний майданчик, кран, циркуляційна система, дегазатор, ємкість під хімреагенти, ємкість чистої води, блок очистки бурових стічних вод і нейтралізації відходів, господарські

						Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат	БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	

приміщення, майданчик під вантажі, контейнер для шламу, ємкості для збору і відстоювання стічних вод, ємкості для коагуляції і відстоювання скоагульованої суспензії, ємкість для коагулянту, насос для подачі води на очистку, насос для підкачки освітленої (очищеної) води, приямок для збору атмосферних опадів, вихід превентора, факельний амбар.

Обсяги заняття земельної ділянки повинні відповідати нормативним вимогам.

Джерела забруднення навколишнього середовища

Потенційними джерелами забруднення, при спорудженні свердловини, можуть бути рідкі та газоподібні забруднювальні речовини, зокрема:

- промивні рідини та тампонажні розчини;
- бурові стічні води та буровий шлам;
- продукти видобування та випробування свердловини (пластові флюїди);
- продукти згорання палива в двигунах внутрішнього згорання;
- матеріали та хімреагенти для приготування промивних рідин і тампонажних розчинів;
- паливно-мастильні матеріали;
- побутові і забруднені стічні води;
- металеві, бетонні та інші відходи спорудження бурової установки.

Шляхи і причини можливого надходження забруднення

Причини і шляхи надходження забруднення можуть бути технологічного і аварійного походження.

Аварійними причинами являються:

- нафтогазоводопрояви;
- відкриті фонтани;
- порушення технології випробування свердловин.

Технологічними причинами є:

- геофільтрація рідких відходів;
- забруднення підземних вод питної якості в результаті перетоків через негерметичність колон та неякісне цементування;

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

- неякісне виконання гідроізоляції технологічних майданчиків або її порушення;
- пориви трубопроводів високомінералізованих пластових вод;
- розливи паливно-мастильних матеріалів;
- порушення вимог при навантаженні, транспортуванні і зберіганні хімреагентів для приготування промивних рідин і тампонажних розчинів;
- забруднення атмосферного повітря при роботі двигунів внутрішнього згорання;
- спалювання продуктів випробування свердловини.

Заходи по забезпеченню нормативного стану навколишнього середовища та екологічної безпеки

Виконання природоохоронних вимог при спорудженні свердловини досягається шляхом впровадження комплексу технологічних та екологічних заходів, дотримання регламентів та нормативів з урахуванням природньо-кліматичних умов.

Природоохоронні заходи по спорудженню свердловини складаються: з підготовчих робіт до початку ведення монтажу і монтажу обладнання; охоронних заходів в процесі буріння свердловини та її випробування і дослідно-промислової розробки (ДПР); заходів щодо ліквідації свердловини та відновленню земельної ділянки після завершення робіт.

Для забезпечення нормативного стану навколишнього середовища та екологічної безпеки необхідно провести комплекс охоронних, захисних, відновлювальних та компенсаційних робіт, а саме:

Заходи для забезпечення нормативного стану атмосферного повітря

Для охорони атмосферного повітря від забруднення в районі бурових робіт необхідно:

- організацію робіт по охороні атмосферного повітря в районі бурових робіт проводити з дотриманням вимог Закону України про охорону атмосферного повітря і Сан НіП № 4946;

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

- обладнати вихлопні труби дизелів масловідділювачами з дотриманнями вимог протипожежної безпеки;
- застосовувати виключно герметичні та закриті ємкості для зберігання паливно-мастильних матеріалів;
- застосовувати технічні засоби та технологічні процеси, котрі запобігають виникненню нафтогазопроявів (розмістити башмак першої технічної колони на глибині 600м, зацементувати колону по всій довжині, обладнати верх колони колонною головкою та системою противикидного обладнання, що надасть можливість герметизації гирла свердловини в разі непередбачуваних нафтогазопроявів та відкритих фонтанів).

Заходи для забезпечення нормативного стану підземних
та поверхневих вод

Оскільки буріння свердловини буде в місцевості з численними заплавами, то для охорони підземних та поверхневих вод необхідно:

- безамбарний спосіб буріння;
- замкнута система водопостачання, із застосуванням обладнання для очистки води;
- технологічний майданчик і механізми для збору, нейтралізації і вивозу відходів продуктів освоєння свердловини та відходів паливно-мастильних матеріалів;
- при бурінні горизонтів, які містять питні води, не допускати попадання в пласти промивних рідин і матеріалів в обсягах, що змінюють якість і склад підземних вод за межі встановлених нормативів з урахуванням екзогенних і технологічних процесів;
- інтервали залягання питних вод надійно ізолювати;
- не використовувати хімреагенти 1 та 2 класів небезпеки відповідно до ГОСТ 12.1.007;
- для попередження забруднення водоносних горизонтів кайнозойського комплексу хімічними реагентами бурового розчину

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

спустити кондуктор діаметром 339,7мм на глибину 100м та зацементувати по всій довжині.

Заходи для забезпечення нормативного стану ґрунту

Для охорони ґрунту:

- провести інженерну підготовку ділянки до буріння, в тому числі визначити межі території, розбити та спланувати робочі площадки, під'їзні дороги, інженерні комунікації;
- зняти родючий шар ґрунту з допомогою бульдозера або скрепера, скласти в бурти висотою 3-4-м з кутом відкосу не більше 30°;
- оскільки територія вибрана для площадки буріння має загрозу затоплення паводковими водами, необхідно провести обвалування по периметру відведеної ділянки для спорудження бурової установки;
- не допускати змішування родючого шару з мінеральним ґрунтом;
- облаштувати і гідроізолювати технологічні площадки під вишкою, циркуляційною системою, насосним приміщенням, паливно-мастильними матеріалами, блоком приготування розчину, складом хімреагентів;
- при приготуванні та обробці промивних рідин і цементних розчинів, транспортуванні і зберіганні хімреагентів, матеріалів, нафтопродуктів не допускати їх розливів;
- гідроізоляційні матеріали нанести на сплановані площадки з нахилом 8-10° від центру до периферії, а по контуру встановити залізобетонні чи металеві лотки для транспортування стічних вод до місця збору;
- по закінченню буріння і випробування свердловини, демонтувати і вивезти обладнання, демонтувати залізобетонні покриття; розбити монолітні бетонні фундаменти, вивезти їх, а місця знаходження засипати ґрунтом і зрівняти; очистити земельну ділянку від металобрухту та інших матеріалів, вирівняти її;
- нанести родючий шар ґрунту на земельну ділянку;

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

- провести рекультивацію земель на площах, зайнятих тимчасовими дорогами шляхом оранки та рихлення дисковими боронами та здати землі, відведені у тимчасове використання, їх постійному землевласнику;

- роботи по ліквідації та консервації свердловини необхідно провести у відповідності з нормативними документами “Положенням про порядок ліквідації нафтових, газових та інших свердловин та списання затрат на їх будівництво” та “Положенням про порядок консервації свердловин на нафтових, газових родовищах...”.

В рамках відновлювальних заходів по рекультивації земель, окрім заходів про технічній рекультивації, котрі вказані вище, необхідно виділити кошти на проведення біологічної рекультивації, що представляє собою обробку рослинного шару відведеної земельної ділянки органічними та мінеральними добривами силами первинного користувача ділянки.

Система спостережень і контролю

Система спостережень і контролю (моніторингу) передбачає організацію відомчого контролю за охороною надр, ґрунтів, поверхневих та підземних вод, атмосферою, за очищенням, нейтралізацією та ліквідацією виробничих відходів, повсякденний контроль за станом устаткування і технологічних засобів попередження забруднення навколишнього середовища.

Контроль передбачає проведення гідрохімічних, ґрунтово-газогеохімічних, газооб’ємних зйомок, вивчення складу атмосферного повітря робочих зон та візуальне спостереження за технічним станом промислового обладнання.

Гідрохімічна зйомка проводиться шляхом відбору проб води із водних джерел, що розташовані поруч з свердловиною (заплав, р. Орель) та встановлення їх хімічного складу не рідше одного разу в рік, а також візуальне спостереження за станом промислового обладнання.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		57

Грунтово-газогеохімічна, газооб'ємна зйомка та вивчення складу повітря робочих зон проводяться спеціалізованими організаціями один раз на рік.

По результатах контрольно-вимірювальних спостережень, при виникненні джерел забруднення приймаються рішення відповідно конкретних обставин.

Комплексна оцінка впливу запроектованої діяльності на навколишнє середовище

Вплив на навколишнє середовище в робочому режимі мінімальний і можливий лише при аварійних причинах, зокрема при нафтогазопроявах та відкритих фонтанах в процесі буріння свердловини та аварійних ситуаціях при порушенні технології випробування свердловини, має виключний характер, локально по місцю знаходження, короткочасний і попереджується технологією спорудження свердловини і природоохоронними заходами, що спрямовані на попередження можливих причин і шляхів забруднення навколишнього середовища, ліквідацію джерел і наслідків негативної дії до гранично-допустимих концентрацій забруднювальних речовин.

IV. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1. Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт

Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт, що заплановані на даній площі.

Таблиця 4.1.1 Вихідні дані по свердловині

Показники	Дані по свердловині
1	2
Площа	Безіменна
Проектна глибина, м	2770
Мета буріння	пошук
Вид буріння	вертикальний
Спосіб буріння	роторний
Буровий верстат	SKYTOP BR №75
Вид енергії	електрична
Геологічні умови	ускладнені

Кількість об'єктів випробування: – в процесі буріння; – в експлуатаційній колоні.	3 3
Конструкція свердловини, мм × м	
кондуктор	339.7 × 100
технічна колона	244.5 × 600
технічна колона	177.8 × 2600
експлуатаційний хвостовик	114.3 × 2770

Таблиця 4.1.2 Тривалість виробничого циклу
(розрахункова для свердловини)

Витрати часу	Кількість діб
Будівельно–монтажні та демонтажні роботи	10
Підготовчі роботи до буріння	0
Буріння і кріплення	50
Випробування в процесі буріння	30
Випробування в експлуатаційній колоні	30
Всього	120

4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт

Таблиця 4.2.1 Показники економічної ефективності розвідувальних робіт

№ № ПП	Показники	Одиниця виміру	Кількість
1	2	3	4
1	Кількість проектних пошукових свердловин	шт.	1
2	Проектний горизонт, глибина	м	Т-3, вертикал. 2770
3	Середня комерційна швидкість буріння	м / верст.міс.	1745
4	Затрати на підготовку структури до буріння	тис. грн.	103
5	Проектна вартість буріння свердловини	тис. грн.	10736
6	Граничні асигнування на 1 м проектного буріння	грн.	3702
7	Загальні витрати на пошукові роботи	тис. грн.	17863
9	Експертиза проекту	грн.	400

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		59

10	Очікуваний приріст запасів класу 122: нафти газу	тис. т млн. м ³	700/200 800
11	Приріст очікуваних запасів на 1 м проходки: нафти газу	т./м тис. м ³ /м	24,1/6,9 27,5

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		60

V. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Система управління охороною праці на підприємствах і в організаціях Державної служби геології та надр України (СУОП) [7] передбачає комплекс технічних, організаційних, правових і економічних заходів спрямованих на забезпечення безпечних і здорових умов праці і є складовою частиною системи управління геологорозвідувального виробництва. Система розповсюджується на всіх працівників підприємств і організацій Державної служби геології та надр України.

Для працівника найбільш шкідливий вплив є його необізнаність та необережність при виконання геологорозвідувальних робіт.

Отже, до визначальних чинників, що можуть спровокувати погіршення здоров'я персоналу відносять: токсичність перекачуваного продукту, тиск, під яким працює технологічне обладнання, та шум, яке воно створює, а також будь-які силові приводи, що приводять у дію апарати для здійснення процесів перекачування по одній із ділянок, збору та підготовки нафтопродуктів.

Найбільш часто працівник чи навіть фахівець нафтогазової галузі має справу із закачуванням метанолу, продуванням свердловин, виведенням на режим різного технологічного обладнання, або ж навіть простим вимірюванням технологічних параметрів потоку, що передбачає роботу із замірними діафрагмами, манометричними вентилями чи датчиками процесу. До переліку шкідливих і небезпечних виробничих чинників під час збору та видобутку газу відносять наступні, представлені в формі таблиці 5.1.1

Таблиця 5.1.1. Перелік шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Шкідливі і небезпечні виробничі чинники	Джерела їх виникнення
Токсичні речовини : вуглеводні метанового ряду, неграничні вуглеводні, сірководень в суміші з вуглецем, метанол, етанол, ацетон, оксид вуглецю, етиленгліколь	Шлейфи газопроводів, фонтанна арматура, блок вхідних ниток УКПГ, технологічне обладнання УКПГ, нитки введення метанолу, газопроводи, нафтопроводи.
Шум	Редукційне обладнання, компресорне

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		61

	обладнання, обладнання продувки свердловин.
Електрична напруга (380/ 220 В)	Станції електрохімзахисту, силові приводи компресорних та насосних станцій, допоміжне промислове обланання для освітлення, громовідводи.
Вибухо-пожежонебезпечність	Майданчики установок збору та підготовки газу, компресорні станції, розподільчі станції, паливні резервуари, трубопроводи, трансформатори, повітропроводи стиснутого повітря, балони з горючими газами.

5.2. Розробка заходів з охорони праці

5.2.1. Заходи з техніки безпеки

Відповідно до статті 13 закону України «Про охорону праці» роботодавець зобов'язаний створити на робочому місці в кожному структурному підрозділі умови праці відповідно до вимог нормативно-правових актів, а також забезпечити додержання вимог законодавства щодо прав працівників у галузі охорони праці. З метою функціонування систем управління охороною праці, роботодавець забезпечує:

- створення відповідних служб і призначення посадових осіб, які забезпечать вирішення конкретних питань охорони праці, затвердження інструкцій про їх права, обов'язки та відповідальність за виконання покладених на них функцій, а також контролює їх додержання;
- впровадження прогресивних технологій, досягнень науки і техніки, засоби механізації та автоматизації виробництва;
- забезпечення відповідного утримання будівель і споруд, виробничого обладнання та устаткування, моніторинг за їх технічним станом;
- забезпечення усунення причин, що призводять до нещасних випадків, професійних захворювань, та здійснення профілактичних заходів, визначених комісіями за підсумками розслідування цих причин;
- розробку і затвердження положень, інструкції, актів з охорони праці, що діють у межах підприємства та встановлюють правила виконання робіт і поведінки працівників на території підприємства, у виробничих приміщеннях, на будівельних майданчиках, робочих місцях відповідно до нормативно-

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		62

правових актів з охорони праці;

- здійснення контролю за додержання працівником проходження обов'язкового навчання, інструктажів чи перевірок з охорони праці, технологічних процесів, правил поведження з машинами, механізмами, устаткування та іншими засобами виробництва, використанням засобів колективного та індивідуального захисту (Працівники повинні користуватися запобіжними окулярами, респіратором, навушниками, гумовими рукавичками, гумовими взуттям, гумовим або прогумованим фартухом, каскою. Спецодяг, призначений для використання на вибухопожежонебезпечних об'єктах або вибухопожежонебезпечних ділянках виробництва, повинний бути виготовлений з термостійких і антистатичних матеріалів, для виключення небезпеки попадання в очі сторонніх тіл, працівники повинні користуватися захисними окулярами. Після закінчення роботи сушку і зберігання спецодягу слід здійснювати спеціально відведених місцях.), виконанням робіт відносно до вимог з охорони праці; організовує пропаганду безпечних методів праці та співробітництво з працівниками у галузі охорони праці;

- вживання термінових заходів для допомоги потерпілим, у разі виникнення на підприємстві аварій та нещасних випадків.

Роботодавець несе безпосередню відповідальність за порушення зазначених заходів та вимог.

5.2.2. Заходи з виробничої санітарії

Особливість геологорозвідувальних робіт полягає у тому, що вони виконуються не тільки в виробничих, адміністративних і побутових приміщення і спорудах, а і я під відкритим небом при значних коливаннях температури і вологості повітря, на великій відстані від населених пунктів. Для виконання умов праці відповідно до вимог нормативно-правових актів, виконують такі заходи виробничої санітарії:

Утримання виробничо – побутових приміщень. Всі виробничі об'єкти повинні бути забезпечені гардеробними, шафами для спецодягу і спецвзуття,

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		63

приміщеннями для відпочинку і харчування, душовими, умивальниками і пральнями, медичним пунктом, кімнатами особистої гігієни жінок, туалетами тощо. Виробничі і побутові приміщення, а також обладнання і інвентар, інструменти що знаходяться в них, необхідно утримувати у чистоті згідно з вимогами інструкції по санітарному утриманню приміщень. Розміщення та утилізація сміття повинна проводитись у спеціально відведених та пристосованих для цієї мети місцях.

Природне і штучне освітлення території, виробничих та допоміжних будівель необхідно забезпечувати згідно з нормами природного і штучного освітлення. Освітлення постійних робочих місць необхідно забезпечувати стаціонарними джерелами загального освітлення, а також місцевим освітленням[2]. Штучне освітлення використовують для основних об'єктів нафтогазовидобувного комплексу, до яких відносять: робочі площадки, автоматизовані газорозподільні станції, прийомні містки, головні споруди, насосні станції, дотискувальні насосні станції, відстійники для промивної рідини, установки збору нафти, газопереробні заводи, установки комплексної підготовки нафти тощо).

Максимальний рівень шуму, що коливається в часі та переривається, не повинен перевищувати 110 дБА. Максимальний рівень для імпульсного шуму не повинен перевищувати 125 дБА.

З вимогами будівельних норм і правил у всіх виробничих приміщеннях необхідно мати вентиляцію. Приміщення, де проводяться роботи з шкідливими речовинами, необхідно обладнати окремою вентиляційною системою, не пов'язаною з вентиляцією інших приміщень[2].

Кліматичні умови праці і побуду при виконанні геологорозвідувальних робіт залежать від природно-географічних умов та різного періоду року. До кліматичних умов належать температура (t , °C), відносна вологість (ϕ , %) , швидкість повітря (V , м/с) та інші.

Оптимальні та допустимі параметри мікроклімату виробничого приміщення подано в таблиці 5.2.2.1.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Таблиця 5.2.2.1. Оптимальні та допустимі параметри мікроклімату

Період року	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с
Холодний	допустимі		
	17 -23	Не більш 75	0,3
	оптимальні		
	18 - 20	40 - 60	0,2
Теплий	допустимі		
	17 -23	Не більш 75	0,2 - 0,4
	оптимальні		
	20 - 23	40 -60	0,3

5.3. Пожежна безпека

В умовах розробки нафтогазових родовищ можуть виділятися вибухонебезпечні, пожежонебезпечні та токсичні речовини, такі як газ, газоконденсат, сірководень, меркаптани, деемульгатори, різні реагенти і паливно-мастильні речовини, тому дане виробництво з пожежної безпеки відноситься до категорії А [2].

Причинами виникнення пожеж є:

- недотримання техніки безпеки при бурінні та ремонті свердловин;
- незадовільний стан електричного устаткування та приладів, а також порушення правил їх монтажу та експлуатації;
- витік газу через негерметичні фланцеві з'єднання;
- загоряння газу внаслідок недотримання правил експлуатації обладнання;
- при курінні в недозволених місця;
- робота з різання і механічної обробки металу.

Будівлі, споруди, приміщення, технологічні установки, транспортні засоби повинні бути забезпечені первинними засобами пожежегасіння: вогнегасниками, ящиками з піском, бочками з водою, покривалами з негорючого теплоізоляційного матеріалу, пожежними відрами, совковими лопатами, пожежним інструментом (гаками, ломачами, сокирами тощо), які використовуються для локалізації пожежі їх початковій стадії розвитку. Ця вимога стосується також будівель, споруд та приміщень обладнаних будь-якими типами установок пожежегасіння, пожежної сигналізації або внутрішніми пожежними кранами [2].

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

ВИСНОВКИ

ВИСНОВКИ

В результаті виконання кваліфікаційної роботи були досліджені та опрацьовані географо-економічні умови, геолого-геофізична вивченість, стратиграфія, тектоніка, нафтогазоносність та гідрологічна характеристика Безіменної структури, яка знаходиться південній прибортовій частині Дніпровсько-Донецької западини і приурочена до зони затокоподібного заглиблення, в масив південного борту, на ділянці поєднання Лубенсько-Білоцерківського та Царичанського виступів фундаменту.

Структура представляє собою брахіантиклінальну складку субширотного простягання ускладнену повздовжніми порушеннями. Найбільш складна геологічна будова спостерігається по турнейському комплексу відкладів, які перекривають розчленовану блоковою тектонікою і галокінезом поверхню девонського розрізу і залягають на різновікових його верствах. Продуктивність розрізу цього району пов'язана, в основному, з відкладами середнього та нижнього карбону.

У ході виконання поставлених завдань встановлено, що поклади вуглеводнів на Безіменній площі очікуються у відкладах турнейського (горизонти Т-2, Т-3) ярусу нижнього карбону і пов'язуються з теригенними колекторами гранулярно-порового типу. Найбільш перспективний за своїм промисловим значенням і величиною ресурсів на Безіменній площі вважається пласт Т-3. Потужність продуктивних пісковиків близько 20 м, пористість за даними лабораторних досліджень, в середньому коливається в межах від 10 до 14%.

Пошукову похило-направлену свердловину №1 вертикальною проектною глибиною 2950 м планується пробурити в межах склепінної замкненої ізогіпси з відміткою мінус 2600 м.

Обґрунтуванням прийнятих ознак і параметрів нафтогазоносності, виконаний підрахунок ресурсів категорії С₃ (333), які підраховані лише по горизонту Т-3 і складають; газу – 188,4 млн. м³, нафти – 140,7 тис. т.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

На Безіменній площі не підраховувались запаси вуглеводнів в вищезалягаючих карбонатах горизонтів Т-2. На сусідньому родовищі вони промислових припливів не давали.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						68
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дат</i>		

CONCLUSIONS

As a result of the qualification work, geographical and economic conditions, geological and geophysical study, stratigraphy, tectonics, oil and gas potential and hydrological characteristics of the Nameless Structure, which is located in the southern riparian part of the Dnieper-Donetsk depression and confined to the Gulf, on the section of the combination of Lubny-Bila Tserkva and Tsarychansky protrusions of the foundation.

The structure is a brachianticlinal fold of sublatitudinal extension complicated by longitudinal disturbances. The most complex geological structure is observed in the Tournai complex of deposits, which cover the surface of the Devonian section dissected by block tectonics and halokinesis and lie on its layers of different ages. The productivity of the section of this area is mainly related to the deposits of the middle and lower Carboniferous.

In the course of the tasks it was established that, by analogy with the neighboring deposits, hydrocarbon deposits in Bezymennaya Square are expected in the deposits of the Tournai (T-2, T-3 horizons) tier of the Lower Carboniferous and are connected with terrigenous granular-pore type reservoirs. The T-3 layer is considered to be the most promising in terms of its industrial significance and the size of resources in the Nameless Square. The thickness of productive sandstones is about 20 m, and the porosity, according to laboratory studies, averages between 10 and 14%.

The prospects of the Nameless structure are also confirmed by the results of the parametric and seismofacial analysis, which was carried out within the Nameless anticline and adjacent territories. Thus, the structure is prepared for exploratory drilling by seismic surveys of Lower Viseu (C_{1V1} , V_{B3}^1) and terrigenous Tournai (C_{1ta} , V_{B4}^2) sediments.

Exploratory inclined well vu1 with a vertical design depth of 2770 m (trunk length 2950 m, deviation of the face from the mouth 180 m in the south-eastern direction) is planned to be drilled within the vaulted closed isogypsum with a mark of minus 2600 m.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

For a more accurate study of the properties of rocks that make up the section of the Nameless Area, lithological dismemberment of the section, the allocation of reservoirs of oil and gas, study of their physical properties and the nature of saturation, as well as determining the parameters needed to calculate hydrocarbon reserves. , well testing, core and fluid selection.

Substantiation of the accepted signs and parameters of oil and gas potential, the calculation of resources of category C3 (333) which are calculated only on horizon T-3 and make; gas - 188.4 million m³, oil - 140.7 thousand tons.

Hydrocarbon reserves in the overlying carbonates of the T-2 horizons were not calculated on the Nameless Square. At a nearby field, they did not give industrial inflows. Gas was obtained from sandstone strata at the bottom of the T-2 horizon, which together with carbonates are an encouraging reserve for increasing reserves.

Based on the calculated resources, volumes of project works, at the exploration and exploration stage it is expected to confirm 60% of class 333 type reserves, ie the increase of class 122 type reserves will be: gas - 113.0 million m³, oil - 84.4 thousand tons.

In case of discovery of the field, its arrangement is planned. The deposit will be introduced into research and development (DPR). In parallel with the DPR, a reconnaissance drilling project will be drawn up on Nameless Square.

The calculation of deposit reserves at the Nameless deposit is planned to be performed after obtaining the necessary data.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Дем'яненко І.І. Проблеми і оптимізація нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на об'єктах Дніпровсько–Донецької западини. Чернігів: ЦНТЕІ, 2004. 220 с.
2. Голінько В.І. Охорона праці при геологорозвідувальних роботах: навч. посіб. Дніпропетровськ: НГУ, 2014. 218 с.
3. Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Комітет України с питань геології та використання надр. Київ:1999. 17 с.
4. Проект на пошукові роботи (ДП «Укрнаукагеоцентр»).
5. Суярко В. Г. Прогнозування, пошуки та розвідка родовищ вуглеводнів / В. Г. Вуярко. – Харків: ФОЛІО, 2015. 413 с.
6. Система управління охороною праці на підприємствах, в організаціях та установах Держкомприродресурсів України (СУОП). Київ: 2004. 71с.

ДОДАТКИ

1. Додаток А. Структурна карта по відбиваючому горизонту $V_{в}^{2,4}$ м-б 1:50 000.
2. Додаток Б. Сейсмогеологічний розріз по лінії профілю м-б 1:1 000.
3. Додаток В. Зведений літолого - стратиграфічний розріз м-б 1:5 000.
4. Додаток Г. Геолого-технічний наряд на свердловину № 2.

					БР.НГІТ.401НЗ.17023.ПЗ	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		