

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**

Ксьонз Гліб Глібович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Перспективи пошуків вуглеводнів Абазівської площі на основі аналізу особливостей геологічної будови

Керівник проекту (роботи) доцент Михайловська О.В.

(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 продуктивного горизонту В-15, геологічний розріз по лінії свердловин, геологічний розріз-схема продуктивної товщі, проектний геологічний розріз свердловини 1, та стратиграфічна колонка свердловини 1, висновок.

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	04.05–09.05
2	Спеціальна частина	11.05–16.05
3	Технічна частина	18.05–23.05
4	Економічна частина	25.05–31.05
5	Охорона праці	01.06–05.06
6	Попередні захисти робіт	10.06–12.06
7	Захист бакалаврської роботи	21.06–25.06

Студент

\_\_\_\_\_ Ксьонз Г. Г.  
 ( підпис ) ( прізвище та ініціали )

Керівник проекту (роботи)

\_\_\_\_\_ Михайловська О.В.  
 ( підпис ) ( прізвище та ініціали )

# ЗМІСТ

	стор.
ВСТУП.....	7
I. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	9
1.1. Географо–економічні умови.....	9
1.2. Історія геологічної вивченості та розвідки родовища.....	10
1.3. Геологічна будова.....	12
1.3.1. Стратиграфія .....	14
1.3.2. Тектоніка .....	16
1.3.3. Літолого-фізичні властивості колекторів.....	19
1.3.4 Газоносність.....	21
1.3.5 Гідрогеологічна характеристика .....	25
II. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	28
2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт.....	28
2.1.1 Обґрунтування постановки робіт.....	29
2.1.2 Система розміщення свердловин.....	29
2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження.....	32
2.1.4 Відбір керн, шламу і флюїдів.....	34
2.2 Підрахунок запасів.....	38
III. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	40
3.1 Гірничо–геологічні умови буріння.....	42
3.2. Режими буріння.....	42
3.3. Характеристика бурових розчинів.....	49
3.4. Охорона надр та навколишнього середовища.....	52

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ			
<i>Змн</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ док.м.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дат</i>	Перспективи пошуків вуглеводнів Скоробагатьківської площі на основі аналізу особливостей геологічної будови	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Архів</i>
<i>Розроб</i>		<i>Ксвонз Г.Г.</i>						5
<i>Перевір.</i>		<i>Михайловськ</i>				Національний університет		
<i>Ревіз</i>								
<i>Н</i>								
<i>Замверд</i>								

IV. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	56
4.1. Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт	
4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт.....	57
V. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	
5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт.....	60
5.2. Розробка заходів з охорони праці.....	60
5.2.1. Заходи з техніки безпеки.....	61
5.2.2. Заходи з виробничої санітарії.....	62
5.3. Пожежна безпека.....	65
ВИСНОВКИ.....	69
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	71

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Арк.
						6
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ док.м.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Лат</i>		

## ВСТУП

**Метою даної роботи є** аналіз перспектив пошуків вуглеводнів Абазівської площі на основі аналізу особливостей геологічної будови.

**Задачі:** виявлення ознак нафтогазоносності розрізу; аналіз колекторських властивостей та вивчення їх літологічних характеристик; підрахунок запасів.

**Об'єкт:** Абазівська площа, а саме візейські відклади нижнього карбону.

**Предмет:** пошуки та розвідка вуглеводнів на Абазівській площі.

На Абазівській площі не у всіх свердловинах були проведені у належних обсягах промислово-геофізичні дослідження. Але перспективність площі у нафтогазоносному відношенні вважається досить високою. Про це свідчить відкриття на суміжних площах.

Абазівське газоконденсатне родовище розташоване в межах північно-східного схилу Жданівського прогину Дніпровсько-Донецької западини і приурочені до антиклинальної складки, ускладненої системою порушень утворених в склепінні блоку девонських відкладень.

Зміна стратиграфічної основи привела до змін оцінки газоносності розрізу родовища. Його газоносні горизонти приурочені до девонських, верхньовізейських, башкірських і московських відкладень.

Як девонські, так і кам'яновугільні відкладення добре корелюються з одно-віковими утвореннями Яблунівського родовища.

В проекті узагальнені результати з аналізу результатів промислово-геофізичних досліджень, аналізу порід колекторів, сейсморозвідки, пошукового, розвідувального та експлуатаційного буріння на площі, а також на сусідніх площах і родовищах.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Дрк.
						7
Змн.	Дрк.	№ доким.	Підпис	Лист		

## INTRODUCTION

The purpose of this work is to analyze the prospects for the search for hydrocarbons Abazivske

area based on the analysis of the geological structure.

Tasks: detection of signs of oil and gas potential of the section; analysis of reservoir properties and study of their lithological characteristics; inventory calculation.

Object: Abazivske Square, namely the Viseu deposits of the Lower Carboniferous.

Subject: prospecting and exploration of hydrocarbons on Abazivske Square. Not all wells on Abazivsk Square were subjected to adequate industrial and geophysical research. But the prospects of the area in terms of oil and gas are considered quite high. This is evidenced by the opening in adjacent areas. Abazivske gas condensate field is located within the north-eastern slope of the Zhdanov depression of the Dnieper-Donetsk basin and is confined to an anticline fold complicated by a system of disturbances formed in the vault of the Devonian sediment block.

The change in the stratigraphic basis led to changes in the assessment of the gas content of the field section. Its gas-bearing horizons are confined to the Devonian, Upper Viseu, Bashkir, and Moscow deposits. Both Devonian and coal deposits correlate well with the same-age formations of the Yablunivsk deposit.

The project summarizes the results of the analysis of the results of industrial and geophysical research, analysis of reservoir rocks, seismic exploration, prospecting, exploration and operational drilling on Abazivske Square, as well as on neighboring areas and deposits.

					БР.НГІТ.401Н3.17025.00.00.000.ПЗ	АПК.
						8
ЗМН.	АПК.	№ докум.	Підпис	Лам		

# І ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

## 1.1. Географо–економічні умови

Абазівське газоконденсатне родовище належить до території Лохвицького району Полтавської області, знаходиться за 10 км на північний схід від м.Лохвиця.

Одними з найбільших населених пунктів в межах району робіт є міста Лохвиця, Червонозаводське і села Токарі, Гаївщина, Піски, Гиряві Їсківці, Васильки, Бодаква. Населення сіл зайняте в основному в сільському господарстві, незначна кількість населення працює на підприємствах місцевої промисловості. На даний час все більше людей працює в нафтогазовій промисловості. Зв'язок площі робіт з основними центрами країни можливий по залізниці Бахмач-Ромни-Ромодан, Бахмач-Гадяч через залізничні станції Сула, Лохвиця та Юсківці Південної залізниці, розташовані на відстані 5-7 км, а також по автостраді Київ-Суми, Гадяч-Ромни, які проходять на відстані 5-10 км.

Через площу родовища безпосередньо проходить газопровід Уренгой-Помари-Ужгород.

З північного сходу від Абазівське підняття протікає р. Сула, яка є лівою притокою р. Дніпра. Тут її долина широка,асиметрична, з добре розвиненою заплавою і лесовими терасами.

Течія річки повільна, русло змінює своє положення, залишаючи велику кількість стариць, заплав, які сильно заболочені.

В районі робіт клімат помірно континентальний, з середньорічною температураю + 7 °С. Середньорічна кількість атмосферних опадів складає 460-500 мм. Глибина промерзання ґрунту коливається щороку від 0,7 до 1,5 м. Вітри звичайно переважають північно-західного і західного напрямків.

Серед корисних копалини, крім нафти та газу, є торф, повсюди поширені лесоподібні суглинки та будівельні піски.

Оглядова схема розташування родовища наведена на рисунку 1.1.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ док.им.	Підпис	Лат		



Рис.1.1.- Оглядова карта району розташування родовища

## 1.2. Історія геологічної вивченості та розвідки родовища

Абазівське газоконденсатне родовище відкрито в 1984 році, внаслідок буріння параметричної св. 380, при випробуванні якої було одержано промислові притоки нафти і газу з відкладів московського та башкірського ярусів середнього карбону.

В процесі подальших пошуково-розвідувальних робіт попонується пробурити св. 1 та 3. Св. 2, 4, 7, потім св. 5, 10 і 12 були пробурені з цією метою раніше. В результаті проведених робіт уточнено геологічну будову родовища, відкриті газоконденсатні поклади у відкладеннях верхнього девона і нижнього карбону.

Початкові запаси газу підраховувалися декілька разів по мірі зміни уявлень про геологічну будову родовища: у 1988р. вони оцінені у 3,2 млрд. м<sup>3</sup> газу кат. С<sub>1</sub> і 3,15 млрд. м<sup>3</sup> кат. С<sub>2</sub>. Відповідно до уявлень про геологічні моделі вуглеводневих покладів і підрахунку запасів їх Укрндігазом в 1988 р. складено проект дослідно-промислової розробки.

Поінтервальними замірами робочих тисків встановлено скупчення конденсату в привибійній зоні. На 1.01.1994р. в експлуатації перебували

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Арк. 10
Змн.	Арк.	№ док.им.	Підпис	Лат		

свердловина 53. Всього з родовища вилучено 0,1 % газу та 0,1 % конденсату від початкових видобувних запасів.

У 1994р. промислові запаси були оцінені – 5,3 млрд. м<sup>3</sup> газу кат. С<sub>1</sub> і 3 млрд. м<sup>3</sup> кат. С<sub>2</sub> [1, 2]. На протязі 1994-1999р.р. спостерігалася розбіжність фактичних і проектних показників розробки.

Отримання нових геологічних даних при бурінні свердловин, їх випробуванні та експлуатації, результатів повторних сейсмозвідувальних робіт потребували уточнення раніше прийнятої геологічної моделі та системи розробки Абазівська родовища обумовило необхідність у 1999 р. Укрндігазом аналізу геолого-геофізичних даних з підрахунком запасів газу, які були оцінені 2,72 млрд. м<sup>3</sup> кат. С<sub>1</sub> та 1,86 млрд. м<sup>3</sup> кат. С<sub>2</sub> [3].

Станом на 1.01.2020 р. родовище було розбурено двадцятьма свердловинами, які передбачені проектом ДПР та корективами до нього: з них 6 пошукових ( 2, 6, 7, 11), 5 розвідувальних (4, 8, 9, 10, 12), 8 експлуатаційних (52, 53, 54, 56, 58, 59, 60) і 1 параметрична (380).

Таблиця 1.1 - Історія геолого-геофізичних досліджень

Організація, рік проведення робіт, виконавці	Вид і задачі робіт	Короткі результати
1961-1962 р.р. Тр.Укргеофізрозвідка, КГРЕ	Сейсмозвідка Сейсмозвідка МОВ Вивчення будови Пісочанського штоку у відкладах мезозоя	По відзеркалюючим горизонтам в крейді та юрі побудовані карти, на яких виділяються Пісочанський шток західна перикліналь Жданівського прогину
1974 р Тр.Укргеофізика ВУГРЕ С.п.2742/73 Мішкова А.А., Растальна Г.Т. та ін.	Сейсмозвідка МОВ та МСГТ	По віддзеркалюючим горизонтам в нижньому карбоні виявлена західна перекліналь Абазівська підняття, яке прогнозувалося тематичними роботами НДІ Укрндігаз в 1970 р
1979-1983 рр. об'єдн.Укргеофізика КГРЕ,	Сейсмозвідка МСГТ	На структурі виконані побудови по горизонтах

с.п. 3/79, 3/81 Більський В.І. , Панкова А.Л.	Пошук перспективних на нафту і газ структур в кам'яновугільних відкладах	в пермі та середньому карбоні
1982 р. об'єдн. Укргеофізика, т.п. 100-81 Краснюк Н.І. та ін.	Тематичні роботи	По віддзеркалюючому горизонту V <sub>в3</sub> виділено Дубинське підняття

### 1.3. Геологічна будова

#### 1.3.1. Стратиграфія

Абазівське газоконденсатне родовище розташоване в межах північно-східного схилу Жданівського прогину Дніпровсько-Донецької западини і приурочені до антиклинальної складки, ускладненої системою порушень утворених в склепінні блоку девонських відкладень.

У геологічній будові родовища беруть участь девонські, кам'яновугільні, пермські, тріасові, юрські, крейдяні, палеогенові, неогенові та четвертинні відкладення.

Принципово новим в стратиграфічному розчленуванні осадового чохла Абазівського родовища є виділення нормально пластових відкладів девону в межах високіпіднятого блоку, що ускладнює склепіння складки. Апікальна частина цього блоку багаторазово нівелювалася розмивами, які проявляли себе у всьому палеозойському розрізі на традиційних рівнях: передкам'яновугільний, внутрішньовізейський, внутрішньосерпухівський, перед-башкірський, передмосковський, передпермський. Останній повністю приховав цей блок в рельєфі. У молодших осадах порушення, по яких цей блок піднімався, не проявилися. Зміна товщини окремих стратиграфічних комплексів в межах родовища зумовлено глибиною проявів розмивів.

Зміна стратиграфічної основи привела до змін оцінки газоносності розрізу родовища. Його газоносні горизонти приурочені до девонських, верхньовізейських, башкірських і московських відкладень.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Арк.
						12
Змін.	Арк.	№ док.им.	Підпис	Лам		

Як девонські, так і кам'яновугільні відкладення добре корелюються з одновіковими утвореннями Яблунівського родовища.

### Девонська система

Девонські відклади в піднятому блоці розкриті чотирма свердловинами на глибинах 3580-4815 м. Знизу вгору розріз девону представлений відкладами лебедянської солі, данково-лебедянського та озеро-хованського горизонтів фаменського ярусу верхнього девона. Товщина відкладень 766 м (св. № 2).

Свердловини №№ 2, 7 і 380 розкрили в різному об'ємі фаменську сіль, що містить прошарки мергелів, глин і пісковиків (інтервал 4987-5053, 5094-5111,5 м). Максимально розкрита товщина солі 320 м.

Данково-лебедянські відклади, що залягають вище, представлені перешаруванням аргілітів, мергелів, пластових ефузивів, вулканогенно-теригенних брекчій. Товщина відкладів по св. №2 - 360 м. Тут так само, як і на Яблунівській структурі, виділений продуктивний пласт Д-7, що представлений щільними породами.

У св.2, де розкритий найбільш повний розріз цих відкладень, в інтервалі 3965-3980 та 4036-4044 м вивчені пластові базальти, вторинні зміни яких мають стадійний характер.

Окрім пластів базальтів до покрівлі солі, глибина 4340 м у св.2, виділені вулканогенно-теригенні і теригенно-карбонатно-сульфатні брекчії. За даними ГДС тут також є пласти алевролітів та мергелів.

Вулканогенно-теригенні брекчії по складу і будові ближчі до туфобрекчій, оскільки тут окрім добре окатаних уламків вапняків і аргілітів, присутні уламки базальтів, діабазів, вулканічних стекол, туфів, а також піщано-алевритовий цемент з піропластикою.

Необхідно зазначити, що дослідники, які займалися складом і будовою соляних штоків, не фіксували в них базальтів в пластовому заляганні. Озерсько-хованські відклади розкриті лише у св. № 2 в інтервалі 3750 - 3975 м. Керн піднятий з глибини 3954-3973 м. Вся товща, що залягає вище за даними ГДС

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Дрк.
Змн.	Дрк.	№ док.им.	Підпис	Лам		13

представлена чергуванням пісковиків з добрими фільтраційними властивостями та аргілітів.

У інтервалі 3954-3965 м розкриті дрібнозернисті глинисті вапняки з численними уламками брахіапод, стулок острапод і члеників криноїдей. Збереженість фауни погана, не дає однозначного визначення віку. Зовнішність глинистих вапняків, переповнених уламками раковин, водоростей, моховаток схожа з вапняками, що описані в св.№1 на Яблунівському ГКР, де О.Е. Котляр впевнено визначає верхньофаменський вік вміщаючих порід.

Розріз озерсько-хованських відкладень, розкритих у свердловині №2 на площі, добре зіставляється з розрізом свердловини 1 Яблунівського ГКР.

Згідно зіставлення в теригенній товщі верху девону, як і в св. 1, виділений продуктивний пласт Д-З, що складається з чотирьох пластів пісковиків Д-За, Д-Зв, Д-Зсн, Д-Зсв, розділених пластами аргілітів.

### **Кам'яновугільна система**

Кам'яновугільні відклади в рівному об'ємі розкриті усіма свердловинами родовища. Низи їх присутні в розрізі свердловини №2 в припіднятому блоці. Турнейські відклади на площі не розвинені. Безпосередньо на озерсько-хованських відкладах фаменського ярусу девону залягає XIV м.ф. горизонт нижньовізейського під'ярусу. Це товща (170 м) перешарування аргілітів, алевролітів, дрібнозернистих пісковиків. Вона виділена в розрізі на підставі зіставлення каротажних матеріалів св.№ 2 з Яблунівськими свердловинами.

Верхні м.ф горизонти візейського ярусу розкриті св.№ 4, 5. Їх загальна товщина коливається в межах 725-930 м. Товщина розкритої частини XIII м.ф. горизонту 116 м. Складена ця частина розрізу ритмічним перешаруванням товстих (до 60 м) різнозернистих пісковиків, алевролітов, аргілітів, тонких вапняків.

До пісковиків приурочені газові поклади В-15, В-16, В-17, а також пласти В-18, В-19, В-20 В-21, виділені ГДС.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
						14
Змн.	Анк.	№ док.им.	Підпис	Лам		

### **Нижній карбон (С<sub>1</sub>)**

Серпухівський ярус нижнього відділу виділений у всіх свердловинах площі, за межами припіднятого блоку. Нижній під'ярус складений переважно аргілітами і алевролітами з тонкими прошарками дрібнозернистих пісковиків. Його товщина залежно від глибини розмиву складає 110-300 м.

Верхній під'ярус - ритмічні перешарування сірокольорових аргілітів, алевролітів, пісковиків, вапняків. Товщина під'ярусу 190 -400 м.

### **Середній карбон (С<sub>2</sub>)**

Башкирський ярус середнього відділу представлений перешаруванням аргілітів, алевролітів, товстих пісковиків і вапняків. Пісковики та вапняки містять газові поклади Б-5, Б-6, Б-10. Товщина ярусу 260-500 м.

Московський ярус аналогічний башкирському, але з нижчим вмістом вапняків і підвищеним - пісковиків. До пісковиків приурочений нафтовий поклад горизонт. М-5. Товщина ярусу 540-660 м.

### **Верхній карбон (С<sub>3</sub>)**

Верхній відділ кам'яновугільної системи - перешарування аргілітів, алевролітів, тонких карбонатних горизонтів. Товщина його 300-400 м.

### **Пермська система.**

Нижній відділ представлений теригенною червоно-кольоровою картамишською свитою (60 м) і низами микитівської свити - перешарування ангідритів, доломіту, строкатокольорових глин. Товщина відділу 190-260 м. Верхній відділ пермі - дронівська свита, віднесений до тріаса. Складний перешаруванням червонокольорових пісковиків, глин, конгломератів. Товщина свити 250-320 м.

### **Мезозойська система**

Тріасовий відділ - строкатокольорові глини з прошарками пісковиків. У низах товща (до 150 м) цукроподібних різнозернистих пісковиків. Загальна товщина системи 630-650 м.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Джк.
						15
Змн.	Джк.	№ док.м.	Підпис	Лам		

Юрський відділ (400-500 м) - сірокольорові, у верхах червонокольорові глини, пісковики, рідкісні вапняки.

Крейдяний відділ (740-1020 м) в низах теригенна товща перешарування пісковиків і глин, вище - крейда з прошарками мергеля.

### **Кайнозойська система**

Відклади палеозойської системи на Абазівському родовищі представлені утвореннями палеогену, неогену та антропогену, і складені суглинками, пісками, пісковиками, глинами, прошарками мергелю, крейди. Загальна їх товщина 140-290 м.

### **1.3.2. Тектоніка**

У тектонічному відношенні Абазівське підняття розташоване у при-осьовій частині північно-західної зони Дніпровсько-Донецької западини на північному схилі Лохвицького прогину.

По поверхні кристалічного фундаменту положенню Абазівської структури відповідає ділянка монокліналі, що занурюється від Липоводолинського виступу фундаменту у напрямі Лютенської западини. Глибина залягання фундаменту за даними сейсморозвідки (1986 р.) досягає 8000 м.

В осадовому комплексі описувана структура приурочена до ділянки складної геологічної будови, що зумовлено активним проявом соляної тектоніки.

Геологічна будова цієї ділянки вивчалася сейсморозвідкою МЗГТ (с.п. 3/79, 3/81, 3/83, 11/83) по горизонтах Vб, Vбг, Vвг, Vвз. Використовуючи дані останньої інтерпретації сейсмічних матеріалів (1986р.), а також результати буріння св. 380, 1, 2, 3, 4, 7, 10 були складені структурні карти по покрівлі продуктивних горизонтів М-5, Б-5, В-15а, В-17в, Д-3с(в), Д-7 і два профільні геолого-геофізичні розрізи по лінії свердловин 3-380-2, 10-380-7.

Вивчення промислово-геофізичних і геологічних матеріалів по Яблунівській і Ярівській структурах дозволило расчленити раніше однорідну

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Дрк.
						16
Змн.	Дрк.	№ док.им.	Підпис	Лат		

товщу надштокових брекчованих порід розкрити свердловинами 380, 1, 2, 7 під різними частинами розрізу середніх та нижньокам'яновугільних відкладів.

Аналіз матеріалів сейсмозвідки та буріння, а також нова кореляція розрізів свердловин Абазівської площі дають підставу не погодитися із загально-прийнятою думкою про наявність в зведенні структури соляного діапіра. "Соляний шток" з потужною надштоковою брекчією (св. 2 - 325, св. 1, 7, 380 - 126-212 м) є сильно підведеним блоком верхньо-девонських відкладів, неузгоджено перекритих відкладами середнього і нижнього карбону.

Блок обмежений двома субпаралельними порушеннями - північним і південним.

Північний скид упевнено простежується від нижньовізейських відкладів (ХШ м.ф.г.) до підшови нижньої пермі. Площина порушення орієнтована в субширотному напрямі і падає на північ під кутом  $70^\circ$  на рівні нижнього карбону, вирівнюючись до  $50^\circ$  в середньокам'яновугільних відкладеннях.

Амплітуда скиду складає близько 1000-1200 м.

Південний скид також простежується від нижнього візею, зустрічається з першим на рівні покрівлі московського ярусу в склепінні підняття, амплітуда скиду 1000-1200 м.

Обидва скиди за даними сейсмозвідки зникаються на заході, а на сході упираються в Пісочанський шток.

Пісочанський шток, що ускладнює зі сходу Абазіївське підняття, характеризується передверхньокрейдяним рівнем прориву солі. У вертикальному перетині має стовпоподібну форму. Діаметр шоку близько 3,5 км.

Пізніша інтерпретація (1986, с.п. 11/83) дозволила припустити наявність виступу зі східної сторони штоку, на рівні відбиваючого горизонту IV6.

Аналіз складених структурних планів та профільних геолого-геофізичних розрізів показує, що Абазівська структура складається з трьох тектонічних блоків: північного, центрального і південного.

Північний блок є невеликою брахіантиклинальною складкою, присіченою з півночі і півдня (північне порушення) субпаралельними скидами.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ док.им.	Підпис	Лам		

Розміри складки по замкнутих ізогіпсах покрівлі горизонтів В-15в та В-17в відповідно складають: - 4,2 x 1,8 км, - 4,0 x 1,6 км. Північне крило описуваного елемента занурюється під кутом 10-15°.

За даними сейсмозвідки структура відділяється від Червонозаводського підняття скидом субширотного простягання з падінням на північ.

У середньокам'яновугільному структурному плані (продуктивні горизонти М-5, Б-5) головні особливості будови блоку зберігаються. Північне крило вгору по розрізу стає пологішим, занурюючись під кутом 5-10°. Відбувається поступове скорочення склепіння за рахунок міграції сідловини, що відокремлює Абазівська підняття від Пісочанського, в західному напрямі від св. № 4.

Відклади мезозою перекривають верхньокам'яновугільні та по відображаючому горизонту IVб підняття представляється у вигляді структурного носу, витяг-нутого в західному напрямі і відкритого у бік Пісочанського штока.

Центральний блок є горстом, утвореним значними порушеннями, апікальна частина якого знаходиться на рівні московського ярусу середнього карбону північного і південного блоків. Блок має форму клину в поперечному перерізі і в плані виклинюється в північно-західному напрямі. Розміри блоку складають 7,25 x 1,4 км.

Добре вивчена лише центральна частина блоку, розкрита свердловинами 380, 2, 7. Наявний матеріал дає підставу припустити, що занурення пластів відбувається в південно-східному напрямі.

Як вже наголошувалося раніше, апікальна частина блоку неодноразово нівелювалася розмивами. Це дозволяє віднести поклади горизонтів Д-3 і Д-7 до типу комбінованих (за характером екранування). У західній частині блоку передбачається стратиграфічне екранування, а з півночі і півдня - тектонічне.

Південний блок структури розвіданий недостатньо. Свердловини 2 і 7, розкриваючи відклади московського і башкірського ярусів, підсікають південний скид і виходять в центральний блок. Відклади нижнього карбону випадають по порушенню.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
						18
Змн.	Анк.	№ док.им.	Підпис	Лам		

Враховуючи ці обставини, опис південного блоку подається за матеріалами сейсморозвідувальних робіт.

Розміри блоку по ізогіпсі - 5800 м (відображаючий горизонт Vвз) складають 7,5 x 2,5 км. Кут нахилу пластів досягає 25°. Відносно північної частини родовища блок припіднятий на 150-200 м. Для вирішення питання газоносності південного блоку необхідно продовжити проведення геологорозвідувальних робіт.

### 1.3.3. Літолого-фізичні властивості колекторів

У розрізі Абазівська родовища горизонт В-15 розпадається на В-16в та В-15н.

Згідно геофізичних даних про розріз св. №1 покрівельна частина В-15в (інт. 4472,4 – 4476,4 м) ущільнена;  $K_{\text{п}} = 0,065$ , нижче колекторські властивості покращуються:  $K_{\text{п}} = 0,12$ ;  $K_{\text{г}} = 0,92$  в інт. 4476,4 – 4495,6 м.

Кам'яний матеріал, що дозволяє скласти уявлення про будову верхньої частини В-15н отриманий зі св.№ 3 в інт. 4527 – 4546 м. До глибини 4542 м зустрічаються алевроліти темно-сірі слабо слюдисті щільні, з прошарком (0,2 м) міцного вапняку, а також пісковіку (0,4 м) кварцового дрібнозернистого світло-сірого, з карбонатним цементом. Зразки з глибин від 4527 до 4535 м з відкритою пористістю від 3 до 1,2 %, газопроникність від  $0,4 * 10^{-15}$  до  $0,1 * 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Нижче спостерігається покращення колекторських властивостей, але в інтервалі 4566 – 4569,6 м відкрита пористість не перевищує 7 %, а газонасиченість 77%. За промислово-геофізичними даними ці параметри досягають максимуму в інт. 4669,6-4578 м – 11 та 93 % відповідно.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк. 19
Змн.	Анк.	№ док.им.	Підпис	Лам		











сухості від 6 до 16, етанпропанового коефіцієнта від 3,3 до 5,2, і т.д. Присутність нафти відмічається в продуктивному горизонті М-5 по свердловині № 380, де вказані показники відповідно, 23 %, 2,7-1,9 %, а зміст азоту зростає до 12 % і т.д.

### 1.3.5 Гідрогеологічна характеристика

Обводнення свердловин і в цілому покладів на газових та газоконденсатних родовищах зумовлюється гідрогеологічними умовами продуктивних комплексів та горизонтів. У зв'язку з цим необхідно охарактеризувати основні особливості гідрогеологічних умов Абазівська родовища.

Водоносні горизонти та комплекси в розрізі даного родовища виділяються у всіх розкритих стратиграфічних підрозділах.

Перший гідрогеологічний поверх - зона розповсюдження інфільтраційної водонапірної системи - включає товщу порід, від антропогенових до верхньо-юрських включно.

Грунтові води пов'язані з антропогеновими суглинками. Водоносними є піски неогена. У харківському ярусі є декілька горизонтів водоносних пісків і пісковиків, найбільш значний з яких завтовшки близько 25 м залягає на глибинах 70-130 м. Цей водоносний горизонт використовується на родовищі з метою технічного водопостачання при бурінні пошукових і розвідувальних свердловин. Дебіти води з цього горизонту складають 120-192 м<sup>3</sup> /добу при динамічних рівнях 20-55 м.

Нижче київських мергелів залягає бучакско-канівський водоносний горизонт, а під верхньокрейдяною карбонатною водотривкою товщею, виділяється сеноман-нижньокрейдяний водоносний комплекс в інтервалі глибин 900-1180 м.

Всі наведені водоносні горизонти і комплекси містять прісні або майже прісні води, мінералізація яких не перевищує 1 г/л, води напірні. Стійкі дебіти водяних свердловин і висока якість вод цієї зони визначають широке використання їх для питного і технічного водопостачання. Виходячи з цього, буріння свердловин в цій частині розрізу повинне вестися на розчині, не обробленому хімреагентами, що забруднюють водоносні горизонти.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк. 25
Змін.	Анк.	№ док.им.	Підпис	Лам		

Регіональний водоупір, представлений глинами і карбонатними породами верхньої і середньої юри, товщиною 350-400 м відокремлює зону активного водообміну від водоносних комплексів середньо- і нижньомезозойських і палеозойських відкладів.

Водоносні горизонти і комплекси середньої юри і тріаса, товщиною 25-30 і 160-230 м відповідно, розділені глинами тріаса і мають високонапірні води - статичні рівні встановлюються на глибинах від 40-50 до 300 м. Водозбагаченість горизонтів висока, дебїти свердловин на Більській, Солохівській, Ічнянській, Адамівській площах складають 150-550 м<sup>3</sup> /добу при пониженні 14-309 м. Води хлоркальцієвого типу з мінералізацією від 40-65 до 95 г/л.

Тріасовий водоносний горизонт, що має високі показники колекторних властивостей і надійно ізольований від зони активного водообміну, може представляти інтерес з погляду поховання промислових стоків.

Глиниста товща верхньої пермі, яка залягає на глибинах 2200-2500 м є наступним регіональним водоупором, що відокремлює тріасовий водоносний горизонт від середньо - верхньокам'яновугільного водоносного комплексу. У розрізі цього комплексу є значна кількість водоносних горизонтів, приурочених до пластів пісковиків товщиною від 2-5 до 20-30 м, рідко до 70 м. Пористість окремих різновидів пісковиків досягає 20-24 %, що говорить про їх високу водозбагаченість. Більша частина водоносних горизонтів комплексу приурочена до відкладів московського ярусу.

Водозбагаченість комплексу достатньо велика: при випробуванні на Яблунівському родовищі з пісковиків московського ярусу одержаний приплив пластової води з дебітом 214 м<sup>3</sup> /добу, коефіцієнт продуктивності 0,18-0,37м<sup>3</sup>/добу.

Необхідно зазначити, що в башкірському ярусі, в порівнянні з московським, пласти пісковиків мають меншу товщину і більш ущільнені.

Води даного комплексу представлена розсолами хлоркальцієвого типу з мінералізацією 87,7-211,5 г/л, питома вага змінюється від 1,057 до 1,148 г/см<sup>3</sup>.

Сульфатність вод переважно невелика - коефіцієнт  $\frac{rSO_4}{rCl} \cdot 100$  змінюється від 0,06

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
Змін.	Анк.	№ док.им.	Підпис	Лам		26

до 0,28 і тільки в одиничних випадках, де у пробі відмічається домішка бурового розчину, він збільшується до 4,80.

Нижнім флюїдоупором верхньо-середньокам'яновугільного комплексу, який відокремлює його від водоносного (газоносного) комплексу нижнього карбону є карбонатно-глинисті відклади нижньої частини башкірського ярусу і верхів серпухівського ярусів.

Водозбагаченість горизонтів водоносного комплексу нижнього карбону неоднакова. Припливи вод, отримані при випробуванні на Абазівському і Яблунівському родовищах, змінювалися від 18,8 до 62,7 м<sup>3</sup>/добу, при середньодинамічних рівнях 340-880 м. Пластові води представлені розсолами хлоркальцієвого типу з мінералізацією 169-189 г/л, питома вага - 1,134-1,159 г/см<sup>3</sup>.

Води даного комплексу гранично насичені вуглеводневим газом, газонасиченість - 1070 см<sup>3</sup>/л. У водорозчиненому газі, як і у вільному з газових покладів візейського ярусу відмічається підвищення концентрації вуглекислого газу, яка досягає 4,82 %. Виділення його у вільну фазу при порушенні вуглекислотної рівноваги в процесі розробки газових покладів може привести до відкладення карбонатів, як і в призабійній зоні, так і в експлуатаційних свердловинах.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Лист
						27
Змн.	Лист	№ док.им.	Підпис	Лист		

## II. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

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

Визначення перспективності Абазівської площі є актуальним питанням нарощування розвіданих запасів шляхом дорозвідки відомих родовищ, виявлення нафтогазових покладів в нових продуктивних комплексах та залучення нових не розбурених ділянок до пошуку, що дасть можливість значно збільшити перспективи приросту запасів ВВ.

Саме тому, **метою даної роботи** є оцінка перспектив пошуків вуглеводнів Абазівської площі на основі аналізу особливостей геологічної будови.

**Задачі:** виявлення ознак нафтогазоносності розрізу; аналіз колекторських властивостей та вивчення їх літологічних характеристик; підрахунок запасів.

Для виконання задач необхідно:

1. опрацювати архівні дані щодо проведених раніше геологорозвідувальних робіт на даній площі;
2. проаналізувати походження, літологію та фільтраційно-ємнісні властивості перспективних горизонтів;
3. виділити локальні структури в межах перспективних ділянок, що можуть бути пастками для нафти і газу;
4. обрати систему розміщення свердловин, їх прогностні глибини, інтервали відбору керну тощо;
5. згрупувати показники необхідні для підрахунку запасів вуглеводнів перспективних об'єктів;

При виконанні роботи будуть використані теоретичні, аналітичні, статистичні методи досліджень, в основу яких покладено аналіз графічних матеріалів (геологічний розріз та структурна карта по відбиваючим горизонтам) та порівняння петрофізичних властивостей гірських порід.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк. 28
Змн.	Анк.	№ док.м.	Підпис	Лист		

## 2.1.1 Обґрунтування постановки робіт

**Геолого-розвідувальний процес** - це сукупність взаємопов'язаних робіт, що застосовуються в певній послідовності робіт з вивчення надр, забезпечують підготовку розвіданих запасів нафти, газового конденсату і природного газу для промислового освоєння. Розподіл геолого-розвідувального процесу на етапи і стадії має на меті встановлення раціональної послідовності виконання різних видів робіт і загальних принципів оцінки їх результатів на єдиній методичній основі для підвищення ефективності використання надр.

Процес вивчення і освоєння нафтогазоносних територій підрозділяється на 3 основних етапи: регіональний, пошуковий і розвідувальний.

### 1. Етапи регіональних геолого-геофізичних робіт (регіональний пошук).

Такі роботи проводяться на базі регіонального прогнозу, заснованого на перших етапах на методах аналогії з іншими, добре вивченими регіонами, а після проведення деякого обсягу робіт базуються на оцінці закономірностей зміни перерахованих вище критеріїв (прогнозних параметрів) в межах всього басейну або його частин.

Головна його мета - якісна оцінка перспектив нафтогазоносних областей, виявлення зон нефтегазонакоплення і відкриття першого родовища. На цьому етапі вирішуються такі основні завдання:

- встановлення меж поширення, загальної потужності, стратиграфії, літології, геохімічних і гідрогеологічних властивостей осадового чохла;
- виділення в розрізі осадового чохла регіональних покришок і нафтогазоносних комплексів;
- вивчення будови осадового чохла і тектонічна районування території;
- визначення можливих зон нефтегазонакоплення і конкретних об'єктів пошуку.

За результатами регіональних робіт створюються моделі будови осадового басейну в цілому і його окремих великих частин, виявляються загальні (регіональні) закономірності зміни геолого-геофізичних і геохімічних параметрів

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк. 29
Змн.	Анк.	№ док.им.	Підпис	Лам		

осадового чохла і фундаменту. Після відкриття перших родовищ в провінції, області чи районі регіональні роботи кілька скорочуються за обсягом, або стають більш цілеспрямованими. Наприклад, вони можуть бути спрямовані на вивчення слабо вивчених глибин або прилеглих перспективних територій. Різке скорочення або припинення регіональних робіт після відкриття перших родовищ призводить в подальшому до зниження ефективності пошуків.

**2. Етап пошукових робіт (детальний пошук).** Починається з моменту відкриття 1-го родовища і на перших етапах концентрується поблизу нього. Головна його мета - відкриття нових покладів і родовищ на прилеглих площах, підрахунок запасів по пошуковим категоріям С2 і С1. пошукові роботи підрозділяються на 2 стадії: підготовка площ до пошукового буріння; -глибоке буріння з метою виявлення скупчень нафти і газу.

Пошукові роботи здійснюються на базі детального прогнозу, заснованого на оцінці регіональних, зональних і локальних закономірностей зміни прогнозних параметрів (критеріїв).

При цьому здійснюється: - порівняльний аналіз виявлених пасток нафти і газу, - оцінюються їх перспективи можливого накопичення і збереження вуглеводневих мас, - вибираються першочергові площі для пошукового буріння, - визначаються місця закладення свердловин і їх кількість.

На стадії підготовки до глибокого буріння: - проводиться детальна сейсмозвідка площі, - визначаються (або уточнюються) місце розташування сводової частини куполоподібного підняття, його амплітуда, площа, конфігурація в плані; - інші особливості будови розрізу нафтогазоносних товщ, колекторів і покришок.

Ефективність пошуку знаходиться в прямій залежності від якості підготовки площ до глибокого буріння. Досвід показує, що проведення детальних сейсмічних робіт після проходки свердловини - першовідкривача значно скорочує обсяги і терміни проведення подальших пошукових і розвідувальних робіт на родовищі. Перша пошукова свердловина проводиться в центрі куполоподібного підняття. Якщо в результаті її випробування виходять промислові притоки нафти і газу, то

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
Змін.	Анк.	№ док.м.	Підпис	Лам		30

проходиться друга пошукова свердловина на крилі підняття поблизу передбачуваного контуру ВНК. Ця свердловина виконує завдання визначення розмірів покладів і підрахунку запасів за категоріями С2 і С1. Вона відноситься до розряду детально-пошукових. У всіх пошукових свердловинах проводиться відбір керна від продуктивної частини розрізу. Відстань між пошуковими свердловинами залежить від розмірів пастки і становить в середньому 3 - 5 км. За результатами пошукових робіт будуються карти пористості, ефективних нефтенасищених товщини, вважаються запаси нафти, газу.

У тих районах, де попередніми роботами доведено відсутність продуктивного пласта на вершинах локальних підняття (лисі вершини), буріння пошукових свердловин проводиться на їх схилах, де по геолого-геофізичних даних передбачається (прогнозується) наявність поклади.

**3. Етап розвідувальних робіт.** У разі, якщо запаси нафти і газу за категоріями С2 і С1 досягають значних розмірів, родовище вводиться в розвідку.

**Головне завдання розвідувальних робіт** - встановлення розмірів та обсягів покладів, підрахунок запасів (в тому числі і витягають) за вищими категоріями (С1, В, А) і підготовка родовища до розробки. Розвідувальні роботи підрозділяються на стадії:

- попередня розвідка;
- детальна (промислова) розвідка.

Попередня розвідка включає наступні завдання:

- встановлення (уточнення) ВНК, ГВК, ГНК по кожному продуктивного пласту;
- встановлення (уточнення) меж покладів;
- визначення робочих дебітів нафти, газу, води в кожній свердловині, по кожній поклади;
- замери пластових температур і тисків; -відбір керна, води, нафти і газу для лабораторних досліджень;
- встановлення ємнісно-фільтраційних властивостей колекторів, побудова карт пористості по кожному пласту;

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Дрк.
Змн.	Дрк.	№ док.им.	Підпис	Лам		31

-визначення і побудова карт ефективних нефтенасичених і газонасичених товщин по кожному пласту;

-визначення обсягів покладів і підрахунок (перерахунок) запасів по категорії С1 для кожної поклади і родовища в цілому. На стадії попередньої розвідки загальна кількість глибоких свердловин (включаючи пошукові) доводиться до 4 - 5.

Розвідувальні свердловини при цьому перебувають на крилах куполоподібного підняття поблизу лінії ВНК або ГВК з метою уточнення меж покладів і розташовуються, як правило, по хрестовій системі (на всіх 4х крилах).

Детальна (промислова) розвідка виконується, перш за все, на великих родовищах які плануються до введення в експлуатацію в найближчі роки. Вона вимагає виконання значного обсягу бурових робіт. Тому попередньо дається оцінка економічної доцільності постановки детальної розвідки. Роботи проводяться на базі пошукового і попереднього розвідувального буріння.

**Головна мета детальної розвідки** - визначення параметрів, необхідних для підрахунку запасів нафти і газу за високими категоріями (А, В), і системи розробки кожної поклади і родовища в цілому. При цьому вирішуються такі завдання: - детальне вивчення літології нафтогазоносних комплексів і продуктивних пластів - детальна кореляція розрізів свердловин, продуктивних пластів, визначення потужностей і їх зміни по площі, зон виклинювання колекторів, покришок - визначення і побудова карт ємнісне-фільтраційних властивостей колекторів: пористості, проникності, коефіцієнта нафтовіддачі

В стратиграфічному відношенні в розрізі Вишневського ГКР промислові скупчення вуглеводнів приурочені до єдиного гор. М-2 московського ярусу середнього карбону.

### 2.1.2 Система розміщення свердловин

Згідно "Проекту дослідно-промислової розробки Абазівська газоконденсатного родовища" передбачалося розробляти родовище 13 свердловинами: №№ 51, 52, 53, 55, 56, 59, 60, 54, 57, 59 і 61.

Об'єктами експлуатації є горизонти М-5, Б-5-7, В-15, В-16-17, В-18, Д-3-7.

					БР.НГІТ.401Н3.17025.00.00.000.ПЗ	Дрк.
Змін.	Дрк.	№ док.	Підпис	Лист		32

Станом на 01.01.2021 р. фонд свердловин становить 12 одиниць, серед яких одна параметрична та 11 експлуатаційних.

Горизонт В-15 введений в експлуатацію у 1993 році.

Свердловина № 9 має високий газоконденсатний фактор. Введена в експлуатацію з дебітом газу 20 тис.м<sup>3</sup> /добу і конденсату - 18 т/добу. Через місяць вона самозадавилася конденсатом, який більш схожий на нафту. Через те, що свердловина знаходиться за межами ліцензійної ділянки, свердловину зупинили. Ліцензія на експлуатацію свердловини належить ДП “Чернігівгазгеологія”.

Свердловина № 52 спочатку простріляна на горизонт В-16-17 обводнилася через деякий час, працювала періодично з накопиченням тиску до 1 тис.м<sup>3</sup>/добу, при  $P_{роб} = 3,7$  МПа. З метою ізоляції припливу пластової води, 05.05.2004р свердловину ввели в капремонт. Після комплексу проведених робіт, було прийнято рішення про перевід свердловини на вищезалегаючий горизонт. Покрівля цементного мосту на глибині 4596м. Перфорацію свердловини проводили перфоратором ПК-2-103 в інтервалі 4588-4569м (гор. В-16). В процесі освоєння отримали промисловий приплив газу дебітом 182 тис.м<sup>3</sup>/добу при таких робочих параметрах :  $P_{пр} = 295$  ата;  $P_{зпр} = 305$  ата;  $P_{ст} = 308$  ата.

На протязі двох тижнів робочий тиск знизився на 60 ата і відповідно дебіт зменшився до 150 тис.м<sup>3</sup>/добу. Пропрацювавши два місяці, свердловина самозадавилась рідиною. Постійні продувки позитивного результату не дали. Свердловина могла працювати тільки з накопиченням тиску. З червня 2006 року свердловину переведено на горизонт В-15.

Свердловина № 55 введена в роботу у 1994 році з дебітом газу 80 тис.м<sup>3</sup>/добу, і працювала з падаючим дебітом і тиском до середини 1997 року. В серпні самозадавилася пластовою водою. В 1999-2000 і 2002 рр, проведено КРС по ревізії НКТ і ізоляції припливу пластової води. В процесі капремонту виявлена негерметичність експлуатаційної колони на глибині 3300 м. Спроби ліквідувати негерметичність закачкою нафтоцементу і спуском пакера, позитивного результату не дали. На сьогоднішній день свердловина “працює” по мірі накопичення тиску, з дебітом газу 0,2 тис.м<sup>3</sup>/добу.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
						33
Змін.	Анк.	№ док.им.	Підпис.	Лам.		

В грудні 2005 року проводили спроби освоєння свердловини за допомогою колтубінгової установки, але позитивного результату так і не отримали. Свердловина постійно виносила пластову воду питомої ваги 1,15 /см<sup>3</sup>. Зараз свердловина не працює.

### 2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження

**Геофізичні дослідження свердловин (ГДС)** являють собою комплекс фізичних методів, які використовуються для вивчення гірських порід, а також контролю технічного стану бурових. За своїм призначенням такі дослідження діляться на дві групи. Це безпосередньо методи каротажу і свердловини геофізики. Перший відомий також як промислова або бурова наука вивчення порід, які знаходяться в радіусі 1-2 кілометрів.

Геофізичні дослідження свердловин дозволяють безпосередньо охарактеризувати: розріз свердловин; літологію; параметри пластів і т.д. Геофізичні дослідження проводяться, як правило, в окологважінном і межскважинном просторі. Виходячи з результатів, виконуються необхідні геологічні побудови. наприклад: структурні карти; профілі; карти ізопакіт і інші.

Технологія проведення геофізичних досліджень свердловин Для обробки та інтерпретації геофізичних досліджень свердловин застосовується контроль результатів буріння.

Контроль включає наступні етапи проведення робіт: визначення технічного стану бурової; фототелеметрію стінок; перфорацію свердловин для допуску в неї води, нафти, газу і ін. Такий контроль проводиться за допомогою спеціального обладнання безпосередньо в ході або після закінчення буріння. Технологія геофізичних досліджень свердловин ставить перед собою основне завдання - виділення в розрізах пластів корисних копалин, а також вивчення їх основного складу. Ці роботи виконуються на етапах пошуку і розвідки родовищ. В даному випадку найбільші перспективи для вирішення поставлених завдань надають ядерно-геофізичні методи. Вони ґрунтуються на прямих вимірах ефектів від шуканих елементів. Гірські породи безпосередньо визначають якість розвідувати вуглеводнів.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Дрк.
						34
Змн.	Дрк.	№ док.им.	Підпис	Лам		

Технологія ГДС із застосуванням ЯГФМ застосовна для всіх основних типів родовищ твердих копалин. Варто відзначити і те, що в даний час жодне дослідження не обходиться без застосування комп'ютерної техніки. Багато хто думає, що такий метод дає найбільш точний результат. Однак на практиці це зовсім не так. Насправді комп'ютерні технології допомагають тільки полегшити задачу. ЕОМ дають можливість найбільш швидко провести розрахунки необхідні для отримання результатів досліджень. Промислові геофізичні дослідження свердловин залежно від геологічних умов району визначається відповідний метод. Промислово-геофізичні дослідження свердловин повинні при можливо меншій кількості вимірів забезпечити максимально повну інформацію про розрізі бурової, а також виявленні колекторів і їх безпосередню оцінку. Такий комплекс робіт, в основному, виконується партіями. Разом з цим може досліджуватися технічний стан і визначатися гідродинамічні параметри пластів. Робота в даному випадку заснована на реєстрації фізичних полів, які визначаються виходячи з наявності і структури потоків флюїду в стовбурі буровій і біля неї. Залежно від призначення промислово-геофізичні дослідження проводяться в видобувних і нагнітальних свердловинах. Виходячи з цього, ставляться певні завдання.

Так, промислово-геофізичні дослідження в видобувних включають: контроль технічного стану; встановлення інтервалу надходження рідини в свердловину; супровід ремонтних робіт; визначення особливостей пластів; встановлення оптимального режиму роботи свердловини. Дуже часто в ряді випадків утруднено отримання деяких значень. При виборі правильного і комплексного дослідження витягти необхідні дані можливо по всім перерахованим вище завданням. ПГИ в нагнітальних бурових включає: встановлення приємності; виділення інтервалу поглинання; визначення герметичності колони; встановлення інтервалу пластових перетоків.

Для виконання цих завдань використовуються спеціальні геофізичні прилади для дослідження свердловин. Оснащення проводиться з урахуванням встановлених стандартів із застосуванням інноваційних технологій. Це забезпечує максимальний результат проведення робіт.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
						35
Змн.	Анк.	№ док.им.	Підпис	Лам		

Найчастіше ці два терміни є тотожними. У будь-якому випадку дослідження ведуться з застосуванням методів розвідувальної геофізики. В останні роки вивчення магматичних порід набирає стрімких обертів. ГДС проводиться на всіх етапах геологорозвідувальних робіт, які стосуються нафти і газу.

З метою контролю за роботою продуктивних інтервалів проведено дослідження геофізичними методами (ГДС): в свердловині № 55 визначений інтервал припливу води, в свердловині № 60 визначені працюючі інтервали, в свердловині № 380 встановлено положення ГВК в горизонті Б-5.

У зв'язку з відсутністю інформації про проведення досліджень з контролю за корозією обладнання та відборів проб вуглеводнів аналіз цих даних не проводився.

Аналіз вимірів пластових тисків по свердловині № 53 показує, що визначити закономірність зміни Рпл від накопиченого видобутку неможливо.

На родовищі дослідження на продуктивність проводилися на етапі пошуково-розвідувальних робіт, а також експлуатації вуглеводневих покладів. Аналіз цих досліджень показує наявність суттєвих недоліків при їх виконанні. По-перше, дослідження проводились, як правило, один раз перед вводом свердловини в експлуатацію (винятком є пошуково-розвідувальні свердловини № 1, 3, в яких дослідження проведені при випробуванні і перед вводом в експлуатацію). В процесі експлуатації свердловин дослідження проводилися в листопаді 2001 року та в 2006 році.

Оцінити продуктивність багатьох свердловин на усталеному режимі роботи в газопровід також неможливо через те, що майже всі вони працюють періодично.

Враховуючи викладене вище, коефіцієнти фільтраційних опорів А і В визначені з урахуванням коефіцієнту С.

Аналіз результатів досліджень, який передбачено показав, що комплекс запланованих робіт виконано не в повному об'ємі. Зокрема, це стосується досліджень на визначення продуктивної характеристики, вимірів пластового тиску глибинним манометром, а також вимірів статичних устьових тисків зі зніманням кривої відновлення тиску.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
Змн.	Анк.	№ док.им.	Підпис	Лам		36









продуктивності, дослідження свердловин.

Для зручності обслуговування (відкриття і закриття засувок, заміни штуцерів, проведення ремонтів і досліджень) на гирлі монтують спеціальні містки. Обладнання гирла складається з колонної головки (КГ), трубної головки (ТГ) і фонтанної ялинки (Я). На родовищі застосовують ялинки хрестового типу. Колонна головка призначена для обв'язки верхніх кінців обсадних колон (кондуктор, технічна і експлуатаційна колони) і служить опорою для фонтанної арматури. Колонні головки обладнують спеціальними відводами. На одному встановлюють вентиль з манометром для вимірювання міжколонних тисків, на другому – засувку. Через другий відвід при необхідності закачують спецрідини в міжколонний простір.

Трубна головка служить для обв'язки фонтанних труб, герметизації міжтрубного простору між експлуатаційною колоною і фонтанними трубами. Трубна головка складається з корпусу, трубної підвіски і бічних відводів. Бічні відводи дозволяють закачувати в затрубний простір воду і глинистий розчин при глушінні свердловини, інгібітори гідратоутворення, вимірювати затрубний тиск, а також відбирати газ із затрубного простору.

Ялинка складається із вертикального стовбура і бічних відводів – викидів. На кожному відводі встановлено дві засувки: робоча і резервна, на стовбурі встановлена корінна і буферна засувка. При зборі фонтанної арматури, при заміні окремих її елементів, необхідно бути дуже уважними, слідкувати за правильним і повним кріпленням всіх шпильок і болтів.

Присвердловинні установки призначені для подачі в свердловину або шлейф інгібіторів корозії і гідратоутворення, ПАР для вилучення рідини з вибою свердловини, а також для регулювання і автоматичного керування режимом експлуатації свердловин. До них відносяться присвердловинна установка для подачі інгібітора і ПАР.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Дрк.
Змн.	Дрк.	№ док.им.	Підпис	Лам		41

Експлуатаційні колони в більшості свердловин спущені до вибою. Ліфтові колони складені із НКТ Ø 62 мм. Башмак НКТ у всіх свердловинах знаходиться вище верхніх отворів перфорації продуктивного пласта, крім свердловини № 52 в якій НКТ спущені до верхніх отворів верхнього інтервалу перфорації.

Всі обсадні колони цементуються з підйомом цементу до устя. В зоні продуктивних горизонтів для попередження міжпластових перетоків рекомендується застосовувати цементні мости для ізоляції окремих горизонтів один від одного.

Підземне обладнання складається з обладнання вибою і стовбура свердловини. На родовищі в зв'язку з тим, що породи пласта при русі газу до вибою свердловини можуть руйнуватись, застосовують перфораційний вибій. Свердловина перекривається обсадною колоною і цементується, для з'єднання стовбура свердловини з продуктивним пластом в обсадній колоні і в цементному кільці кумулятивним перфоратором пробивають (12 отворів на 1 п.м.).

До обладнання стовбура свердловини відноситься обладнання, розміщене всередині обсадної колони в інтервалі від вибою до гирла свердловини.

На Абазівській ГКР обладнання стовбура свердловин складається з фонтанних труб, тобто відбір газу проводиться через колону фонтанних труб, яку опускають всередину обсадної колони. На кінці колони фонтанних труб є сітка для утримання в колоні глибинних приладів при обриві їх підвіски.

Підвіска фонтанних труб здійснюється на різьбі або клинах. Другий спосіб кращий, тому що в цьому випадку можливе переміщення колонних труб під дією температурних і динамічних напруг. Трубні головки комплектуються з ялинкою у відповідності з діаметром фонтанних труб.

### 3.2. Режими буріння

Перед спуском обсадних колон здійснюється шаблонування ствола свердловини з застосуванням компоновки низу бурильної колони передбаченої

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
						42
Змн.	Анк.	№ док.м.	Підпис	Лат		

проектом. У випадку посадки бурильної колони здійснюється проробка ствола свердловини в цьому інтервалі з наступним шаблонуванням. При проробці здійснюється безперервна подача долота і не допускається тривала робота на одному місці для запобігання забурювання другого ствола.

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

Кондуктор діаметром 426 мм спускається на глибину 250 м. Низ колони обладнується башмаком типу БК-324, зворотним клапаном тарільчатого типу Ø 426 мм і кільцем стоп.

Спуск проміжної колони діаметром 324 мм здійснюється однією секцією. Низ колони обладнується башмаком типу БП-324 та двома зворотними клапанами типу ЦКОД-324-2.

Спуск проміжної колони діаметром 245 мм здійснюється однією секцією. Низ колони обладнується башмаком типу БП-245 та двома зворотними клапанами типу ЦКОД-245-2.

Спуск експлуатаційної колони діаметрами 140/168 мм здійснюється однією секцією на глибину 5052 м. Перехід діаметра на глибині 2801 м. На глибині 2751 м встановлюється пристрій двоступеневого цементування ПДЦ-168. Низ колони обладнується башмаком типу БП-140 і двома зворотними клапанами типу ЦКОД-140-1.

При спускові кондуктора та проміжної колони, муфтові з'єднання нижніх п'яток труб обварюються переривистим швом з метою застереження можливого відкручування нижніх труб колони в процесі подальшого поглиблення свердловини.

Скручування труб при спускові обсадних колон здійснюється імпортними гідравлічними ключами з контролем крутного моменту. Для підвищення якості цементування експлуатаційної та проміжної колон за рахунок одержання рівномірного цементного кільця за ними і забезпечення більш повного заміщення

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ док.м.	Підпис	Лат		43

бурового розчину тампонажним, здійснюється центрування колон згідно методики ВНДІБТ або ВНДІКрнафти.

Насамперед, центратори встановлюються в інтервалах відкритого ствола напроти стійких, некавернозних ділянок, а також напроти продуктивних горизонтів.

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

Для вибору раціонального методу обробки привибійної зони свердловин приведемо характеристику будови горизонту В-15 по даних дослідження відібраного керну.

Горизонт В-15 представлено кернами у свердловинах №1, 3, 55.

У свердловині №1 горизонт представлено двома кернами: 1 (інтервал відбору 4322-4345 м) та 2 (інтервал відбору 4472-4475м). Керни 1 і 2 мають винос близько 82 і 88% відповідно. Пісковик у ньому бурувато-сірий, кварцовий, середньозернистий. Пористість пісковика у газонасичених частинах пласта 6,5 - 12 %, газонасиченість 90 – 93%, проникність досягає від 0,3 до  $2,65 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Карбонатність складає 12,5 %.

У свердловині №3 горизонт представлено керном в інтервалі відбору 4569-4578м) та свердловині № 55 горизонт представлено керном в інтервалі 4034 – 4045 м. Керни мають винос близько 76 і 82% відповідно. Пісковик у ньому також бурувато-сірий, кварцовий, середньозернистий. Пористість пісковика у газонасичених частинах пласта 8,5 – 11 %, газонасиченість 90–92%, проникність досягає від 0,1 до  $0,5 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Карбонатність складає 12%.

Шаруватість кернових зразків місцями практично не виявлена, а частіше пологахвиляста, місцями переривиста, обумовлена нитковидними прошарками слюдиисто-глинистого складу, подекуди коса з кутом нахилу 5°. Де-не-де пласти орієнтовані по шаруватості включення глинисто-сидеритового складу.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ док.им.	Підпис	Лам		

Петрографічне вивчення виявило, що пісковик має слюдисто-кварцевий склад при малій кількості (перші відсотки) польових шпатів. Цемент поровий, базально-поровий, місцями плівковий.

Враховуючи дані по відборах 4 зразків кернів із даних свердловин і проведення досліджень шламу при бурінні свердловин №1, №3, №55 можна встановити що типи колектора однакові. Усереднені значення по даних дослідженнях складають: пористості – 9,5 %, газонасиченості - 92%, проникності  $1,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Згідно результатів досліджень проведених в 2001 році, привибійні зони свердловин характеризувалися дуже низькою проникністю та забруднені випавшим конденсатом, на даний час розробки умови роботи свердловин не змінилися. Для проведення обробки привибійної зони обираємо свердловину №1 з тієї причини, що по даному горизонту це єдина свердловина, яка працює з дебітами 10-12 тис.  $\text{м}^3/\text{добу}$  і характеризується дуже низькою проникністю привибійної зони, значення скін-ефекту для цієї свердловини є додатнім.

Дебіт свердловини напряду залежить від проникності привибійної зони.

Отже, продуктивну характеристику свердловини можна покращити створенням додаткових або збільшенням існуючих каналів перфорації, мікротріщин, видаленням органічних і неорганічних речовин з природних порожнин пласта, розширенням необхідного перерізу природних порожнин, або в крайньому випадку розширенням стовбура свердловини. Тому на вибраній свердловині варто проводити дію на ПЗП. Для даного випадку проектуємо проведення гідророзриву пласта.

Приведемо дані по свердловині №1:

- глибина свердловини  $H=5052\text{м}$  метрів;
- інтервал перфорації: 4345-4322 метрів;
- глибина спуску експлуатаційної колони -4835 метрів;
- діаметр експлуатаційної колони 139,7 x 168 міліметрів;
- пластовий тиск – 26,701 МПа;
- Статичний тиск – 16,2 МПа;

					БР.НГІТ.401Н3.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
Змн.	Анк.	№ док.им.	Підпис	Лам		45

- Існуючий відбір газу - 10 тис.м<sup>3</sup>;
- Тиск на головці св-ни – 4,8 МПа;
- Тиск в затрубному просторі – 6,5 МПа;
- Вибійний тиск – 15,7 МПа;
- Пористість – 9,251 %;
- Проникність – 1,48•10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>;
- Карбонатність – 12,0 %.

### Цементування обсадних колон

Свердловини облаштовані комбінованими експлуатаційними колонами різної конструкції діаметрами 140x146x168, 140x168, 168x140x127, 146x140мм. Дві свердловини облаштовані експлуатаційною колоною діаметром 140 мм і одна колоною діаметром 146 мм.

До наземного обладнання свердловини відноситься обладнання гирла, присвердловинні установки і споруди. Обладнання гирла повинно забезпечити можливість глушіння свердловини, проведення ремонтів і заходів по збільшенню продуктивності, дослідження свердловин.

Для зручності обслуговування (відкриття і закриття засувки, заміни штуцерів, проведення ремонтів і досліджень) на гирлі монтують спеціальні містки. Обладнання гирла складається з колонної головки (КГ), трубної головки (ТГ) і фонтанної ялинки (Я). На родовищі застосовують ялинки хрестового типу. Колонна головка призначена для обв'язки верхніх кінців обсадних колон (кондуктор, технічна і експлуатаційна колони) і служить опорою для фонтанної арматури. Колонні головки обладнують спеціальними відводами. На одному встановлюють вентиль з манометром для вимірювання міжколонних тисків, на другому – засувку. Через другий відвід при необхідності закачують спецрідини в міжколонний простір.

Трубна головка служить для обв'язки фонтанних труб, герметизації міжтрубного простору між експлуатаційною колоною і фонтанними трубами. Трубна головка складається з корпусу, трубної підвіски і бічних відводів. Бічні

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк. 46
Змн.	Анк.	№ док.м.	Підпис	Лам		

відводи дозволяють закачувати в затрубний простір воду і глинистий розчин при глушінні свердловини, інгібітори гідратуутворення, вимірювати затрубний тиск, а також відбирати газ із затрубного простору.

Ялинка складається із вертикального стовбура і бічних відводів – викидів. На кожному відводі встановлено дві засувки: робоча і резервна, на стовбурі встановлена корінна і буферна засувка. При зборі фонтанної арматури, при заміні окремих її елементів, необхідно бути дуже уважними, слідкувати за правильним і повним кріпленням всіх шпильок і болтів.

Присвердловинні установки призначені для подачі в свердловину або шлейф інгібіторів корозії і гідратуутворення, ПАР для вилучення рідини з вибою свердловини, а також для регулювання і автоматичного керування режимом експлуатації свердловин. До них відносяться присвердловинна установка для подачі інгібітора і ПАР.

Експлуатаційні колони в більшості свердловин спущені до вибою. Ліфтові колони складені із НКТ Ø 62 мм. Башмак НКТ у всіх свердловинах знаходиться вище верхніх отворів перфорації продуктивного пласта, крім свердловини № 52 (див рис.3.1), в якій НКТ спущені до верхніх отворів верхнього інтервалу перфорації.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
						47
Змн.	Анк.	№ док.им.	Підпис	Лам		



температурних і динамічних напруг. Трубні головки комплектуються з ялинкою у відповідності з діаметром фонтанних труб.

### 3.3. Характеристика бурових розчинів

Буровий розчин (Drilling fluid) - це складна багатокомпонентна дисперсна система суспензійних, емульсійних і аерованих рідин, що застосовуються для промивання свердловин в процесі буріння. Якість будівництва свердловин, в т. Ч. І якість розкриття продуктивного пласта, багато в чому залежить від застосовуваного бурового розчину, оскільки буровий розчин - 1й технологічна рідина, що вступає у взаємодію з знову розкривається породою. Параметри бурового розчину при проходці свердловини приймаються, виходячи з гірничо-геологічної характеристики розрізу і досвіду проходки свердловин в подібних гірничо-геологічних умовах. Згідно ПБ в НіГП 2013, щільність розчину розраховується, виходячи з створення стовпом розчину гідростатичного тиску на забій свердловини і розкриття продуктивного горизонту, що перевищує проектні пластові тиску на величину не менше: 10% для свердловин глибиною до 1200 м (інтервалів 0 - 1200 м); 5% для інтервалів від 1200 м до проектної глибини.

При необхідності може встановлюватися більша щільність бурового розчину, але при цьому максимально допустима репресія (з урахуванням гідродинамічних навантажень) повинна виключати можливість гідророзриву порід або поглинання розчину на будь-якій глибині інтервалу сумісних умов буріння.

В інтервалах, схильних до втрати стійкості стінок стовбура і плинності порід, параметри бурового розчину встановлюються виходячи з необхідності забезпечення стійкості стінок свердловини. При цьому протитиск на обрії в процесі циркуляції не повинно перевищувати тиску гідророзриву пласта для всього інтервалу сумісних умов буріння В процесі буріння необхідно проводити контроль реологічних параметрів бурового розчину з метою попередження обвалів стінок і розмиву гирла свердловини

					БР.НГПТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Арк. 49
Змін.	Арк.	№ док.им.	Підпис	Лам		

Після обважнення розчину за рахунок вибуренної породи до необхідної щільності необхідно забезпечити якісну очистку бурового розчину. У випадки поглинання бурового розчину застосовувати в'язкі пачки з наповнювачем (Кордова волокно, гумова крихта, тирса, горіхова шкаралупа).

Перед спуском обсадної колони рекомендується обробити буровий розчин змазує добавкою FK-Lube чи іншими мастильними добавками.

Основні компоненти бурових розчинів:

Бентоніт - структуроутворювач, регулятор реології і знижувач водоотдачі бурового розчину, коркообразуючий компонент.

Ca (CO<sub>3</sub>)<sub>2</sub> - кольматанта дрібного і середнього помелу, застосовуваний для утворення тонкої фільтраційної кірки і обважнення розчину. Сода каустична - регулятор рН. Desco CF - розчинник застосовується для всіх типів глинистих розчинів. Гаммаксан - біополімер. FK-Lube - змазує добавка для зниження сил тертя і крутного моменту при бурінні наклоннонаправлених горизонтальних свердловин, для профілактики диференціального прихвата. ПЕС-1 - універсальний рідкий піногасник. ПАЦ НВ - застосовується для зниження показників фільтрації бурових розчинів. ПАЦ НВ підходить для зниження водовіддачі безглинистих і малоглинистих розчинів.

Ефективно регулює реологічні в'язкі характеристики бурових розчинів. REATROL - модифікованих крохмаль.

Сода кальцинована - призначена для зниження жорсткості води замішування шляхом осадження катіонів кальцію.

Сода бікарбонат - призначений для зниження рН розчину і осадження кальцію при забрудненні цементом. Вапно гашене - інгібітор набухання і диспіргованія глинистих порід (катіоннообмінні процеси за участю іонів кальцію Ca ++); регулятор рівня рН висококальцієвих розчинів, нейтралізатор CO<sub>2</sub>.

Atren-Bio - бактерицид. IKD - суміш неіоногенних ПАВ; перешкоджає налипанню частинок породи на елементи КНБК та сітки вібросит.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Дік.
						50
Змн.	Дік.	№ док.им.	Підпис	Лат		

КМЦ 600- застосовується для зниження фільтрації бурового розчину зі збільшенням вязкостних характеристик.

NaCl - застосовується для штучної мінералізації розчину, стабілізує стінки свердловини, шляхом фіксації іонів натрію на місцях катіонного обміну в глинистих мінералах і таким чином переводить їх у більш стабільну ненабухающую форму. Компоненти бурового розчину є речовинами не більше 4 класу небезпеки і спеціальних вимог при роботі з ними не застосовується. Разом з тим повинні дотримуватися загальні вимоги при роботі з пиловими й нетоксичними хімреагентами: персонал повинен працювати в спецодязі, рукавичках, респіраторах, фартухах, приміщення повинно бути добре провітрюваним і освітленим. В процесі буріння на репресії з промиванням будь-яким типом бурового розчину в околоскважінном зоні формується зона кольматации і зона проникнення фільтрату, фізико-хімічний склад і глибина яких визначають як стійкість пристовбурної зони, так і зниження гідропроводності і фазової проникності продуктивного пласта.

На основі аналізу фундаментальних досліджень в області хімії і біохімії вуглеводів, узагальнення практики буріння свердловин в якості полімерних реагентів для регулювання фільтраційних і реологічних властивостей безглинистих і малоглинистих бурових розчинів використовуються полісахариди. Основною причиною вибору полісахаридів є їх здатність до хімічної і біологічної деструкції, за рахунок чого забезпечується можливість руйнування і видалення кольматационного шару, що утворюється в процесі буріння, і практично повне відновлення колекторських властивостей пласта.

Для буріння під експлуатаційну колону використовують мінералізований буровий розчин, який складається з глини палигорскітової, змащувальної домішки – нафти, понижувача фільтрації – Drilling Starch, понижувачів водовіддачі – КССБ та екструдату, мінералізатору – NaCl, проти поглинання додають наповнювач, вапно – нейтралізація CO<sub>2</sub>, каустична сода - регулятор рН, бак терицид – АБД, піногасник – pentax, при розбурюванні цементного стакана додають соду кальциновану – зв'язувач іонів кальцію.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Дрк.
Змн.	Дрк.	№ док.им.	Підпис	Лам		51

Для глушіння і вторинного розкриття використовують розчин на якому було здійснено первинне розкриття, тому що він містить кислоторозчинну тверду фазу. Основними причинами таких ускладнень, як показує багаторічний досвід буріння свердловин, можуть бути:

- неправильний прогноз пластових тисків і на цій основі неправильний вибір густини бурового розчину для розкриття напірних горизонтів;
- конструкція свердловини, що не відповідає геологічним умовам;
- відсутність противикидного обладнання на усті свердловини при розкритті газових і нафтових горизонтів;
- зростання вмісту газу в буровому розчині в процесі буріння через його незадовільну дегазацію;
- неприйняття своєчасних заходів при газопроявленнях для попередження викидів і відкритого фонтанування та інші причини.

### 3.4. Охорона надр та навколишнього середовища

Забруднення атмосферного повітря при розробці газоконденсатних покладів може відбуватися при випробуванні та дослідженні свердловин, витіканні газу через нещільності технологічного обладнання на свердловинах і УКПГ і, особливо, при аварійних викидах газу в атмосферу.

Для зниження рівня шкідливого впливу вуглеводневого газу і супроводжуючих речовин на атмосферне повітря при проведенні вищезазначених робіт необхідно передбачити заходи, які повинні включати:

- інвентаризацію джерел викидів шкідливих речовин у навколишнє середовище;
- для кожного джерела визначити склад викидів, дебіт, можливу періодичність та ін.;
- графік продувки свердловин і технологічного обладнання з мінімальним випуском вуглеводнів в атмосферу; комплекс досліджень і вимірів з контролю за станом атмосферного повітря на робочих площадках;

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Дрк.
						52
Змн.	Дрк.	№ док.м.	Підпис	Лам		

- заборону проведення робіт, пов'язаних з можливим викидом вуглеводнів, при несприятливих метеоумовах.

Контроль за станом забруднення атмосферного повітря проводять на території родовища і санітарно-захисній зоні об'єктів шляхом визначення максимально-разових концентрацій шкідливих речовин.

Точки відбору проб, крім проектних, і кількість необхідних замірів концентрацій шкідливих речовин в атмосферному повітрі в процесі спорудження свердловини повинні погоджувати з місцевими органами санітарно-епідемічної служби і держуправління екоресурсів. Результати замірів фіксують в робочому журналі.

Завдання контролю за викидами в атмосферу є:

- контроль вмісту забруднюючих речовин у викидах підприємства;
- контроль за рівнем забруднення атмосферного повітря на території проммайданчика і в населеному пункті.

Охорону підземних вод і поверхневих водоймищ необхідно здійснювати на всіх етапах експлуатації свердловин, включаючи будівельно-монтажні роботи, буріння, кріплення і закінчування (випробування) свердловин.

Комплекс заходів з охорони водного середовища повинен передбачити охорону горизонтів з прісними водами у верхній частині геологічного розрізу родовища, ґрунтових і поверхневих вод. Водоносні горизонти першого гідрогеологічного поверху - зони розповсюдження інфільтраційної системи приурочені до порід від антропогенових до верхньо-юрських включно, які складені сугінками і мергелями. Води цих горизонтів пов'язані з денною поверхнею, що обумовлює їх незначну мінералізацію, яка коливається в межах 0,4 - 1 г/л. Горизонти з прісною водою перекриті обсадною колоною, яка зацементована тампонажним цементом до гирла.

Для здійснення контролю за станом водного середовища в зоні родовища і для оцінки впливу на поверхневі та ґрунтові води повинні відбиратися для лабораторних аналізів проби з джерел, ставків та колодязів. Результати спостережних робіт повинні використовуватися як матеріали оцінки забруднення

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Дік.
Змн.	Дік.	№ док.ім.	Підпис	Лам		53

вод в зоні діяльності газопромислового підприємства. Газовидобувне підприємство повинно забезпечити систематичний лабораторний контроль за якістю вод.

Для здійснення контролю за станом питних вод на території де можливий вплив робіт пов'язаних з розробкою родовища будуть відбирати проби води з колодязів, свердловин господарсько-побутового призначення. У випадку перевищення у воді вмісту шкідливих речовин вище граничнодопустимих концентрацій, будуть встановлювати джерела забруднення і вживатимуть заходи щодо їх ліквідації.

Для скорочення до мінімуму витрат технічної води в процесі будівництва свердловин на буровій рекомендується використати зворотне водозабезпечення з використанням для технологічних потреб технічної води після її відстою в ємностях-відстійниках, а також дощових і талих вод.

З метою запобігання та зменшення шкідливого впливу на поверхневі та підземні водні ресурси та раціональне використання їх передбачено наступні заходи:

- господарсько-побутові води накопичують в спеціальні ємності, нейтралізують і вивозять на локальні очисні споруди;
- обладнання устя колонною головкою і фонтанною арматурою;
- з метою запобігання міграції підземних вод і пластових флюїдів всі обсадні колони цементують з підняттям тампонажного розчину до устя;
- відведення дощових стічних вод з об'єкту за рахунок рельєфу і організації стоку;
- заправлення автотранспорту в спеціально відведених місцях;
- збір забруднених дощових стічних вод при облаштуванні свердловини в пригирловий колодязь об'ємом 1 м<sup>3</sup>;
- встановлення лічильників споживання свіжої води.

Охорона надр в процесі розробки газоконденсатних покладів передбачає систему заходів, спрямованих на повне видобування вуглеводнів, попередження забруднення і здійснення контролю за охороною надр.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Дік.
						54
Змн.	Дік.	№ док.им.	Підпис	Лам		

На даний час в експлуатації на Абазівському газо-конденсатному родовищі знаходиться 11 свердловин. Експлуатаційні свердловини повинні забезпечити рівномірну і максимально повну розробку покладів вуглеводнів. Аналіз розробки Абазівська ГКР свідчить про те, що основними ускладненнями в процесі експлуатації свердловин є:

обводнення продуктивних горизонтів і скупчення рідини привибійній зоні свердловин;

- утворення піщано-глинистих пробок;
- міжпластові перетоки та міжколонні газопроявлення, які можуть привести до значних втрат газу та аварійних випадків.

Заходи боротьби з ускладненнями, які виникають в процесі розробки родовища, повинні передбачати:

- недопущення втрат газу і конденсату та максимальне збільшення коефіцієнту вилучення вуглеводнів з покладів;
- комплекс дослідних робіт з контролю за виснаженням та обводненням продуктивних горизонтів;
- застосування методів збереження герметичності свердловин.

Для своєчасного визначення негерметичності свердловин, причин зміни режимів їх роботи, необхідно проводити ГДС за спеціальними планами, які регламентують режим роботи свердловин при виконанні досліджень та комплекс методів, за допомогою яких вирішуються поставлені задачі.

					БР.НГІТ.401Н3.17025.00.00.000.ПЗ	Джк.
						55
Змн.	Джк.	№ док.им.	Підпис	Лам		









## V. ОХОРОНА ПРАЦІ

### 5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Все геологорозвідувальні роботи повинні проводитися за затвердженими проектами. Підприємства розробляють організаційні форми управління охороною праці і встановлюють посадові обов'язки всіх працівників з урахуванням питань охорони праці. На підставі цих Правил, вимог безпеки, викладених в експлуатаційній та ремонтно-технічній документації застосовуваного обладнання та технологічних процесів, при впровадженні нових видів робіт та технологій підприємства розробляють, затверджують і переглядають в установленому порядку інструкції з охорони праці для робітників професій з урахуванням конкретних умов виробництва робіт.

Геологорозвідувальні роботи та геологічні дослідження всіх видів на території діяльності інших підприємств повинні проводитися за погодженням з керівництвом цих підприємств.

### 5.2. Розробка заходів з охорони праці

#### 5.2.1. Заходи з техніки безпеки

Пуск в роботу нових об'єктів, а також об'єктів після капітального ремонту або реконструкції проводиться після приймання їх комісією, яка призначається керівником підприємства. При прийманні бурових установок для буріння на глибину понад 1500 м, поверхневих комплексів розвідувальних шахт, шурфів глибиною більше 30 м і штолень, в яких загальна протяжність всіх виробок становить понад 500 м, в складі комісії обов'язкова участь представника місцевого органу Держнаглядохоронпраці і технічної інспекції праці.

Про майбутню приймання об'єкта місцеві органи Госпроматомнадзора і технічної інспекції праці сповіщаються не пізніше ніж за 5 днів. При неявці представників зазначених органів комісія має право дозволити пуск об'єкта в експлуатацію.

Прийом в експлуатацію самохідних і пересувних (плавучих) геологорозвідувальних установок (бурових, геофізичних, гірничопрохідницьких,

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Джк. 60
Змн.	Джк.	№ док.им.	Підпис	Лам		

гідрогеологічних та ін.), Змонтованих на транспортних засобах, причепах, санних підставах (базах), якщо при їх переміщеннях з однієї точки робіт на іншу не потрібно перемонтаж обладнання (зміни нагнітальних ліній, заміни вантажопідійомних пристроїв, зміни робочих проходів і т.п.), проводиться з оформленням акту комісією геологічного підприємства перед початком польових робіт, після кожного капітального ремонту і реконсервації, але не рідше 1 разу на рік.

Виробничі споруди (стаціонарні компресорні станції, гаражі, механічні цехи та ін.) повинні вводитися в експлуатацію в порядку, що встановлюється діючими будівельними нормами і правилами (СНіП 3.01.04-87).

Атестація робочих місць на відповідність нормативним вимогам охорони праці повинна проводитися один раз в 3 роки і при зміні умов праці.

Професійне навчання робітників геологічних підприємств має проводитися в порядку, передбаченому "Типовим положенням про професійне навчання робітників безпосередньо на виробництві".

Робочі комплексних бригад, організацією праці яких передбачається суміщення професій, повинні мати відповідну кваліфікацію з основної та сумісництвом професій.

Усі працюючі незалежно від їх професії, освіти і стажу роботи повинні бути навчені безпеці праці і проходить інструктаж і перевірку знань (складання іспитів) з безпеки праці в установленому порядку (ГОСТ 12.0.004-79). Керівник підприємства в залежності від умов, району і характеру робіт може розширювати програму інструктажів, збільшувати терміни стажування та скорочувати періоди між повторними інструктажами. Знову прийняті працівники повинні здати іспити з безпеки праці протягом місяця.

Працівники польових підрозділів до початку польових робіт крім професійної підготовки та отримання інструктажу з безпеки праці повинні бути навчені прийомам, пов'язаним зі специфікою польових робіт в даному районі (плавання, веслування, користування альпіністським спорядженням, верхова їзда, вміння сідлати і в'ючити транспортних тварин, поведження з вогнепальною

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
Змін.	Анк.	№ док.им.	Підпис.	Лам.		61

зброєю і т.п.), методам надання першої допомоги при нещасних випадках і захворюваннях відповідно до "Інструкції по наданню першої допомоги при нещасних випадках на геологорозвідувальних роботах", запобіжних заходів від отруйної флори і фауни, а також способам орієнтування на місцевості та подачі сигналів безпеки відповідно до "Типової інструкції для працівників польових підрозділів по орієнтуванню на місцевості" і "Системою єдиних для галузі команд і сигналів безпеки, обов'язкових при виробництві геологорозвідувальних робіт".

Робота в умовах підвищеної небезпеки повинна здійснюватися за нарядом-допуском із зазначенням необхідних заходів безпеки. Перелік робіт, на виконання яких необхідно видавати наряд-допуск, і особи, уповноважені на їх видачу, затверджуються головним інженером підприємства.

Забороняється перебувати або працювати в небезпечних місцях, за винятком випадків ліквідації або запобігання можливої аварії і пожежі, а також під час рятування людей. Ці роботи повинні виконуватися спеціальними службами (ДВГРС, ДВГК, протилавинні службою та ін.), А в інших випадках - досвідченими робітниками після поточного інструктажу з техніки безпеки під керівництвом особи технічного персоналу.

### 5.2.2. Заходи з виробничої санітарії

Виробничі, адміністративні та побутові приміщення геологорозвідувальних підприємств, а також знаходяться в них обладнання і інвентар повинні міститися відповідно до вимог інструкції по санітарному утриманню приміщень і обладнання виробничих підприємств (N ° 658-66).

Виробничі приміщення, робочі місця, проходи і підходи до обладнання, механізмів і допоміжним пристосуванням повинні міститися в чистоті і не захаращувати. Інструменти повинні міститися в чистоті і розташовуватися в місцях, зручних для користування. Цементні або цегляні підлоги в ділянках (місцях) постійного перебування робітників повинні бути покриті еластичними теплоізоляційними настилами або дерев'яними решітками.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Дік.
Змн.	Дік.	№ док.им.	Підпис	Лам		62

Всі приміщення повинні мати внутрішню обробку, яка виключає накопичення і сорбцію парів токсичних речовин і допускає збирання будь-яким способом (вакуумним, вологим). Підлоги повинні мати неслизьку поверхню і легко очищатися. Прибирання підлог повинна проводитися регулярно 1 раз в зміну. Пролиті на підлогу паливно-мастильні матеріали і токсичні речовини повинні бути відразу ж вилучені.

У душових приміщеннях і гардеробних стінки і перегородки повинні бути облицьовані на висоту не менше 2,5 м вологостійкими матеріалами, що допускають легку очистку і миття гарячою водою. У цих приміщеннях повинні бути крани зі шлангом для обмивання підлоги і стін. Забороняється в душових приміщеннях використовувати дерев'яні решітки.

Виробничі майданчики, території селищ, баз і таборів, експедицій партій, загонів та інших польових підрозділів повинні міститися в чистоті. Збір і зберігання виробничих і побутових відходів повинні проводитися в спеціально відведених і пристосованих для цих цілей місцях. Поховання або знищення цих відходів має здійснюватися в установленому порядку.

Сміттєві ями і контейнери повинні бути обладнані щільно закриваються кришками. Відходи (покидьки) отруйних і розкладаються речовин повинні зберігатися, транспортуватися і знищуватися з дотриманням санітарних правил. Сміттєві ями, контейнери та вбиральні повинні влаштовуватися не ближче 30 м від виробничих і житлових будівель в місцях, що виключають забруднення навколишнього середовища.

Природне і штучне освітлення на території геологорозвідувальних підприємств, в виробничих і допоміжних будівлях повинно відповідати нормам проектування природного та штучного освітлення (СНиП П-4-79).

Освітлення постійних робочих місць повинно забезпечуватися стаціонарними джерелами загального освітлення. При недостатності загального освітлення робочі місця біля верстатів (механізмів та ін.) повинні бути забезпечені місцевим освітленням. На випадок раптового відключення постійного освітлення об'єкти робіт безперервного виробництва, а також робочі

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Джк.
Змін.	Джк.	№ док.им.	Підпис	Лам		63

місця з підвищеною небезпекою повинні бути забезпечені аварійним освітленням. Аварійне освітлення повинно забезпечувати освітленість не менше 10% від встановлених норм для даного виду виробництва.

У світлових отворах будівель слід передбачати пристосування і пристрої (сонцезахисні козирки, вертикальні екрани, жалюзі, штори, пустотілі скляні блоки і ін.), Що усувають на робочому місці сліпуче дію прямого і відбитого світла.

Рівні звукового тиску в октавних смугах частот в децибелах (дБ), рівні звуку та еквівалентні рівні звуку в децибелах на робочих місцях не повинні перевищувати допустимих рівнів, встановлених діючими нормами (ГОСТ 12.1.003-83). Засоби і методи захисту від шуму повинні вибиратися відповідно до діючих норм (ГОСТ 12.1.029-80). Контроль рівнів шуму на робочих місцях повинен проводитися при введенні об'єкта в експлуатацію і заміну обладнання відповідно до діючих норм (ГОСТ 12.1.028-80).

Рівні вібрації при роботі машин, механізмів, технологічного устаткування і ручного інструменту не повинні перевищувати рівнів, встановлених діючими нормами (ГОСТ 12.1.012- 78, СН 3041-84).

У всіх виробничих приміщеннях повинна бути передбачена вентиляція, яка відповідає вимогам будівельних норм і правил (СНиП 2.04.05-86). 11.2.4.2. Для приміщень, де проводяться роботи з шкідливими речовинами 1 і 2 класів небезпеки, вентиляційна система повинна бути окремою, не пов'язаною з вентиляцією інших приміщень. 11.2.4.3. Концентрація шкідливих речовин і аерозолів в повітрі робочої зони не повинна перевищувати гранично допустимих концентрацій, встановлених діючими нормами (ГОСТ 12.1.005-88).

Температурний режим повітряного середовища робочих місць в виробничих приміщеннях повинен відповідати вимогам діючих будівельних норм і правил (СНиП 2.04.05-86). Температура повітря в робочій зоні виробничих приміщень повинна бути в межах від +17 до + 22 ° С при легкій роботі і від +13 до + 18 ° С при важкій роботі.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
						64
Змн.	Анк.	№ док.им.	Підпис	Лам		

Параметри метеорологічних умов (жорсткість погоди), при яких допускається робота на відкритому повітрі, встановлюються рішенням виконавчих комітетів місцевих Рад народних депутатів.

При проведенні робіт на відкритому повітрі або в неопалюваних приміщеннях на кожній ділянці повинні бути влаштовані укриття від несприятливих погодних умов і приміщення для обігрівання працюючих, що знаходяться в безпосередній близькості від місця роботи. При короткочасних роботах допускається опалення працюють біля вогнищ.

При проведенні робіт в районах з жарким кліматом повинні встановлюватися режими робочого часу, що виключають провадження робіт в жарку пору дня. Кількість і тривалість перерв, а також перенесення робочого часу в південних районах встановлюються адміністрацією за погодженням з профспілковим комітетом.

### 5.3. Пожежна безпека

Пожежна безпека - стан захищеності особистості, майна, суспільства і держави від пожеж. Це визначення повторює аналогічні для будь-яких видів безпеки: стан захищеності будь-якого об'єкта від будь-яких видів небезпеки. Як це стан забезпечити на практиці не знає ніхто. Визначення виникло до катастрофи в Чорнобилі, коли існувала парадигма "абсолютної" безпеки. Після катастрофи виникла парадигма прийнятної ризику, і пожежна безпека визначається як стан об'єкта захисту, при якому значення всіх пожежних ризиків, пов'язаних з даним об'єктом, не перевищують допустимих значень.

Охорона праці і пожежна безпека промислових підприємств - важливий комплекс заходів, що забезпечує збереження здоров'я працівників промисловості. Подібні правила розробляються і затверджуються спеціальними комісіями, діяльність яких спрямована на запобігання нещасним випадкам на робочих місцях.

Особливо важливо правильно організувати заходи на виробництві, що гарантують пожежну безпеку. Як правило, вони розрізняються залежно від сфери

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Джк.
Змн.	Джк.	№ док.им.	Підпис	Лат		65

виробництва, розміру підприємства, технічного оснащення і кількості співробітників.

Однак основними серед інших вважаються:

розробка, а також активне впровадження відповідно до затверджених документами системи управління з пожежної безпеки. Перший і основний крок в організації належної пожежної безпеки праці робітників.

Начальник підприємства і група обраних осіб розробляють правила, а потім навчають співробітників основним вимогам:

по використанню промислового обладнання, опалювальної та вентиляційної системи, за змістом службових приміщень і кімнат, зі зберігання матеріалів та інвентарю, по належному утриманню електромереж і електроприладів, по спільним організованим діям під час загоряння;

контролювання аварійності обладнання і приміщень на підприємстві. ,

Перевірка обладнання, електромережі, цехів і кабінетів віддається обраним керівником підприємства відповідальним особам, що стежать за всім цим в довіреному їм відділенні.

При виникненні небезпеки загоряння вся відповідальність лягає на начальника. Керівник підприємства також зобов'язаний скласти інструкцію відповідальним за пожежну безпеку охорони праці; забезпечення і гарантія захисту від нещасних випадків при роботі з технікою, експлуатації механізмів і приміщень.

У цю частину комплексу входить обов'язкове дотримання всіх правил нормативних документів по використанню всіх механізмів (немеханізованих і автоматичних), конвеєрів, по правильному користуванню підйомниками і подібними можливо небезпечними механізмами, по використанню електромереж і щитків, з підтримки в порядку приміщень.

Навчання правилам пожежної безпеки співробітників підприємства включає в себе проведення кількох інструктажів, різних за рівнем (вступний, початковий, цільової): читання лекцій про безпечну поведінку під час пожежі.

Проведення занять, відпрацювання можливих ситуацій при загорянні; регулярна перевірка стану електромережі.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Джк.
Змн.	Джк.	№ док.им.	Підпис	Лам		66

Підтримка електробезпеки необхідно не тільки для захисту працівників від ураження електричним струмом, а й для запобігання випадкам виникнення пожежі в результаті замикання.

За статистикою МНС, більше половини всіх пожеж в виробничих відвідина відбувається в результаті порушень електробезпеки. Для створення необхідних умов діяльності необхідно провести кілька важливих заходів.

Фахівцями повинні регулярно проводитися вимірювання напруги в установках, перевірка заземлення, у разі аварійності кабелів і проводів - заміни їх на нові. Рекомендується періодично міняти все електрообладнання на більш нове.

Вимоги щодо дотримання правил пожежної безпеки на об'єктах:

Територія будівель, споруди і приміщення повинні бути забезпечені знаками безпеки відповідно до ГОСТ 12.4.026-76;

Всі співробітники при прийомі на роботу і за місцем роботи повинні проходити протипожежні інструктажі.

Проводити інструктажі повинні посадові особи, які мають відповідне посвідчення. Територія повинна постійно утримуватися в чистоті, систематично очищатися від сміття, відходів, тари, листового опаду, які необхідно регулярно вивозити в спеціально відведені місця. Дороги, проїзди і проходи до будівель і споруд, пожежних водойм, підходи до пожежних драбин, пожежного інвентарю, обладнання та засобів пожежогасіння мають бути завжди вільні, міститися в справному стані, взимку очищатися від снігу. До всіх будівель і споруди повинен бути забезпечений вільний доступ.

Територія повинна мати зовнішнє освітлення, яке забезпечує вільне знаходження пожежних драбин, протипожежного обладнання, входів до будівель і споруд. Розводити багаття, спалювати відходи, тару на відстані менше 15 м від будівель і споруд суворо забороняється.

Евакуаційні шляхи і виходи повинні завжди утримуватися вільними, нічим не захащуватися, і у випадку виникнення пожежі або стихійного лиха забезпечувати безпечну евакуацію людей, які перебувають у приміщеннях будівель та споруд. У приміщеннях, які мають один евакуаційний вихід,

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Дрк.
Змн.	Дрк.	№ док.им.	Підпис	Лам		67

дозволяється одночасно розміщати не більше 50 осіб. Установки пожежної сигналізації та пожежогасіння повинні бути завжди справні, і проходити періодичне обслуговування. Забороняється використовувати засоби пожежогасіння не за призначенням. Електроустановки повинні відповідати вимогам діючих Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), Правил технічної експлуатації споживачів (ПТЕ), Правил техніки безпеки під час експлуатації електроустановок (ПТБ) та інших нормативних документів.

З'єднання, відгалуження та закінчення проводів і кабелів мають здійснюватися за допомогою зварювання, спайки, опресовування або спеціальних затискачів. Виконувати з'єднання жил проводів і кабелів методом скручування забороняється. Будова та експлуатація тимчасових електромереж забороняється. Температура зовнішньої поверхні електрообігрівальних приладів у найбільш нагрітому місці в нормальному режимі не повинна перевищувати 85 °С. Відстань від електрообігрівальних приладів до горючих матеріалів і конструкцій повинна бути не менше 0,25 м.

У РАЗІ ПОЖЕЖІ: негайно повідомити про це в пожежну охорону по телефону 101, при цьому вказати точну адресу об'єкта, кількість поверхів будівлі, місце виникнення пожежі, обстановку, наявність людей і повідомити своє прізвище .

Використовувати (по можливості) заходи щодо евакуації людей, гасіння пожежі та збереження матеріальних цінностей. Здійснити аварійне відключення електрообладнання. Повідомити про пожежу керівництву.

У разі необхідності викликати інші підрозділи аварійно-рятувальних та інших служб. Зустріти підрозділи пожежної охорони, які прибувають на пожежу.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Дрк.
						68
Змн.	Дрк.	№ доким.	Підпис	Лам		

## ВИСНОВКИ

У результаті виконання роботи можна зробити такі висновки:

Абазівська газоконденсатне родовище відкрито в 1984 році, внаслідок буріння параметричної св. 380, при випробуванні якої було одержано промислові притоки нафти і газу з відкладів московського та башкірського ярусів середнього карбону. В результаті проведених робіт уточнено геологічну будову родовища, відкриті газоконденсатні поклади у відкладеннях нижнього карбону.

Особливістю колекторів газоконденсатного покладу гор. В-15 Абазівська родовища є:

- значні глибини залягання (в абс. відм. Св. 1 від -4322-4345,5; св.3 -4406,3 до -4419,3 м);
- високі початкові пластові тиски (по св.№1 – 49,1 МПа, по св. №3 – 49,15 МПа);
- неоднорідність пластів-колекторів по площі;
- відносно низькі фільтраційно-ємнісні параметри порід-колекторів (зокрема пористість 6,4%);

Газопроникність змінюється по площі і складає  $0,1-0,3 \cdot 10^{-15}$ .

Було обґрунтовано буріння 2 пошукових свердловини (1 та 3);

- Породи-колектори представлені теригенними відкладами (піщаники, алевроліти), а покритишки – глинистими відкладами. Тип колектора – пластовий.
- визначено основні перспективи нафтогазоносності Абазівська родовища у гор. В-15 у межах двох тектонічноізолюваних блоків. тобто за ступенем насиченості продуктивними горизонтами осадового комплексу, родовище відноситься до типу переривистих.

перспективні запаси газу гор. В-15 Абазівської площі становлять В-15в: 0,764 млн.м<sup>3</sup>; гор В-15н: 0,200 млн.м<sup>3</sup>

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
						69
Змн.	Анк.	№ док.им.	Підпис	Лат		

- річний прибуток від освоєння очікуваних запасів газу гор В-15 складе: 68,02 млн.грн. Виходячи з результатів проведених досліджень виконання пошуково-розвідувальних робіт на Абазівській площі є економічно-ефективними.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Арк.
						70
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ док.м.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Лист</i>		

## CONCLUSIONS

As a result of the work we can to write the following conclusions: Skorobahatkivsk gas condensate field was discovered in 1984, as a result of drilling parametric well 380, during the test of which industrial inflows of oil and gas were obtained from the deposits of the Moscow and Bashkir tiers of the Middle Carboniferous.

As a result of the performed works the geological structure of the field was specified, gas condensate deposits in the Lower Carboniferous deposits were discovered. Feature of collectors of gas condensate deposit of B-15 of the Skorobagatkivsk deposit are:

- significant depths of occurrence (in absolute terms well. 1 from -4322-4345.5; well. 3 -4406.3 to -4419.3 m);
- high initial formation pressures (according to well. №1 - 49.1 MPa, according to well. №3 - 49.15 MPa);
- heterogeneity of reservoir layers by area;
- relatively low filtration-capacity parameters of reservoir rocks (in particular porosity 6.4%)/

Gas permeability varies in area and is 0.1-0.3-  $\times 10^{15}$ . Drilling of 2 exploratory wells (1 and 3) was substantiated;

- Collector rocks are represented by terrigenous deposits (sandstones, siltstones), and tires - by clay deposits.

Collector type - reservoir.

- the main prospects of oil and gas potential of the Skorobagatkivsk field are determined. B-15 within two tectonic isolated blocks. That is, according to the degree of saturation of productive horizons of the sedimentary complex, the field belongs to the type of intermittent. promising gas reserves of the field. B-15 Skorobagatkivsk area is B-15v: 0.764 million m<sup>3</sup>;

B-15n: 0.200 million m<sup>3</sup> - the annual profit from the development of the expected gas reserves of the B-15 will be: UAH 68.02 million. Based on the results of

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
						71
ЗМН.	Анк.	№ докум.	Підпис	Лам		

research, the implementation of search and reconnaissance work on Skorobagatkivsk Square is cost-effective.

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
						72
ЗМН.	Анк.	№ докум.	Підпис	Лам		

## ВИКОРИСТАНА ЛІТЕРАТУРА

1. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434с.
2. Арсірій Ю.О., Кондрам Р.М., Яремійчук Р.С. Атлас родовищ нафти і газу України в 6 томах. – Львів: УНТА, 1998. – 494 с.
3. Атлас нафтових, газових та конденсатних родовищ України.
4. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. – Львів: ІФДТУНГ, 1996. – 619 с.
5. Довідник з нафтогазової справи. / За заг. ред. докторів технічних наук Бойка В.С., Кондрата Р.М., Яремійчука Р.С. – К.: Львів. 1996. – 620 с.
6. Пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ [http://wikipedia.ua.nina.az/wiki/Пошуково-розвідувальні\\_роботи\\_на\\_нафту\\_і\\_газ](http://wikipedia.ua.nina.az/wiki/Пошуково-розвідувальні_роботи_на_нафту_і_газ)
7. Аналіз умов праці. Розслідування, реєстрація, облік, аналіз та державне соціальне страхування від нещасних випадків і професійних захворювань на виробництві <http://opcb.kpi.ua/wp-content/uploads/2014/09/%D0%9B%D0%B5%D0%BA%D1%86%D1%96%D1%8F-3.pdf>
8. Виробнича санітарія та професійна гігієна в системі охорони праці [https://www.lnu.edu.ua/life-safety/wp-content/uploads/2018/10/OP-2018\\_Part-5.pdf](https://www.lnu.edu.ua/life-safety/wp-content/uploads/2018/10/OP-2018_Part-5.pdf)

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк. 73
Змн.	Анк.	№ док.им.	Підпис	Лат		

ДОДАТКИ

					БР.НГІТ.401НЗ.17025.00.00.000.ПЗ	Анк.
						74
Змн.	Анк.	№ доким.	Підпис	Лист		

