

*Міністерство освіти і науки України
Національний університет
Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка
Навчально–науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології*

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

***«Вивчення геологічної будови та аналіз продуктивності
кам'яновугільних відкладів Лелівського родовища»***

БГ. НГІТ.401НЗ.20072

Розробила студентка групи 401–НЗ
Керівник роботи

Кодак Р.В.
Євдощук М.І.

Полтава 2024

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

Навчально–науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології

До захисту
завідувач
кафедри _____

Спеціальність 103 Науки про Землю

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Вивчення геологічної будови та аналіз продуктивності кам'яновугільних відкладів Лелівського родовища.

Пояснювальна записка

Керівник

д.г.н. професор Євдощук М.І.
посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата,

Виконавець роботи

Кодак Руслана Вячеславівна
студент, ПІБ

група _____ 401-НЗ _____

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту _____

Полтава, 2024

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

Факультет, Інститут Навчально-науковий інститут нафти і газу

Кафедра Буріння та геології

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Бакалавр

Спеціальність 103 Науки про Землю

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

“ _____ ” _____ 2024 року

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

Кодак Руслані В'ячеславівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Вивчення геологічної будови та аналіз продуктивності камяновугільних відкладів Лелівського родовища

Керівник проекту (роботи) д.г.н., проф. Євдошук М.І.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від “08”12 2023 року № 1481 /1ф,а

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17червня 2024р.

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

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

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

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	27.05–31.05
2	Спеціальна частина	01.06–06.06
3	Технічна частина	07.06–10.06
4	Економічна частина	10.06–12.06
5	Охорона праці	13.06–16.06
6	Попередні захисти робіт	17.06–23.06
7	Захист бакалаврської роботи	24.06–28.06

Студент

_____ **Кодак Р.В.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

_____ **Євдошук М.І.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП

I ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

- 1.1 Географо-економічні умови
- 1.2 Геолого-геофізична вивченість
- 1.3 Геологічна будова
 - 1.3.1 Стратиграфія
 - 1.3.2 Тектоніка
 - 1.3.3 Нафтогазоносність
 - 1.3.4. Гідрогеологічні умови
- 1.4 Висновки до розділу I

II СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

- 2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт
 - 2.1.1 Обґрунтування постановки робіт
 - 2.1.2 Система розміщення свердловин
 - 2.1.3 Промислово-геофізичні дослідження
 - 2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів
 - 2.1.5 Лабораторні дослідження
 - 2.1.6 Оцінка перспективності площі
- 2.2 Підрахунок запасів
- 2.3 Висновки до розділу II

III ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

- 3.1 Гірничо-геологічні умови буріння
- 3.2 Обґрунтування конструкції свердловини
- 3.3 Режими буріння
- 3.4 Характеристика бурових рохчинів

3.5 Охорона надр та навколишнього середовища

3.6 Висновки до розділу III

IV. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт

4.2 Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт

4.3 Висновки до розділу IV

V. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

5.2 Розробка заходів з охорони праці

5.2.1 Заходи з техніки безпеки

5.2.3 Заходи з виробничої санітарії

5.3 Пожежна безпека

5.4 Висновки до розділу V

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТКИ

АНОТАЦІЯ

Для визначення доцільності видобутку вуглеводнів, потрібно провести ряд геологічних досліджень, які дадуть змогу спланувати видобуток запасів нафти і газу в межах родовища.

Промислова нафтогазоносність родовища пов'язана з регіонально продуктивними нижньокам'яновугільними відкладами, в межах яких проводиться планування видобутку з декількох горизонтів та визначення техніко-економічних показників видобутку.

У дипломній роботі викладені дані з особливостей геологічної будови, тектоніки, літології, запасів та параметрів видобутку покладів нафти Лелівського родовища.

Дипломний проект включає геологічну, спеціальну, геолого-геофізичну, технічну, економічну, екологічну частину та охорону праці. Пояснювальна записка виконана на 74 сторінках з яких 2 рисунка, 9 таблиць. А також дипломний проект доповнюється графічними додатками: зведений геолого-геофізичний розріз; структурні карти продуктивних горизонтів С-4, С-5; Зведена таблиця підрахункових параметрів та запасів нафти і розчиненого газу горизонтів С-4 і С-5 Рогинцівського підняття Лелівського родовища, Поздовжній геологічний профіль Лелівського родовища.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: РОДОВИЩЕ, ГОРИЗОНТ, ЗАПАСИ, НАФТА, СЕРПУХОВСЬКІ ВІДКЛАДИ

ABSTRACT

In order to determine the feasibility of hydrocarbon production, a number of geological studies are required to plan the extraction of oil and gas reserves within a field.

The commercial oil and gas content of the field is associated with regionally productive Lower Carboniferous deposits, within which production from several horizons is planned and technical and economic indicators of production are determined.

The thesis presents data on the geological structure, tectonics, lithology, reserves and production parameters of the Lelivske oil field.

The diploma project includes geological, special, geological and geophysical, technical, economic, environmental and labor protection parts. The explanatory note is made on 74 pages, including 2 figures and 9 tables. The diploma project is also supplemented with graphic appendices: a summary geological and geophysical section; structural maps of productive horizons C-4, C-5; Summary table of estimated parameters and reserves of oil and dissolved gas of horizons C-4 and C-5 of the Rogyntsiyske uplift of the Lelivske field, Longitudinal geological profile of the Lelivske field.

**KEYWORDS: FIELD, HORIZON, RESERVES, OIL, SERPUKHIVSKE
SEDIMENTS**

ВСТУП

Мета роботи: дати геологічну характеристику та провести аналіз продуктивності покладів Лелівського нафтогазоконденстаного родовища.

Об'єкт: продуктивні горизонти С-4, С-5 серпуховських відкладів Рогинцівського підняття Лелівського нафтогазоконденсатного родовища.

Предмет: аналіз продуктивності Лелівського нафтогазоконденстаного родовища для видобутку вуглеводнів.

Промислова нафтогазоносність родовища пов'язана з регіонально продуктивними нижньокам'яновугільними відкладами. Встановлено 18 покладів нафти та газу в піщано-алевролітових горизонтах серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону. Поклади вуглеводнів, пов'язані з продуктивними горизонтами нижнього карбону, що контролюються чотирьома структурами-підняттями, які простягаються з північного заходу на південний схід – Бабчинським, Великобубнівським, Макіївським та Рогинцівським.

В проєкті визначено необхідний комплекс геофізичних досліджень, визначено інтервали відбору керну та випробування перспективних горизонтів.

А також в проєкті висвітлені заходи за для збереження навколишнього середовища під час геологорозвідувальних робіт

I. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1. Географо–економічні умови

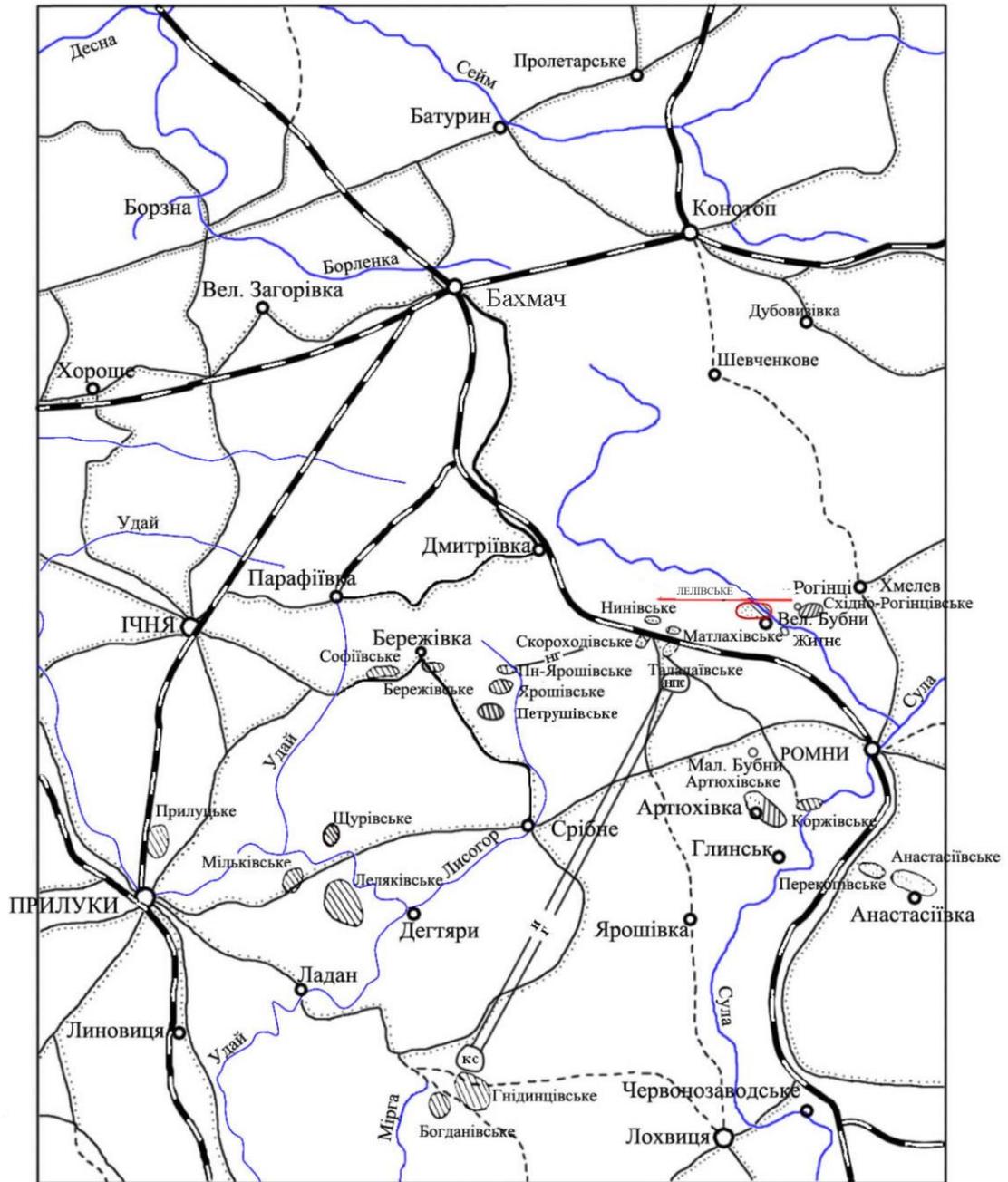
В адміністративному відношенні Лелівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в Роменському районі Сумської області на відстані 20 км від міста Ромни. Неподалік від родовища знаходяться Східно-Рогінцівське, Житнє, Матлахівське та інші родовища.

На території родовища розташовані села Великі Бубни, Макіївка та В'юнне, частково в його межі входять також села Рогинці, Калинівка, Погреби, а поруч з ним розміщені села Матлахове, Посад, Ведмеже, Ріпки, Хмелів. Вказані вище населені пункти сполучені між собою шосейними (Суми-Пирятин-Київ, Суми-Прилуки-Київ, Суми-Прилуки-Чернігів) і ґрунтовими дорогами. Найближчі залізничні станції заходяться в містах Прилуки, Ромни, Бахмач. Оглядову карту-схему наведено на рисунку 1.1.

В економічному відношенні розглянутий район в основному сільськогосподарський. Достатньо розвинута і місцева промисловість. В зв'язку з відкриттям нафтових і газових родовищ інтенсивно розвинута нафтогазовидобувна промисловість.

На родовищі прокладено мережу нафто- і газопроводів, зокрема нафтопроводи Великі Бубни-Талалаївка-Гнідинці, Гнідинці-Кременчук. Південніше від родовища прокладено газопроводи Талалаївка-Гнідинці, Глинськ-Червоні Партизани. Видобутий газ із Лелівського родовища поступає газопроводом в м. Ромни.

В орогідрографічному відношенні район родовища – це слабо горбиста рівнина з розвинутою системою річкових долин, ярів і балок. Він розміщений на лівобережжі р. Дніпро з притоками: Сула, Ромен, Олава, Дедюківка. Тут також є ряд більш дрібних рік та потічків. Їхні береги є асиметричними: праве – більш круте, ліве – нижче. Долини річок добре вироблені, мають широкі тераси. Заплави річок сильно заболочені[11].



Умовні позначення:

- | | | | |
|---|--------------------|------|---------------------------|
| ○ | - населені пункти; | —нг— | - нафтогазопровід; |
| — | - залізні дороги; | —г— | - газопровід; |
| — | - шосейні дороги; | ⊖ | - нафтоперегінна станція; |
| — | - ріки; | ⊕ | - компресорна станція |
| ▨ | - родовища; | | |

Рисунок 1.1 Оглядова карта-схема району робіт

Головною водною артерією району є р. Сула. Долина ріки асиметрична: лівий берег пологий, низький; правий – високий, порізаний ярами й балками. Заплава ріки заболочена, місцями поросла чагарниковою та

деревною рослинністю. Ширина заплави змінюється від 1,5 до 6,5 м. У місцях розширення заплави, ріка утворює численні рукави, протоки й стариці.

Абсолютні відмітки земної поверхні сягають від плюс 180 м до плюс 115 м. Клімат району помірно континентальний. Середньорічна температура повітря становить плюс 7 °С. Найбільш холодний місяць січень має середньодобову температуру мінус 7 °С, абсолютні мінімуми зимових температур досягали мінус 35 °С. Найбільш теплий місяць липень, коли середньодобова температура становить плюс 21 °С. Абсолютний максимум температур у липні-серпні становить 37-40°С. Середньорічна кількість опадів складає 550 мм.

Узимку в Роменському районі переважають південно-східні та східні вітри, у теплу пору року панують західні, північно-західні вітри. Клімат району помірно континентальний. Середньорічна температура повітря становить плюс 7 °С. Найбільш холодний місяць січень має середньодобову температуру мінус 7 °С, абсолютні мінімуми зимових температур досягали мінус 35 °С. Найбільш теплий місяць липень, коли середньодобова температура становить плюс 21 С. Абсолютний максимум температур у липні-серпні становить 37-40 °С. Середньорічна кількість опадів складає 550 мм.[1]

1.3. Геологічна будова

1.3.1. Стратиграфія

У геологічній будові горизонтів С-4 і С-5 Рогинцівського підняття, які є об'єктом досліджень Лелівського родовища, беруть участь осадові утворення палеозойського, мезозойського та кайнозойського віків. Стратиграфічне розчленування розрізу проводилося на основі промислово-геофізичних матеріалів із врахуванням палінологічних і мікрофауністичних досліджень, літологічного опису порід, а також за співставленням із розрізами сусідніх площ з використанням матеріалів попередніх підрахунків запасів.[12] Для стратиграфічного розчленування були використані схема

кореляції рисунок 1.2 Глибини залягання розкритих стратиграфічних підрозділів та їх товщини за пробуреними свердловинами на Рогинцівському піднятті Лелівського родовища наведено в таблиці 1.1 та на ДОДАТКУ А

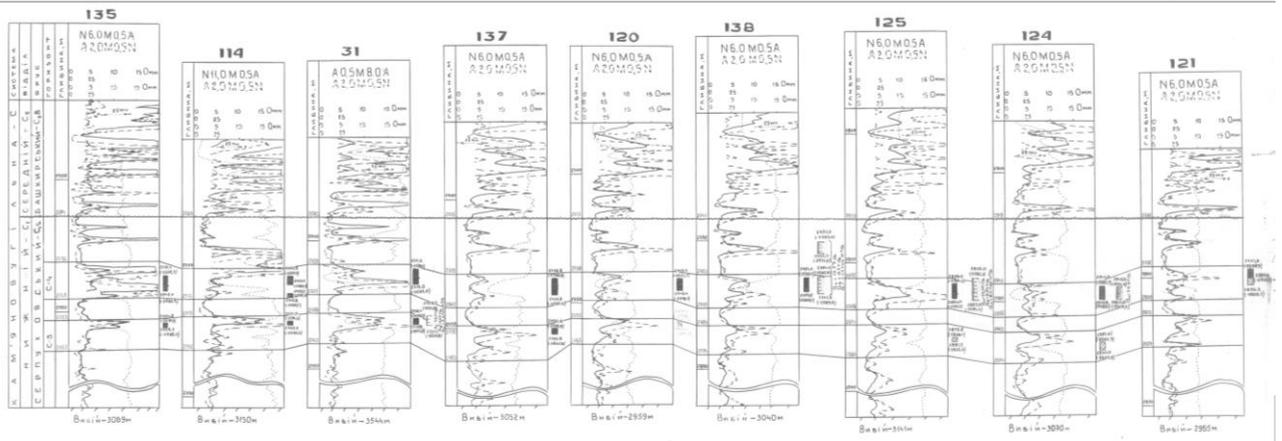


Рисунок 1.2 Схема кореляції свердловин **135-114-31-137-120-138-125-124-121**

Палеозойська ератема (PZ).

Палеозойська ератема представлена девонською, кам'яновугільною та пермською системами.

Кам'яновугільна система (С).

Відклади кам'яновугільної системи палеозою представлені всіма трьома відділами: нижнім, середнім і верхнім.

Нижньокам'яновугільний відділ (С₁)

Нижній відділ складений відкладами серпуховського ярусу (С_{1s})

Серпуховський ярус (С_{1s})

Відклади серпуховського ярусу розкриті у всіх свердловинах Рогинцівського підняття. Породи цього ярусу, залягають на розмитій поверхні візейських відкладів. Літологічно він представлений глинистим розрізом з підпорядкованими шарами пісковиків і алевролітів, рідше вапняків і кам'яного вугілля. Виділено горизонти С-9, С-5, С-4, які є продуктивними. Стратиграфічні розбивки продуктивних горизонтів С-4 і С-5 серпуховських відкладів Рогинцівського підняття.

Продуктивні горизонти С-4 та С-5 серпуховського ярусу Рогинцівського підняття літологічно представлені чергуванням пластів

пісковиків, глинистих пісковиків, алевролітів та аргілітів. Дуже рідко зустрічаються тонкі прошарки вапняків. Колектори представлені пісковиками, глинистими пісковиками та крупнозернистими алевролітами. До непрониких порід відносяться переважно аргіліти та глинисті дрібнозернисті алевроліти, які досить впевнено виділяються за комплексом геофізичних досліджень.

Товщина ярусу невитримана по площі і змінюється від 137 до 162 м.

Середньокам'яновугільний відділ (C₂)

Відділ складений терегенно-карбонатними породами башкирського (C_{2b}) і московського ярусів (C_{2m}), типовими для всього регіону. Вони розкриті всіма свердловинами, пробуреними на родовищі.

Башкирський ярус (C_{2b})

Відклади башкирського ярусу C_{2b} залягають на розмитій поверхні серпуховських відкладів. Представлені пачкою органогенно-хемогенних вапняків ("башкирська плита"), товщиною до 100 м. Разом з глинистою пачкою серпуховського ярусу вона утворює регіональний флюїдоупор, товщина якого в розрізі родовища досягає 260 м. Вище по розрізу карбонатні породи змінюються піщано-алевролітовими відкладами з прошарками сірих і темносірих аргілітів, серед яких зустрічаються вапняки і кам'яне вугілля.

Товщина ярусу складає 269-348 м.

Московський ярус (C_{2m})

Московський ярус складений різнозернистими темносірими пісковиками і алевролітами, що чергуються з аргілітами. Зустрічаються прошарки органогенно-уламкових вапняків і кам'яного вугілля.

Товщина відкладів ярусу складає 273-326 м.

Верхній кам'яновугільний відділ (C₃).

Верхній кам'яновугільний відділ представлений строкатобарвістами піщано-глинистими утвореннями. Зустрічаються прошарки глинистих вапняків і алевролітів.

Товщина відкладів складає 189-315 м.

Пермська система (P)

Пермська система представлена нижнім відділом (P₁).

Нижній пермський відділ (P₁)

Відклади нижнього відділу пермської системи представлені ассельським ярусом (P_{1a}).

Ассельський ярус (P_{1a})

Відклади ассельського ярусу представлені микитівською (P_{1nk}) і слов'янською (P_{1sl}) світами.

Микитівська світа (P_{1nk})

Микитівська світа літологічно представлена червоноколірними пісковиками і глинами, вапняками, доломітами і ангідритами.

Загальна товщина 50 - 100 м.

Слов'янська світа (P_{1sl})

Слов'янська світа представлена червоноколірними пісковиками і глинами, вапняками, доломітами і ангідритами.

Загальна товщина складає 109-152 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Відклади мезозойської ератеми з стратиграфічним неузгодженням залягають на відкладах палеозою та представлені тріасовою, юрською та крейдовою системами.

Тріасова система (T)

Відклади тріасової системи мезозою, трансгресивно залягають на породах пермі, представлені нижнім (T₁) і середнім (T₂) відділами, які

розділяються на дронівську і сребрянську світи (T_{2sr})

Нижній тріасовий відділ (T₁)

Нижній відділ тріасової системи представлений дронівською світою (T_{1dr}).

Дронівська світа (T_{1dr})

Дронівська світа складена в основному червоно-бурими, різнозернистими до гравелітових, поліміктовими пісковиками на карбонатно-глинистому цементі і глинами строкатобарвистими, вапняковими, алевритистими, в'язкими.

Товщина відкладів світи складає 281-334 м.

Верхній тріасовий відділ (T_2)

Верхній відділ представлений сребрянською світою (T_{2sr}).

Сребрянська світа (T_{2sr})

Сребрянська світа представлена піщано-глинистими породами з прошарками мергелів. Глини строкатобарвисті, алевритисті, слабовапняковисті, слюдисті. Пісковики і алевроліти сірі, дрібно- і середньозернисті, глинисті.

Товщина відкладів сребрянської світи складає 168-267 м.

Юрська система (J)

Юрські відклади, неузгоджено залягають на породах тріасу. Юрська система представлена середнім і верхнім відділом. виділяються в об'ємі середнього і верхнього відділів.

Середньоюрський відділ (J_2)

Середній відділ юрської системи представлений на байоським (J_2b) та батським (J_2bt) ярусами.

Байоський ярус (J_2b)

Байоський ярус представлений алевролітами та глинами сірими і голубувато-сірими, алевритистими.

Загальна товщина 50- 123 м.

Батський ярус (J_2bt)

Батський ярус представлений алевроліт та глинами сірими і голубувато-сірими, алевритистими.

Загальна товщина 50- 123 м.

Верхньоюрський відділ (J_3)

Верхній відділ юрською системи представлений келовейським (J_2k), оксфордським (J_3o) і кімериджським (J_3km) ярусами.

Келовейський ярус (J_2k)

Келовейський ярус представлений глинами сірими і голубувато-сірими, піщаними, карбонатними з прошарками кварцево-глауконітових пісковиків і сірих, кременистих вапняків і мергелів.

Загальна товщина верхньоюрських відкладів – 10- 40 м.

Оксфордський ярус (J_3o)

Оксфордський ярус представлений глинами сірими і голубувато-сірими, піщаними, карбонатними з прошарками кварцево-глауконітових пісковиків і сірих, кременистих вапняків і мергелів.

Загальна товщина верхньоюрських відкладів – 55- 87 м.

Кімериджський ярус (J_3km)

Кімериджський ярус представлений глинами сірими і голубувато-сірими, піщаними, карбонатними з прошарками кварцево-глауконітових пісковиків і сірих, кременистих вапняків і мергелів.

Загальна товщина верхньоюрських відкладів – 35- 90 м.

Крейдова система (K)

Крейдова система складена нижнім і верхнім відділами.

Нижній крейдовий відділ (K_1)

Нижньокрейдіві відклади представлені піщано-глинистими відкладами.

Загальна товщина – 107-185м.

Верхній крейдовий відділ (K_2)

Верхній крейдовий відділ розділений на сеноманський (K_{2c}), туронський (K_{2t}), коньякський (K_{2k}), сантонський (K_{2s}), кампанський (K_{2km}) і маастрихтський (K_{2m}) яруси.

Сеноманський ярус (K_{2c})

Сеноманський ярус представлений писальною крейдою, крейдоподібними мергелями з включенням кремнієвих конкрецій.

Загальна товщина 10- 40 м.

Туронський ярус (K_{2t})

Туронський ярус крейдою, мергелями з включенням кремнієвих конкрецій.

Загальна товщина 23- 35 м.

Коньякський ярус (K_{2k})

Коньякський ярус представлений мергелями з включенням кремнієвих конкрецій.

Загальна товщина 10- 55 м.

Сантонський ярус (K_{2s})

Сантонський ярус складений різнозернистими кварцевими пісками і пісковиками.

Загальна товщина 23- 50 м.

Кампанський ярус (K_{2km})

Кампанський ярус складений різнозернистими кварцевими пісками і пісковиками.

Загальна товщина 17 - 65м.

Маастрихтський ярус (K_{2m})

Маастрихтський ярус складений різнозернистими кварцевими пісками і пісковиками. Загальна товщина – 470-580 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Кайнозойська ератема на території родовища представлена палеогеновою, четвертиною системами.

Палеогенова система (P)

Палеогенові відклади кайнозойської ератеми, залягають із кутовим неузгодженням на породах крейдової системи. Виділена в цьому розрізі нерозчленована пачка палеоцену (P₁), канівський, бучакський, київський яруси еоцену (P₂) і харківський ярус олігоцену (P₃) складені головним чином рихлими, глауконітово-кварцевими пісками з підпорядкованими прошарками

червоно-бурих глин. Зустрічаються сіро-зелені мергелі, тонкі прошарки вапняків із фосфоритовими конкреціями.

Загальна товщина 100-270 м.

Неогенова система (N)

Неогенові відклади складені строкатобарвистими глинами, рихлими пісками аналогічного забарвлення.

Загальна товщина 100-200 м.

Четвертинна система (Q)

Четвертинна система представлена лесовидними суглинками.

Загальна товщина 55-100 м.

Таблиця 1.1. Стратиграфічні розбивки свердловин Рогинцівського підняття Лелівського родовища

№ св.	13	14	23	31	103	106	109	110	114	120	121
Альт-да, м	124,3	127,5	123,0	131,0	127,7	127,8	124,6	127,2	126,4	128,8	126,3
Вибій, м	3067	3804	3422	3544	3175	3000	2958	2957	3150	2959	2965
Відділ, ярус	Глибина, м										
Q-N-P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K ₂	300	270	271	278	274	260	275	293	270	292	298
K ₁	770	780	784	795	792	780	800	806	790	808	808
J ₃	952	943	937	937	925	926	943	950	922	950	955
J ₂	1128	1130	1125	1120	1114	1102	1125	1130	1100	1140	1152
T ₂	1307	1253	1293	1273	1280	1285	1285	1300	1280	1318	1339

Продовження таблиці 1.1.

№ св.	13	14	23	31	103	106	109	110	114	120	121
T ₁	1483	1520	1475	1494	1460	1470	1511	1490	1460	1512	1545
P ₁	1797	1803	1788	1782	1777	1790	1820	1790	1773	1817	1849
C ₃	1906	1916	1897	1902	1894	1910	1941	1912	1890	1934	2001
C _{2m}	2135	2140	2110	2100	2114	2119	2155	2130	2119	2142	2190
C _{2b}	2435	2439	2425	2400	2403	2420	2441	2418	2396	2440	2490
C _{1s}	2726	2772	2715	2690	2704	2699	2726	2697	2680	2717	2777
C _{1v}	2879	2924	2877	2845	2817	2846	2866	2841	2828	2864	2932
C _{1t}	-	3245	3226	3187	-	-	-	-	-	-	-
D ₃	-	3315	3324	3435	-	-	-	-	-	-	-

1.3.2. Тектоніка

У тектонічному відношенні Лелівське родовище розташоване в північній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини і відрізняється складною тектонічною будовою. Воно примикає з півночі до північного крайового розлому й приурочене до серії малоамплітудних, глибокостанурених антиклінальних складок різного генезису. Такі складки можна відносити до солянокупольних, надрозломних і безкореневих. У межах Лелівського родовища виділено два типи локальних піднять: Макіївське й Бабчинське – солянокупольні; Великобубнівське, Рогинцівське – безкореневі. Виділені складки, розташовані ланцюжком з північного заходу на південний схід (Бабчинська, Великобубнівська, Макіївська та Рогинцівська), контролюють промислові скупчення нафти, газу й конденсату. Вони простягаються з північно-заходу на південний схід на відстань 15 км при ширині від 2 до 3 км.[19]

Полога антиклінальна складка в межах Великобубнівського до Рогинцівського склепінь оконтурюється загальною ізогіпсою з найбільш

піднятою ділянкою в районі свердловин 12, 31. По нижньопермському структурному плану амплітуда цієї структури ще більше нівелюється, і розміри її помітно скорочуються. За даними у відкладах мезозою вона нівелюється повністю.

Поклади нафти досліджуваних горизонтів С-4 і С-5 приурочені до Рогинцівського підняття, яке є найбільш крупне серед структур Лелівського родовища. Це асиметрична складка оконтурена зі всіх сторін тектонічними порушеннями, що утворює закриту гідродинамічну систему для її продуктивних пластів. Північне крило підняття зрізане порушенням, яке відокремлює його від Південно-Бочаренківської тераси, де за даними буріння свердловини 14 розвинуті дрібні діапіри. Південне крило більш круте 4-5°. Вісь Рогинцівської складки має підковоподібну форму, змінює своє простягання з північного заходу на південний схід на субширотне.

Рогинцівське підняття ускладнене декількома склепіннями в межах п'яти блоків. Напрямок поперечних порушень, що створюють блокову будову складки, визначений як за аналогією порушень за сейсмічними даними так і за гіпсометрією розкриття покрівлі продуктивних горизонтів.

Структурні карти покрівлі продуктивних горизонтів С-4 і С-5 відображають будову складки, склепіння яких оконтурюється ізогіпсою відповідно мінус 2580 м і мінус 2590 м (С-4), мінус 2590 м і мінус 2600 м (С-5) (додатки Б, В). Складка ускладнена тектонічними поздовжніми та поперечними порушеннями. Північне поздовжнє порушення 1-1 проведено за матеріалами сейсміки по відбиваючих горизонтах візейських відкладів які трактуються і на серпуховські відклади.[1]

Поздовжнє порушення 5-5 підтверджено даними ГДС свердловини 140, в якій відмічено випадіння горизонту С-5 і частини серпуховських відкладів, а також свердловини 103, в якій відсутній горизонт С-4.

Поперечне порушення 2-2 проведено за даними сейсмічних досліджень, яке розділяє опущений на 10 м блок 1 з блоком 2.

Порушення 3-3 розділяє блок 2 з найбільш припіднятим блоком 3 і проведено за сейсмічними дослідженнями та гіпсометрією пробурених свердловин, зокрема свердловиною 139, пробуреною в 2011 році.

Порушення 4-4 амплітудою 10 м проведено за сейсмічними матеріалами та за різницею в абсолютних відмітках покрівлі горизонту С-4 і С-5 у свердловинах 124, 125, 126 (блок 3) та 121 (блок 4).[19]

1.3.3. Нафтогазоносність

Промислова нафтогазоносність Лелівського родовища пов'язана з регіонально продуктивними нижньокам'яновугільними відкладами. Поверх нафтогазоносності родовища перевищує 380 м. Перші припливи нафти і газу отримано при випробуванні пошукових і розвідувальних свердловин 2, 5, 6, 12, 13.[1]

Поклади вуглеводнів, що пов'язані з продуктивними горизонтами нижнього карбону, контролюються чотирьома підняттями, які розміщені із заходу на схід: Бабчинським, Великобубнівським, Макіївським, Рогинцівським.[1]

Скупчення вуглеводнів встановлені у відкладах нижнього карбону: нафти – у горизонтах С-4, С-5, С-9 серпуховських відкладів; газоконденсату – у горизонтах В-15, В-16, В-17, В-18, В-19, В-20 візейських відкладів.

Нафтогазоносність продуктивних горизонтів В-15, В-16, В-17, В-19, В-20 Бабчинського склепіння; В-15, В-16, В-17, В-18, В-19, В-20 Великобубнівського склепіння; С-9, В-19 Макіївського склепіння; С-9, В-15, В-16, В-17 Рогинцівського склепіння наведена у підрахунку запасів затвердженому ДКЗ України в 1995 році, більш детально буде висвітлена в ГЕО Лелівського родовища в 2013 р. [1]

Об'єктом дослідження в даній роботі є горизонти С-4 і С-5 Рогинцівського підняття, поверх продуктивності яких складає 52 м (мінус 2573,0 м – мінус 2625,3 м).

Характеристика нафтових покладів Лелівського родовища продуктивних горизонтів С-4, С-5 наведена в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 Характеристика нафтових покладів горизонтів С-4 і С-5

Блок	Абс. відмітка залягання прод. покладу в склепінні, м	Абс. відмітка НГВП нафти, ВНК, УВНК м	Розміри покладу			Середнє значення ефективних нафтогазо-насичених товщин, м	Середнє значення пористості, %	Середнє знач. нафтога зона-сичен. %	Тип покладу
			довжина, км	ширина, км	висота, м				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Горизонт С-4									
1	-2575,0	-2589,0 УВНК	0,55	0,50	14,0	2,7	24,7	71	пластовий, присклепінний, тектонічно екранований
2	-2575,9	-2614,6 НГВП нафти	1,75	0,85	41,5	4,2	23,4	70	пластовий, присклепінний, тектонічно екранований
3	-2573,1	-2618,5 УВНК	1,60	1,30	45,4	3,7	22,8	70	пластовий, тектонічно екранований
4	-2595,0	-2602,7 ВНК	0,40	0,40	7,7	3,4	20,4	58	пластовий, тектонічно екранований
5	-2600,	-2606,3 НГВП нафти	1,30	0,10	6,3	2,9	25,5	66	пластовий, тектонічно екранований
Горизонт С-5									
2	-2594,3	-2628,4 УВНК	1,70	0,80	34,1	1,5	20,7	68	пластовий, присклепінний, тектонічно екранований, літологічно обмежений

Закінчення таблиці 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	-2586,6	-2604,4	0,45	0,50	17,8	1,0	17,3	61	пластовий, присклепінний, тектонічно екранований, літологічно обмежений

1.3.4. Гідрогеологічна характеристика

У верхній частині осадового розрізу, в зоні досить активного водообміну залягає водоносний комплекс кайнозою і сеноман-нижньокрейдових відкладів мезозою. На глибині 480 м водоносними горизонтами є піщані породи палеогенових і неоген – четвертинних відкладів, води яких широко використовуються для водопостачання. Мінералізація води не перевищує 1,0 г/л. Її склад гідрокарбонатний, кальцієво-натрієвий. Води є слабонапірні. Водоносні горизонти крейдових відкладів приурочені до товщі піщаних порід. Води цих відкладів в північно – прибортовій зоні западини є водонапірними. П'єзометричні рівні встановлюються на глибині 3 – 9 м, рідше – 20 – 30 м. Дебіти води в свердловинах можуть досягати 1900 т/д. Води прісні і слабосолені, з мінералізацією 0,5 – 3,0 г/л, гідрокарбонатні, натрієво – кальцієві, інколи з підвищеним вмістом заліза. Температура води комплексу змінюється від 10 до 15 °С.[11]

Наступним, нижчим за розрізом, є водоносний комплекс середньої юри, який включає в себе зону сповільненого водообміну. Від зони активного водообміну з прісними і слабосоленими водами його надійно ізолює регіональний водоупір, утворений глинисто – карбонатною пачкою верхньої юри. Водоносними є пласти пісків і пісковиків дрібно- і середньозернисті, які залягають серед глинистих порід, товщиною до 10 – 20 м. Води солені,

гідрокарбонатні, кальцієво-натрієві з загальною мінералізацією – до 10 г/л.
Пластова температура – біля +30 °С

Водоносний комплекс тріасу зв'язаний з потужною товщею слабозцементованих глинистих пісковиків із прошарками гравелітів і глин. Перекривають його, відділяючи від залягаючого вище водоносного комплексу середньої юри, карбонатно-глинисті і глинисті відклади середнього тріасу і середньої юри, перешаровуються з окремими водонасиченими пластами пісковиків і алевролітів товщиною менше 10 м.

Водоносні комплекси палеозою включають в себе зони затрудненого і досить затрудненого водообміну. До них в ДДЗ віднесено водоносні комплекси нижньої пермі, верхнього, середнього і нижнього карбону, а також девону.[12]

Водоносний комплекс нижньої пермі і верхнього карбону зв'язаний з піщано-алевролітовими пластами товщиною від 1 до 30 м, і включає до 10 – 13 водоносних горизонтів. Води нижньої пермі досліджені в свердловинах 5, 14, 16, і 19. Води високонапірні. Статичні рівні встановлені на глибині 17 – 137 м. Дебіти води в свердловинах змінювались в досить широкому діапазоні і досягли 100 м³/д і більше. Заміряні пластові тиски близькі до умовно гідростатичних і рівні 18,8 – 19,7 МПа. Пластові води з загальною мінералізацією 109 – 140 г/л за хімічним складом водорозчинних солей відносяться до високо мінералізованих розсолів хлоркальцієвого типу. Із мікрокомпонентів встановлені йод 2 – 3 мг/л і бром 54 – 236 мг/л. Пластова температура – біля +50 °С. Визначені в воді і розчинені гази, які складені в основному із азоту і метану. Пентани і вищекиплячі УВ тут не перевищують 3%. [1]

Близькі за своїм складом до описаних вище і води верхньокам'яновугільних відкладів, проби яких відібрані із інтервалу 1998-2002 м в свердловині 1. Дебіт води склав 68 м³/д. Статичний рівень встановлений на глибині 189 м. Пластовий тиск на глибині 2000 м становить 20,8 МПа, що на 4 % перевищує гідростатичний. Пластові води відносяться

також до хлоркальцієвого типу. Її загальна мінералізація рівна 155 г/л, степінь метаморфізації – 0,83. Із мікрокомпонентів виявлено йод (3 мг/л) і бром (406 мг/л).

Водоносний комплекс середнього карбону, представлений теригенно-карбонатною товщею московського і башкирського ярусів. Водоносні горизонти цього комплексу відокремлені з вищезалягаючою глинистою пачкою товщиною 100-150 м, включають в себе окремі водонасичені піщано-алевролітові пласти товщиною не більше 8 м. В об'ємі розглянутого комплексу водоносними є пласти не тільки пісковиків і алевролітів, але і вапняків, що утворюють “башкирську плиту”. Останні в більшості випадків достатньо витримані по площі.

Води середньокам'яновугільного комплексу з загальною мінералізацією до 247 г/л відносяться до хлоркальцієвого типу. Степінь метаморфізації змінюється від 0,78 до 0,86. Відмічається підвищений вміст сульфатів. Із мікрокомпонентів також присутні йод до 9 мг/л і бром 406 мг/л. Пластова температура складає +60+75 °С. Води досліджені в свердловинах 1, 5, 7, 19, перфоровані в інтервалі глибин від 2297 до 2764 м. Дебіти змінюються в широких межах. [3]

Наступним водоносним комплексом детально вивченим в розрізі родовища є нижньокам'яновугільний. Він включає в себе водоносні, продуктивні горизонти серпуховських, візейських і турнейських відкладів, з більшістю з якими пов'язані поклади нафти і газу. Вище згаданий водоносний комплекс розділений із вищезалягаючим регіональним флюїдоупором, що утворений глинисто-карбонатною товщею серпуховського і нижньою частиною башкирського ярусів загальною товщиною до 200 м. Водоносний комплекс нижнього карбону досить затрудненого водообміну нараховує до 9 горизонтів-колекторів, кожний з яких характеризується певними літолого-фізичними особливостями вміщуючих порід, а також характером розповсюдження колекторів по площі

і розрізу в той час, як води що їх насичують практично не відрізняються мінералізацією і хімічним складом.

Пластові води горизонту С-9 серпуховського ярусу, представленого сильно глинистими пісковиками і алевролітами товщиною до 12 м і пористістю до 17 %, тільки на Рогинцівському піднятті отримані в процесі випробування і експлуатації свердловин 23, 121, 127, 128, 129, 130, 131, 132. За своїм хімічним складом води горизонту – хлоркальцієвого типу, середньої степені метаморфізації, слабо сульфатні. Загальна їх мінералізація становить від 156,2 до 240,6 г/л, густина при стандартних умовах від 1102 до 1172 кг/м³. Із мікрокомпонентів присутній йод від 4,12 до 12,68 мг/л і бром – від 13,32 до 199,8 мг/л. Про енергетичні можливості водоносного горизонту дозволяють говорити дані випробування законтурної свердловини 15 і результати експлуатації нафтових покладів Рогинцівського склепіння. При випробуванні інтервалу 2925-2930 м в свердловині 15 був отриманий приплив мінералізованої води дебітом 182 м³/д при динамічному рівні більше 460 м.[13]

Із досліджуваного горизонту С-4 пластову воду отримано в свердловині 123. Хімічний склад цієї води аналогічний водам серпуховських відкладів горизонту С-9. Мінералізація 157,1 г/л, густина 1105 кг/м³, тип води – хлор-кальцієвий. Вміст йоду 4,23 мг/л, бром 42,62 мг/л.[14]

1.4 Висновки до розділу I

1. Лелівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в східному нафтогазоносному регіоні в межах північної прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини і відрізняється складною тектонічною будовою.

2. Родовище примикає з півночі до північного крайового розлому й приурочене до серії малоамплітудних, глибокозанурених антиклінальних складок різного генезису. Поряд знаходяться відкриті вуглеводневі родовища (Турутинське, Володимирське, Талалаївське, Південно-Панасівське та інші).

3. У геологічній будові Рогинцівського підняття, який є об'єктом досліджень Лелівського родовища, беруть участь осадові утворення палеозойського, мезозойського та кайнозойського віків.

4. Нафтогазоносність досліджуваного родовища пов'язана з регіонально продуктивними нижньокам'яновугільними відкладами, а саме нафти у серпуховських відкладів; газоконденсату у візейських відкладів.

II. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

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

Лелівська структура вперше виявлена у мезозойських відкладах і підготовлена до глибокого буріння у 1958 році сейсмічними дослідженнями. У подальшому, позитивні результати були отримані від пошуково-розвідувальних робіт, що включали сейсморозвідувальні дослідження для пошуків нафтових і газових покладів в нижньопермських і кам'яновугільних відкладах палеозою.

Виявлені газоконденсатні поклади приурочені до горизонтів В-15, В-16, В-17, В-18, В-20 нижньокам'яновугільних відкладів та встановлено поклади нафти в горизонтах С-4 і С-5 серпуховських відкладів нижнього карбону.

Основні задачі даної роботи:

- опис та аналіз геологічної будови Лелівського родовища;
- аналіз продуктивності кам'яновугільних відкладів Лелівського родовища;
- аналіз фільтраційно-ємнісних параметрів та типів покладів родовища;
- підрахунок запасів нафти в межах серпуховських відкладів;
- аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт.

2.1.1 Обґрунтування постановки робіт

Лелівське родовище розташовано в межах Охтирського нафтогазопромислового району, де розташовані також наступні вуглеводневі родовища Турутинське, Володимирське, Східно-Рогінцівське, Житнє, Нинівське, Талалаївське, Матлахівське, Скороходівське, Волошківське, Ромашівське, Сологубівське, Миколаївське, Артюхівське, Коржівське, Ярмолинцівське, Перекопівське, Анастасівське, Липоводолинське, Південно-Панасівське.

Лелівське родовище відкрито в 1967 році свердловиною 2, в якій при випробуванні інтервалу 2994-2986 м (продуктивний горизонт В-15) отримано приплив газу дебітом 301,2 тис. м³/д. В 1971 році введено в дослідно-промислову розробку, з 1976 року проводиться його промислова розробка.

Промислова нафтогазоносність родовища пов'язана з регіонально продуктивними нижньокам'яновугільними відкладами. Встановлено 18 покладів нафти та газу в піщано-алевролітових горизонтах серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону. Поклади вуглеводнів, пов'язані з продуктивними горизонтами нижнього карбону, контролюються чотирьома структурами-підняттями, які простягаються з північного заходу на південний схід – Бабчинським, Великобубнівським, Макіївським та Рогінцівським.

У 2007 році в присклепінній частині Рогінцівської структури, з метою розкриття та експлуатації вуглеводнів нижнього карбону, пробурено похило-спрямовану експлуатаційну свердловину 125.

З 2008 року почато експлуатацію нафтових горизонтів С-4 та С-5 серпуховських відкладів свердловинами 125, 31,132,133 [1].

2.1.2 Система розміщення свердловин

У результаті пошукових, розвідувальних та експлуатаційних робіт на досліджуваній території пробурено тридцять одну свердловину, з них одна пошукова свердловина (13), шість – розвідувальних свердловин (12, 14, 15, 23, 31, 139) та двадцять чотири – експлуатаційні (103, 106, 109, 110, 114, 120-135, 137, 138, 140). Загальний об'єм експлуатаційного буріння складає 72302 м[20].

Станом на 01.01.2013 р. в експлуатації знаходилося двадцять три свердловини (23, 31, 109, 110, 114, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 137, 138, 140), з них на нафтові горизонти: С-4 (124, 125, 134, 138), С-5 (31, 132, 133), С-9 (23, 114, 120, 121, 122, 126, 127, 128, 130, 131, 135) серпуховських відкладів. Решта на газоконденсатні горизонти В-15 – В-20 візейських відкладів нижнього карбону (109, 110, 123, 137, 140).[1]

Дві свердловини ліквідовано з геологічних причин після буріння (14, 15); одну свердловину (103) – ліквідовано з технічних причин після буріння, дві – водозабірні (13, 106), дві нагнітальні (129, 130).[20]

Глибини свердловин в залежності від проектного горизонту та мети буріння змінюються від 2918м (свердловина126) до 3900 м (свердловина 12).

Таблиця 2.1. Стан фонду свердловин

№ св.	Категорія	Проектна глибина, м	Фактична глибина, м	Термін буріння		Термін випробування		Отримані резул. горизонт	Стан свердловини на дату підрахунку
				Початок	Кінець	Початок	Кінець		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Макіївське підняття									
12	р	4500	3900	29.08.68	07.09.70	-	-	нафта (С-9)	Ліквідована з геологічних причин після експлуатації
Рогинцівське підняття									
13	п	3400	3067	24.12.67	09.09.69	09.09.69	11.09.69	газ, конденс. (В-15)	Водозабір на С ₂ т В консервації
14	р	3800	3804	30.08.70	30.09.71	-	-	-	Ліквідована з геологічних причин після буріння
15	р	3500	3347	10.06.68	25.10.69	-	-	-	Ліквідована з геологічних причин після буріння
23	р	3600	3422	30.06.73	10.01.75	22.09.75	14.05.76	нафта (С-9)	В бездії
31	р	3500	3544	10.05.72	22.03.73	23.03.73	31.12.74	газ, конденсат (В-15) нафта (С-5)	В експлуатації
103	е	3200	3181	06.05.74	07.05.75	-	-	-	Ліквідована з технічних причин після буріння
106	е	3200	3000	27.06.75	08.04.76	09.04.76	31.05.76	газ, конденс. (В-15)	Водозабір на В консервації

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
109	е	2950	2958	23.10.87	04.05.88	04.05.88	10.05.88	газ, конденс. (В-15)	В експлуатації
110	е	2950	2957	15.07.88	01.11.88	01.11.88	06.11.88	газ, конденс. (В-15)	В експлуатації В бездії
114	е	3200	3150	18.02.89	12.06.89	13.06.89 13.03.10	16.06.89 17.03.10	газ, конденс. (В-17, В- 15) нафта (С-9)	В експлуатації
120	е	2960	2959	11.06.03	18.10.03	19.10.03 24.04.09	31.10.03 26.04.09	газ, коденс. (В-15) нафта (С-9)	В експлуатації
121	е	2970	2965	03.09.99	21.02.00	22.02.00	29.02.00	нафта (С-9)	В експлуатації
122	е	3030	3030	28.04.04	18.08.04	19.08.04	30.10.04	нафта (С-9)	В експлуатації
123	е	3000	3015	19.10.98	05.05.99	06.05.99	18.05.99	газ, конденс. (В-16)	В очікуванні ліквідації з геологічних причин
124	е	3060	3070	08.10.08	29.03.09	30.03.09	17.06.09	нафта (С-4)	В експлуатації
125	е	3140	3141	27.02.07	24.08.07	25.08.07	27.12.07	нафта (С-4)	В експлуатації
126	е	2920	2918	26.08.10	26.12.10	27.12.10	04.01.11	нафта (С-9)	В експлуатації
127	е	3000	2995	10.10.02	31.01.03	31.01.03	14.02.03	нафта (С-9)	В експлуатації

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
128	е	3045	3045	08.11.01	28.03.02	29.03.02 03.10.05	20.04.02 04.10.05	газ, конденс. (В-15) нафта (С-9)	В експлуатації
129	е	2960	2956	24.11.00	21.03.01	22.03.01	28.03.01	вода (С-9)	Нагнітальна
130	е	2960	2950	16.07.96	20.01.97	20.01.97	27.01.97	нафта (С-9)	Нагнітальна
131	е	2950	2935	23.03.99	12.10.99	12.10.99	22.10.99	нафта (С-9)	В експлуатації
132	е	2950	2944	22.02.98	16.10.98	16.10.98 19.04.08	12.11.98 05.05.08	нафта (С-9) нафта (С-5)	В експлуатації
133	е	3070	3069	23.11.02	03.11.03	03.11.03 10.04.08	12.11.03 12.04.08	газ, конденс. (В-15) нафта (С-5)	В експлуатації
134	е	2900	2904	28.11.00	30.05.01	30.05.01 14.05.11	06.06.01 17.05.11	вода (С-9) нафта (С-4)	Нагнітальна В експлуатації
135	е	3060	3069	28.10.01	23.07.02	23.07.02 23.04.07	09.08.02 30.04.07	вода (В- 15, В-16) нафта (С-9)	В експлуатації
137	е	3050	3052	20.03.05	22.07.05	23.07.05	27.08.05	газ, конденса т (В-15)	В експлуатації

Закінчення таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
138	е	3040	3040	12.11.05	05.04.06	10.04.06 16.07.06 01.11.08	15.07.06 15.08.06 13.11.08	газ, конденс. (В-15) нафта (С-4)	В консервації В експлуатації
139	р	2810	2817	18.05.12	08.10.12	08.10.12	-	-	У випробуванні башкирських відкладів
140	е	3000	3000	29.01.99	28.08.99	30.08.99	18.11.99	газ, конденс. (В-15, В-16)	В експлуатації

2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження

Для досліджень розрізів свердловин Лелівського родовища застосовувались наступні геофізичні методи:

1. Стандартний каротаж (СК).
2. Бокове каротажне зондування (БКЗ).
3. Боковий каротаж (БК).
4. Індукційний каротаж (ІК).
5. Боковий мікрокаротаж (БМК).
6. Мікрокаротаж (МК).
7. Акустичний каротаж (АК).
8. Радіоактивний каротаж (ГК, НГК).
9. Кавернометрія (КВ).
10. Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК).
11. Інклінометрія.
12. Термометрія.
13. Газовий каротаж (в процесі буріння і після буріння).
14. Прямі методи дослідження розрізів свердловин:

а) випробування пластів випробувачами на каротажному кабелі (ОПК);

- б) випробування пластів випробувачами на трубах (ИПТ);
- в) відбір зразків породи буровими керновідбірниками (СКО).

15. АКЦ і ОЦК.

16. Перфорація.

Геофізичні дослідження проводились в інтервалах, які передбачені технічними інструкціями і геолого-технічним нарядом. Умови виконання геофізичних досліджень дозволили отримати матеріал, який задовольняє за якістю вимоги технічної інструкції. За цими матеріалами визначені всі параметри, необхідні для підрахунку запасів нафти.[1]

Для кореляції, виділення колекторів і загальної характеристики розрізу свердловин реєструвались криві стандартного каротажу, кавернометрії, БК, АК і РК в масштабі глибин 1:500. Для детального розчленування розрізу, виділення ефективних товщин, визначення пористості і насиченості пластів-колекторів записувались криві електричного (БКЗ, МК, ІК, БК, БМК), радіоактивного і акустичного каротажу в масштабі глибин 1:200.

Стандартний каротаж виконувався апаратурою КСП-1, КСП-2, АБКТ, К-3, Э-1 і Э-4. Він включає криві питомого електричного опору, зареєстровані потенціал-зондами N6,0M0,5A, N8,0M0,5A, або N11,0M0,5A та градієнт-зондом A2,0M0,5N, а також криву самочинних потенціалів (ПС). Діаграми стандартного каротажу реєструвалися в горизонтальному масштабі 2,5 Омм/см, ПС – 12,5 мВ/см і вертикальному – 1:500.[2]

По кривих стандартного каротажу проводилось розчленування і кореляція розрізів свердловин по площі, виділялись колектори, уточнювались стратиграфічні границі і розташування тектонічних порушень.

Бокове каротажне зондування (БКЗ) виконувалось в продуктивній частині розрізу комплексом підшвенних градієнт зондів A0,4M0,1N, A1,0M0,1N, A2,0M0,5N, A4,0M0,5N, A8,0M1,0N та одним з покрівельних градієнт зондів N0,5M2,0A, або N0,5M4,0A. Масштаби питомих електричних опорів становили: основний – 2,5 Омм/см, другорядний – 12,5 Омм/см та 62,5 Омм/см. Масштаби кривої ПС становили

12,5 мВ/см, масштаби глибин 1:200. Криві БКЗ використовувались для визначення питомих електричних опорів (ПЕО) пластів і характеру їх насичення. Крива ПС використовувалась для виділення колекторів і визначення їх глинистості. Запис здійснювався свердловинними приладами КСП-2, К-1, К-3, Э-1, Э-4.

Діаграми бокового каротажу (БК) записувались апаратурою АБК-3, АБКТ, ТБК, К-3, Э-1, Э-2, Э-4, Э-8 зі швидкістю до 2000 м/год. При реєстрації крива БК реєструвалась в логарифмічному масштабі, а при роботі з ТБК – в масштабі 2,5 Ом/см, масштаби глибин 1:200. Швидкість реєстрації кривих 2500 м/год.

Діаграми екранованих зондів з фокусуванням струму мають великі переваги над діаграмами нефокусованих зондів, оскільки вони дозволяють виділяти пласти малої товщини і детально вивчати пачки пластів. Діаграми екранованих зондів на відміну від стандартних практично не спотворені ефектами екранування, не мають фальшивих аномалій і можуть реєструватись у свердловинах заповнених високомінералізованим буровим розчином.

Незначний радіус дослідження зонда БК дозволяє оцінити величину опору зони проникнення і по цьому судити про колекторські властивості пласта. БК використовувався для літологічного розчленування розрізу в комплексі з іншими геофізичними методами, виділенні колекторів у комплексі з МБК і визначенні характеру насичення, уточненні ефективних товщин.[15]

Індукційний каротаж (ІК) виконаний в масштабі 1:200 в продуктивній частині розрізу, проводився приладами ІК-2, АІК-1, АІК-3, зондами 6Ф1 та 5Ф1,2, приладом Э-3М, комплекс вимірів якого включає заміри опору потенціал-зондом N11,0M0,5A, індукційним зондом 6E1 і ПС; апаратурою АІК-М для визначення питомої провідності порід зондом 6Ф1, а також апаратурою АІК-5 із зондом 7И1,6, в якій для розширення динамічного

діапазону питомої провідності, крім активної складової повного сигналу, реєструється також реактивна складова сигналу зонда.

Криві записувались в одиницях провідності 20 мСм/см, 25 мСм/см; 50 мСм/см в лінійному масштабі, або в Омм/см в логарифмічному масштабі зі швидкістю запису до 2000 м/год. Шкала діаграми – лінійна відносно питомої електропровідності і гіперболічна відносно питомого опору. В мінералізованому розчині застосування даного методу обмежене.[1]

Внаслідок великого радіуса дослідження зонда ІК зареєстрована величина уявного опору практично не залежить від глибини проникнення бурового розчину і близька до дійсного опору пласта. За допомогою ІК достатньо точно визначається питомий опір і в подальшому характер насичення низькоомних колекторів (до 40 Омм), виділяється водонафтовий контакт. Вплив свердловинних умов вимірювання, товщин пластів, вміщуючих порід та зони проникнення при визначенні ПЕО пласта за даними ІК, враховувалось з допомогою відповідних палеток. Положення нульової лінії діаграм ІК уточнювалось за пластами високого опору. Налаштування зонда ІК проводилась перед початком і після закінчення роботи, для чого використовували градуювальні кільця з відомим опором (тести).

Реєстрація кривих бокового мікрокаротажу (БМК) проводилась апаратурою Э-2, МБК-3, МБКУ. Швидкість реєстрації не перевищувала 1000 м/год, основний масштаб опору становив 2,5 Омм/см, масштаби глибин 1:200. Діаграми МБК дозволяють визначити уявний опір близький до дійсного опору промитої зони в проникному пласті, якщо товщина глинистої кірки не перевищує 9 мм. Внаслідок фокусування струму криві МБК дозволяють максимально точно виділяти границі пластів різного опору, з мінімальним впливом свердловини на отримані результати. Метод використовувався для уточнення літологічного складу порід, визначення підрахункових параметрів у комплексі з іншими методами.

Апаратура настроювалась у відповідності з інструкцією і градуювалась в баці з водою опором $\rho_e^{18^\circ\text{C}} = 5 - 25$ Омм. Прилади градуювались не рідше одного разу в місяць після кожного ремонту.

Діаграми мікрокаротажу (МК) записувалися апаратурою МДО-1, МДО-2, МК-УЦ, МБК-У і Э-2. Швидкість реєстрації не перевищувала 1000м/год. Масштаб запису 1 Омм/см, масштаби глибин 1:200. Для запису кривих використовувався мікропотенціал-зонд А0,05М і мікроградієнт-зонд А0,025М0,025N. Криві мікрозондів використовувались для літологічного розчленування розрізу і виділення пластів-колекторів. Діаграми МК дозволяють досить детально розчленувати продуктивні пісковики і виділити серед них тонкі непродуктивні слабо проникні прошарки. Це дає можливість визначити степінь однорідності експлуатаційного горизонту і ефективні нафтогазонасичені товщини. Еталонування мікрозондів здійснювалось в баці з водою діаметром 1,5 м шляхом контролю стандарт-сигналу за відомою величиною опору води ($\rho_e^{18^\circ\text{C}} = 5 - 25$ Омм).[2]

Акустичний каротаж (АК) виконувався приладами СПАК-2М, СПАК-4 (В₂0,4В₁1,2П), СПАК-6, УСВА-21 (В₂0,85В₁1,05П), АВК-1 (В₁5П₁0,4П₂), в масштабах запису 20 мкс/м, 25 мкс/м на 1 см зі швидкістю реєстрації 800 – 1000 м/год і в масштабі глибин 1:200. Одночасно реєструвались інтервальний час пробігу (ΔT), час розповсюдження пружних хвиль на зондах (T_1 і T_2), амплітуди пружних хвиль (A_1 і A_2) і логарифм відношення цих параметрів (крива затухання).[15]

Порівняно з іншими методами оцінки пористості, АК має ряд переваг, з яких основна полягає в тому, що між його показами і коефіцієнтом пористості спостерігається лінійна залежність по всьому діапазону зміни пористості. Крім того, на покази АК мало впливає характер рідини, яка заповнює свердловину. Метод використовується для уточнення літологічного складу порід, кореляції розрізів і контролю якості цементування свердловин.

Радіоактивний каротаж (РК) записувався свердловинними приладами ДРСТ-1, ДРСТ-3, СРК в модифікаціях ГК, НГК – спільний запис, а також

ННК-т, ННК-нт. В окремих випадках при проведенні КНК використовувались прилади РК-4 і РКМ. Запис ГК і НГК здійснювався по всьому стовбуру свердловини в масштабах 1:500 і 1:200 в продуктивній частині розрізу. Для дослідження використовувались плутоній-берилієві та полоній-берилієві джерела потужністю від $0,47 \cdot 10^7$ нейтронів/с до $1,4 \cdot 10^7$ нейтронів/с із довжиною зонда 60 см. Для запису кривої ГК використовувалися масштаби 0,072 пА/кг, 0,144 пА/кг (1 – 2 мкр/год) на 1 см, а для НГК – 0,05, 0,1; 0,2 ум.од/см. Коефіцієнт перерахунку кривих НГК – 3000 - 10000 (імп/хв)/ум.од., або імп/хв на см. Швидкість реєстрації кривих РК складала 400 – 600 м/год, $\tau = 1,5 - 6$ с. Матеріали РК використовувалися для літологічного розчленування розрізу свердловин, їх кореляції, виділення колекторів, визначення глинистості, пористості і насиченості пластів.[1]

Апаратура РК еталонувалась у відповідності з вимогами “Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах”. Для еталонування зонда НГК використовувався бак з прісною водою, діаметром 1,5 м і висотою 2,7 м. Крім цього, апаратура РК калібрувалась на повірочному стенді у відповідності з методичною інструкцією по повірці МИ-78.

Кавернометрія і профілеметрія (КВ і ПМ) проводились по всьому розрізу свердловин в масштабах глибин 1:500 у верхній його частині і 1:200 в продуктивній з метою підрахунку об'єму затрубного простору свердловини при цементуванні, для врахування геометрії стовбура під час проведення аварійних робіт, уточнення геологічного розрізу свердловин. Вимірювання діаметра свердловини проводилось приладом СКП-1, СКО-11, СКС-4, СКПД-2 та СКПД-3 зі швидкістю 1000 – 2000 м/год з горизонтальним масштабом 5 см/см. Криві кавернометрії використовувалися для визначення фактичного діаметру свердловини, виділення колекторів і їх ефективних товщин, для прив'язки інтервалів відбору керн і проб ОПК.

Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК) виконувався апаратурою ІГН-6, ІГН-7 з нейтронним генератором потужністю від $1,2 \cdot 10^7$

нейтронів/с до $1,7 \cdot 10^7$ нейтронів/с, з лічильниками типу СНМ-18, довжина зонда становить 40 см. Швидкість реєстрації не перевищувала 240 м/год, $\tau=6$ с. Реєструвались інтегральна і диференційна криві на затримках 300, 500, 700, 900, 1200, 1500 мкс. Масштаб вибирався в залежності від свердловинних умов, в переважній більшості становили: 300, 100 і 50, або 300, 50, 25 імп/хв, масштаби глибин 1:200. ІННК використовувався для виділення продуктивних пластів, визначення поточних контактів між флюїдами.

Інклінометрія проводилась інклінометрами типу КИТ-4, КИТА. Крок замірів кутів і азимутів становив , а на перекриттях – 5 м. Дані вимірів кута і азимута використовувались для забезпечення буріння в заданому напрямку та при геологічних побудовах.

Термометрія (ТК)проводилась з метою контролю технічних операцій в свердловині та працюючих пластів. Заміри проводились термометрами ТЭГ-2, ТЭГ-60, Т-4, ТР-7. Масштаб запису кривої – $0,5^\circ\text{C}/\text{см}$. Швидкість запису складала до 1000 м/год (при вимірі геотермічного градієнта до 800 м/год).

Газовий каротаж проводився за загальноприйнятою методикою. Діаграми газового каротажу застосовувались для якісного встановлення нафтонасичених інтервалів в розрізі. Газовий каротаж виконувався як в процесі буріння, так і після його завершення. В комплекс методу входив обов'язковий відбір проб глинистого розчину з наступною термовакуумною дегазацією і покомпонентним аналізом. Негативний вплив на результати газового каротажу здійснювали підвищена в'язкість розчину та додавання в розчин нафтопродуктів.[1]

Прямі методи дослідження розрізів свердловин включають в себе випробування і дослідження пластів випробувачами на каротажному кабелі, випробовувачами на трубах і відбір взірців свердлярними керновідбірниками.

Відбір проб здійснювався з метою визначення типу флюїду, що насичує пласт, та визначення фільтраційних властивостей останнього. Роботи проводились випробовувачами пластів на кабелі типу ВПК-7-10, ВПТ-7-10. Крім цього, окремі пасти досліджувались комплексно, приладами ГДК-ВПК.

Гідродинамічний каротаж дозволяє оцінювати ефективні товщини пластів, фільтраційні параметри і граничні значення колекторських властивостей. Підняті проби флюїдів аналізувались з метою встановлення їх вуглеводневого насичення і компонентного складу вуглеводнів.

Випробування перспективних горизонтів в процесі буріння проводилось випробувачами пластів на трубах (ВПТ) типу КВІ-2М-146, МВГ-146, КВІ-146. Дослідження розрізу з допомогою ВПТ використовувалось при виділенні колекторів і розподілу їх на продуктивні і водоносні.

Відбір взірців порід проводився свердльчими керновідбірниками на кабелі типу СКМ-8-9 і СКО-8-9 з метою уточнення літологічної характеристики пластів і визначення колекторських властивостей. В результаті лабораторних аналізів керового матеріалу, який відібраний СКО, було встановлено літологічний склад і пористість колекторів, які виповнюють продуктивні горизонти.

Контроль за якістю цементажу обсадних колон здійснювався за діаграмами термометрії (ОЦК) і акустичного цементоміра (АКЦ).

Термометрія (ОЦК) проводилась з метою визначення висоти підйому цементу за колоною. Виміри виконувались електротермометрами ТЕГ-2 в масштабі температур $0,5^{\circ}\text{C}/\text{см}$.

Якість цементування обсадних колон визначалась за методами АКЦ і ГГК. АКЦ виконувалось апаратурою АКЦ-1 і АКЦ-2 з метою оцінки зчеплення цементу з колоною і породою (герметичність цементного кільця) з використанням зондів И1,5П; И1,9П; И2,8П. Криві ГГК записувались апаратурою СГДТ-3.[1]

Перфорація (розкриття) продуктивних пластів після спуску експлуатаційних колон проводились перфораторами ПКС-80Т, ПКС-105Т, ПК1-89Р, ЗПРК-42, ЗП2-67-150, ПКО-89, ПВН-90 з щільністю прострілу від 10 до 20 отворів на погонний метр. Інтервали перфорації ув'язувались за глибиною з допомогою ГК.

Геофізичні дослідження виконувались каротажними станціями ЛК-101А, ЛКС-7-АУ-03 та підйомниками ПК-2, ПК-4, ПКС-3, ПКС-5 з використанням одно- і трижильних кабелів з розривною потужністю від 53 кН до 90 кН і максимальною робочою температурою від 70°C до 200°C. Якість матеріалів ГДС задовільна і дозволяє використовувати їх для виділення ефективних товщин, оцінки ємкісно-фільтраційних властивостей і визначення характеру насичення.

Градування всіх приладів і апаратури, які використовувались при вивченні розрізу Лелівського родовища, проводилась у відповідності з діючими інструкціями.

Контроль якості матеріалів ГДС здійснювався систематично за співставленням результатів на перекритих інтервалах розрізу і шляхом проведення в окремих випадках повторних замірів.

Оцінюючи якість матеріалів ГДС, можна зробити висновок, що геофізичний матеріал в основному відповідає вимогам технічної інструкції і забезпечує отримання необхідної інформації для визначення типу колектора, ефективної товщини, коефіцієнта пористості і нафтогазонасичення. Але слід зауважити, що на якість матеріалів ГДС впливають не тільки технічні, технологічні, але і конструктивні фактори. На якість мікрометодів великий вплив має стан стовбуру свердловини, ступінь притиснення до стінки башмака приладу, а також параметри бурового розчину. У випадку застосування висококальцієвих розчинів не цілком достовірні результати досліджень електричними методами нефокусованих зондів (БКЗ, МК, ПС), в результаті чого обчислені фільтраційно-ємнісні параметри не відповідають дійсним. В апаратурі АИК-М в окремих випадках не має забезпечення відповідної якості запису. Основним недоліком є нестабільність роботи апаратури, що призводить до адитивних і мультиплікативних похибок, і як наслідок викликає необхідність редагування масштабу і положення нульової лінії за даними БК і БКЗ.[15]

Крім того, слід зауважити, що комплекс методів ГДС відсутній в повному обсязі в свердловинах 13, 14, 15, 31, 103, 121, 125, 128, 131, 135.

Виконаний об'єм геофізичних досліджень розрізів свердловин Лелівського родовища дозволяє вивчити його геологічну будову і визначити параметри необхідні для підрахунку запасів нафти і газу.[2]

2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів

Однією з основних задач при бурінні свердловин є отримання достатньої кількості кернавого матеріалу, який використовується для вивчення стратиграфії і літології розрізу, а також для дослідження колекторських властивостей продуктивних горизонтів. Відбір керну Лелівського родовища відбувався у пошукових, розвідувальних і частково у експлуатаційних свердловинах. Розріз родовища керном висвітлений нерівномірно. Керн відбирався головним чином з продуктивної частини розрізу[15]. Проходку і винос керну по пошукових і розвідувальних свердловинах наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 Проходка і винос керну по пошукових і розвідувальних свердловинах

	Глибина свердловини, м	Проходка з відбором керну, м	Лінійний винос керну	
			м	%
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
2	3284	36	6,89	19,1
3	3570	151	109,54	72,5
5	3311	234,4	62,35	26,6
6	3223	194,6	79,70	41
7	3505	84,1	30,05	35,7
11	3401	276	80,94	29,3
12	3900	199	46,04	23,1
13	3067	166	59,25	35,7
14	3804	284	83,60	29,4
15	3347	238	49,63	20,8
17	3543	294	36,16	12,3
18	3458	126	23,39	18,6
20	3378	174	28,34	16,3
23	3422	215	54,09	25,2
31	3544	210	86,26	41,1
139	2817	36	28,3	78,6
Разом	54574	2918,1	864,53	29,6

Всього з відбором керну в пошукових і розвідувальних свердловинах пройдено 2918 м, що складає 5,3 % від загальної проходки пошукового і розвідувального буріння (54574 м). Відібрано керну 864,5 м, або 29,6 % від загальної проходки з відбором керну. [15]

Відбір керну з серпуховських відкладів проводився в основному в межах продуктивного горизонту С-9. З продуктивного горизонту С-4 керн був відібраний у свердловинах 124, 125, 126, 139. Зі свердловини 124 виконано аналізи трьох зразків керну, відібраного з інтервалу 2945-2950 м горизонту С-4. Зі свердловини 125 виконано аналізи 14 зразків керну, відібраного з інтервалів 2850-2857 м (вісім зразків), 2857-2864 м (шість

зразків) горизонту С-4. Зі свердловини 126 виконано аналізи 5 зразків керну, відібраного з інтервалу 2780-2785 м. Зі свердловини 139 виконано аналізи 5 зразків керну, відібраного з інтервалу 2748-2754 м. Результати визначення фізичних властивостей порід, із вказаних вище інтервалів горизонту С-4, наведено в таблиці 2.3.

За даними лабораторного дослідження керну відкрита пористість пісковиків горизонту С-4 змінюється в межах від 13,33 % до 30,87 % з середнім значенням 22 % з двадцяти семи взірців. Проникність коливається в межах від $6,37 \cdot 10^{-3}$ до $803,03 \cdot 10^{-3}$ мкм². [15]

2.1.5 Лабораторні дослідження

Продуктивні горизонти Лелівського родовища пов'язані з відкладами серпуховського ярусу. У його складі виділяються продуктивні горизонти С-4 та С-5. Кожен продуктивний горизонт складається із пластів пісковиків, алевролітів з прошарками аргілітів і вапняків. Щільні породи представлені переважно аргілітами і дрібнозернистими глинистими алевролітами, які досить впевнено виділяються за геофізичними матеріалами. [3,4,5]

Горизонти добре корелюються в розрізах свердловин і простежуються на значні відстані. У складі окремого горизонту присутній один-два, інколи більше продуктивних пластів пісковиків. Горизонти розділені пачками аргілітів, які є покрішками для покладів і забезпечують збереження скупчень вуглеводнів.

Із продуктивного горизонту С-4 керн був відібраний у свердловинах 124, 125, 126 та 139. Результати визначення фізичних властивостей порід з інтервалів горизонту С-4, наведено в таблиці 2.3

Визначення відкритої пористості проводилось за методом флюїдонасичення відповідно до ГОСТ 26450.1-85 . У випадку неможливості підготувати зразок (виготовити циліндрик) відповідних розмірів (крихкість, або тріщинуватість породи) визначення відкритої пористості проводилось за даними ртутної порометрії невеликого взірця породи згідно СТП

320.00147631.017-2003, де збіжність результатів вимірювання відкритої пористості (при відкритій пористості від 10 % до 20 %) складає 2 %.[16]

Визначення абсолютної проникності проводилось шляхом визначення часу фільтрації фіксованого об'єму осушеного повітря при сталому і фіксованому перепаді тиску на вході і виході із розміщеного в гідрообтиску кернотримача попередньо відекстрагованого і висушеного зразка породи. Розрахунок проникності проводився за формулою наведеною в ГОСТ 26450.0-85 та ГОСТ 26450.2-85 і згідно вимог даних нормативних документів.[17]

Таблиця 2.3 Фізичні властивості порід горизонту С-4

Номер свердловини	Інтервал відбору керну, м	Відстань від верху керну, м	Назва породи	Об'ємна щільність, г/см ³	Мінеральна щільність, г/см ³	Відкрита пористість, %	Нафтонасиченість, %	Водонасиченість, %	Карбонатність, %	Абсолютна проникність, 10 ⁻³ мкм ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Горизонт С-4										
124	2945-2950	0,5	пісковик	2,17	2,69	16,6	2,1	-	5,6	6,371
	2945-2950	1,3	пісковик	1,90	2,67	25,4	2,6	-	2,7	349,570
	2945-2950	3,5	пісковик	2,10	2,66	20,9	-	-	2,3	644,845
125	2850-2857	верх	пісковик	2,33	2,70	13,62	7,7	11,2	5,0	7,2940
	2850-2857	1,5	пісковик	2,06	2,70	23,70	17,7	Сл.	3,9	92,3000
	2850-2857	3,0	пісковик	2,22	2,64	15,77	12,9	13,3	8,6	33,7800
	2850-2857	0,5	пісковик	1,96	2,64	23,88	28,6	сл	2,2	527,6900
	2850-2857	1,0	пісковик	2,17	2,71	16,32	22,4	сл	3,0	20,1900
	2850-2857	2,0	пісковик	2,08	2,70	21,63	24,6	сл	2,8	199,5200
	2850-2857	2,5	пісковик	2,28	2,70	13,33	17,3	сл	3,5	11,8100
	2850-2857	низ	пісковик	2,16	2,63	17,83	21,9	6,7	4,0	14,3500
	2857-2864	верх	пісковик	2,17	2,70	19,60	20,5	10,1	2,6	38,5400
	2857-2864	0,5	пісковик	2,02	2,70	25,33	20,0	9,9	2,8	192,6300

Закінчення таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
125	2857-2864	1,0	пісковик	1,94	2,65	26,69	18,6	17,6	3,0	476,6900
	2857-2864	1,5	пісковик	1,93	2,63	26,58	24,5	13,5	3,8	658,2400
	2857-2864	2,0	пісковик	2,06	2,72	24,09	22,9	25,0	3,1	571,4300
	2857-2864	низ	пісковик	1,99	2,65	24,89	16,3	10,8	2,5	803,0300
126	2780-2785	верх	пісковик	1,92	2,66	26,82	22,3	16,1	2,3	295,420
	2780-2785	0,5	пісковик	2,04	2,68	21,92	24,3	16,4	2,1	29,509
	2780-2785	1,0	пісковик	1,83	2,70	30,87	19,7	26,7	2,3	194,92
	2780-2785	1,5	пісковик	2,05	2,71	21,81	22,8	20,5	2,6	15,581
	2780-2785	2,0	пісковик	1,99	2,70	23,76	30,1	24,9	2,9	19,588
139	2748-2754	3,3	пісковик	2,25	2,66	15,2	29,2	37,0	6,9	0,362
	2748-2754	3,8	пісковик	2,13	2,64	19,4	19,5	6,3	4,2	14,347
	2748-2754	4,5	пісковик	1,98	2,64	25,3	16,3	10,1	5,0	195,020
	2748-2754	5,0	пісковик	1,91	2,66	28,4	13,5	сл	2,3	283,239
	2748-2754	низ	пісковик	2,00	2,64	23,8	12,7	12,4	2,8	105,546

Як і в попередньому випадку, при неможливості виготовити циліндрик відповідних розмірів (крихкість, або тріщинуватість породи) визначення абсолютної проникності породи проводилось по даних ртутної порометрії відповідно до СТП 320.00147631.017-2003.

Визначення карбонатності проводилось шляхом вимірювання об'єму вуглекислого газу, що виділився при взаємодії породи (попередньо відекстрагованої, висушеної і зваженої) з соляною кислотою в апараті Кларка.

Результати розрахунків приводились з допущенням, що карбонати в породі представлені тільки карбонатом кальцію (CaCO_3).

2.1.6 Оцінка перспективності площі

На Лелівському нафтогазоконденсатному родовищі у 2008 році встановлено поклади нафти в горизонтах С-4 і С-5 серпуховських відкладів нижнього карбону. Запаси нафти та розчиненого газу цих горизонтів, які приурочені до Рогинцівського підняття, числяться на балансі.

За результатами виконаного аналізу результатів дослідно-промислової експлуатації свердловин та ступеня геологічного вивчення виділено п'ять об'єктів розробки, а два (горизонт С-4, блоки 1, 2 і 5) потребують додаткового геологічного вивчення[1].

Для об'єкту I (горизонт С-5 блок 2), де розробка ведеться свердловинами 31, 132 і 133, найбільш доцільна розробка за четвертим варіантом (з додатковим бурінням свердловин 119 і 117 та впровадженням нагнітання в свердловину 132), кінцевий коефіцієнт вилучення нафти становитиме 0,505, розчиненого газу – 0,732.

Об'єкт II (горизонт С-5 блок 3) в розробці не перебував. Передбачається, що розробка об'єкту відбуватиметься новопробуреною свердловиною 139, кінцевий коефіцієнт вилучення нафти становитиме 0,265, розчиненого газу – 0,940.

Для об'єкту IV (горизонт С-4 блок 2), де розробка ведеться свердловиною 134, економічно обґрунтованим є четвертий варіант з переведенням з нижчезалягаючого горизонту С-5 існуючих свердловин 31 і 133 та проектних 117 і 119. Кінцевий коефіцієнт вилучення нафти досягне 0,418, розчиненого газу – 0,520[1].

У блоці 3 горизонту С-4 (об'єкт V), який експлуатується видобувними свердловинами 124, 125 і 138 з нагнітанням в свердловину 130, до впровадження рекомендується другий варіант розробки з врахуванням переводу з нижчезалягаючого горизонту С-5 свердловини 139, кінцевий коефіцієнт вилучення нафти становитиме 0,433, розчиненого газу – 0,435.

У блоці 4 горизонту С-4 (об'єкт VI) до впровадження рекомендується базовий варіант з розробкою перевідною свердловиною 121. Кінцевий коефіцієнт вилучення нафти досягне 0,282, розчиненого газу – 0,290.

Поклади вуглеводнів контролюються чотирма структурами-склепіннями, які простягаються з північного заходу на південний схід – Бабчинським, Великобубнівським, Макіївським та Рогінцівським.

Глибина залягання продуктивних горизонтів 2950 – 3203 м.

До колекторів відносяться породи, здатні вміщувати нафту, газ, воду і віддавати їх при розробці в будь-яких, навіть незначних кількостях.

Колекторами нафти на Лелівському родовищі є пісковики і алевроліти. Щільні, непроникні породи представлені, в основному, аргілітами, вапняками і деякими різновидами алевролітів.

В ефективну товщину включались всі пласти і пропластки, параметри яких були вищі прийнятих кондиційних значень.

Колектори залягають серед щільних непроникних глинисто-карбонатних порід, які слугують екрануючими товщами (покришками), у вигляді цілих пачок або окремих пластів і пропластків, які відрізняються між собою товщиною та колекторськими властивостями, як по розрізу, так і по площі родовища. Для всіх колекторів продуктивних горизонтів характерним є гранулярний тип пористості[12].

За даними лабораторного дослідження керна відкрита пористість пісковиків горизонту С-4 і С-5 змінюється в межах від 13,3 % до 30,9 % з середнім значенням 22 % з двадцяти семи взірців. Проникність коливається в межах від $0,362 \cdot 10^{-3}$ до $803,0 \cdot 10^{-3}$ мкм² і в середньому становить $214,9 \cdot 10^{-3}$ мкм²[15].

Інтервали пластів, ефективні товщини та геофізичні параметри колекторів наведені в зведеній таблиці геофізичних величин та підрахункових параметрів продуктивних пластів горизонтів С-4 і С-5 Лелівського родовища (таблиця 2.4).

**Таблиця 2.4. Параметри та інтервали продуктивних горизонтів
Лелівського родовища**

Продуктивний горизонт	Номер свердловини	Інтервал залягання пластів, м		Загальна товщина, м	Ефективна товщина, м	$K_{эл}, \%$	$K_{св}, \%$	$K_{п}, \%$	$K_{не}, \%$	Характер насичення
C-5	124	2967,0	2970,0	3,0	2,0	20,2	100	13,7	-	водонасичений
C-4	121	2800,8	2803,2	2,4	2,4	11,3	70	20,1	-	водонасичений
C-4	129	2801,6	2804,4	2,8	1,6	6,6	59	22,1	-	водонасичений
C-4	123	2781,2	2786,0	4,8	2,8	11,9	60	21,2	-	водонасичений
C-4	13	2748,2	2752,2	4,0	2,4	17,9	72	17,6	-	водонасичений
C-4	23	2738,0	2740,8	2,8	2,8	20,0	51	20,1	-	водонасичений
C-4	12	2768,8	2777,0	8,2	5,4	-	62	17,4	-	водонасичений
C-5	125	2879,6	2881,2	1,6	1,6	16,1	51	24,4	-	водонасичений
C-5	128	2776,0	2777,8	1,8	1,6	8,7	50	19,8	-	водонасичений
C-5	134	2786,0	2789,0	3,0	2,8	20,3	65	13,7	-	водонасичений
C-4	120	2740,4	2745,4	5,0	4,4	13,0	38	25,6	62	нафтонасичений
C-4	137	2730,8	2732,8	2,0	1,6	10,1	36	26,9	64	нафтонасичений
C-4	140	2729,6	2732,8	3,2	2,8	10,1	36	26,9	64	нафтонасичений
C-4	137	2732,8	2734,8	2,0	2,0	5,8	35	27,4	65	нафтонасичений
C-4	124	2944,4	2949,8	5,4	5,4	8,8	37	23,0	63	нафтонасичений
C-4	31	2711,2	2714,8	3,6	2,2	21,0	44	19,1	56	нафтонасичений
C-4	121	2797,0	2800,8	3,8	2,0	14,5	42	19,5	58	нафтонасичений
C-4	135	2736,4	2739,2	2,8	2,4	18,9	36	21,5	64	нафтонасичений
C-4	126	2778,0	2780,4	2,4	2,2	13,0	35	22,0	65	нафтонасичений
C-5	122	2775,8	2778,0	2,2	1,8	19,0	39	18,4	61	нафтонасичений
C-5	133	2759,6	2762,2	2,6	2,2	23,9	36	19,6	64	нафтонасичений
C-5	31	2730,4	2732,8	2,4	2,0	14,0	39	17,4	61	нафтонасичений
C-5	131	2807,4	2810,4	3,0	2,2	23,5	37	18,2	63	нафтонасичений

2.2 Підрахунок запасів

Вибір методу підрахунку запасів проводиться відповідно до особливостей геологічної будови, ступеня вивченості родовища, характеристики колекторських властивостей продуктивних пластів, фізико-хімічних властивостей нафти і розчиненого газу, режиму покладів, а також станом розробки та її інформативністю.

Враховуючи геологічну будову і ступінь її розвіданості пошуковими, розвідувальними та експлуатаційними свердловинами, найбільш обґрунтованим методом для оцінки запасів нафти і розчиненого газу горизонтів C-4 і C-5 є об'ємний.

Застосування методу матеріального балансу та статистичного методу

підрахунку виключається через відсутність необхідних даних для їх використання[1,18,22].

Підрахунок початкових загальних запасів нафти об'ємним методом виконувався за формулою М.А.Жданова (2.1):

$$Q_n = F * h * K_n * K_n * \rho * \theta , \quad (2.1)$$

де Q_n – запаси нафти, тис. т;

F – площа нафтоносності, тис м²;

h – нафтонасичена товщина пласта, м;

K_n – коефіцієнт відкритої пористості нафтонасичених порід, частка одиниці;

K_n – коефіцієнт нафтонасиченості, частка одиниці;

ρ – густина нафти в поверхневих умовах, кг/м³;

θ – перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти, частка одиниці;

$\theta = 1/v$ (v – об'ємний коефіцієнт пластової нафти).

Підрахунок початкових видобувних запасів нафти виконаний за формулою (2.2):

$$Q_{n. вид.} = Q_n \times \eta_n , \quad (2.2)$$

де $Q_{n. вид.}$ – видобувні запаси нафти, тис т;

η_n – коефіцієнт вилучення нафти, частка одиниці

Підрахунок початкових загальних запасів розчиненого в нафті газу виконаний за формулою (2.3):

$$v = Q_n \times r_o , \quad (2.3)$$

де v – початкові загальні запаси розчиненого в нафті газу, млн м³;

r_o – початковий вміст газу, розчиненого в нафті, м³/т.

Підрахунок початкових видобувних запасів розчиненого в нафті газу виконано за формулою (2.4):

$$V = v \times \eta_g , \quad (2.4)$$

де V – видобувні запаси розчиненого в нафті газу, млн м³;

U – початкові загальні запаси розчиненого в нафті газу, млн м³;

η_z – коефіцієнт вилучення розчиненого газу, частка одиниці.

На основі підрахункових параметрів запаси нафти і розчиненого газу підраховані об'ємним методом у нафтових покладах продуктивних горизонтів С-4, С-5 в окремих блоках та родовища в цілому додаток Г.

Таблиця 2.5 Економічно обґрунтовані видобувні запаси нафти та нафтового газу та рекомендовані коефіцієнти вилучення

Об'єкт розробки	Горизонт, ділянка	Коефіцієнт вилучення, ч.од.		Видобувні запаси, тис.т (млн м ³)		Примітка
		нафти	нафт. газу	нафти	нафт. газу	
I	С-5 діл. 2	0,505	0,732	88,965	16,844	клас 111
II	С-5 діл. 3	0,265	0,940	4,242	1,880	клас 122
III	С-4 діл. 1	потребує дорозвідки				клас 333
IV	С-4 діл. 2	0,418	0,520	290,798	42,080	клас 111+122
V	С-4 діл. 3	0,433	0,435	355,515	41,735	клас 111
VI	С-4 діл. 4	0,282	0,290	12,389	1,451	клас 122
VII	С-4 діл. 5	дорозвідка свердловиною 140				клас 332

Початкові запаси нафти горизонту С-4 в кількостях: загальні – 349 тис.т, видобувні – 247 тис.т категорії С₁ (код класу 111+221), відповідно 320 тис.т і 109 тис.т категорії С₂ (код класу 122+222); горизонту С-5 загальні – 120 тис.т, видобувні – 56 тис.т категорії С₁ (код класу 111+221), відповідно 13 тис.т і 5 тис.т категорії С₂ (код класу 122+222). Початкові запаси розчиненого газу горизонту С-4 складають: загальні – 47 млн м³, видобувні – 22 млн м³ категорії С₁ (код класу 111+221), відповідно 76 млн м³ і 26 млн м³ категорії С₂ (код класу 122+222).

Початкові запаси розчиненого газу горизонту С-5 складають: загальні – 16 млн м³, видобувні – 6 млн м³ категорії С₁ (код класу 111+221), відповідно 3 млн м³ і 1 млн м³ категорії С₂ (код класу 122+222). Видобуток нафти з початку експлуатації на 01.01.2013 року з горизонту С-4 складає 209 тис.т, з горизонту С-5 – 49 тис.т; розчиненого газу, відповідно, 22 млн м³ і 6 млн м³[1].

2.3 Висновки до розділу II

1. Перспективи Лелівського родовища в структурному плані обумовлені на самперед наявністю значної кількості антиклінальних складок в межах серпуховських відкладів.

2. В експлуатації знаходилося двадцять три свердловин частина з них орієнтована на нафтові горизонти серпуховських відкладів. Решта на газоконденсатні горизонти візейських відкладів нижнього карбону. Максимальна глибина свердловини 3 900 м.

4. Визначено ряд геофізичних, лабораторних, стратиграфічних та гідрогеологічних досліджень, що мають дати повну інформацію для детального ознайомлення з розрізом та типами порід. Виділення колекторів та їх основних властивостей.

5. Із продуктивного горизонту С-4 kern був відібраний у свердловинах 124, 125, 126 та 139.

6. Початкові запаси нафти горизонту С-4 та С-5 – 469 тис.т, видобувні – 303 тис.т категорії С₁ (код класу 111+221). Початкові запаси розчиненого газу горизонту С-4 та С-5 складають: загальні – 63 млн м³, видобувні – 28 млн м³ категорії С₁ (код класу 111+221).

III. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо–геологічні умови буріння

Процес буріння свердловин може бути ускладнений поглинанням бурового розчину, звуження, а в результаті обвалів стінок свердловин - осипанням нестійких порід, сальнико-, каверно-, жолобоутворення, нафтогазопрояви [1,12].

Кайнозойські відклади родовища представлені піщано-глинистими породами. При розбурюванні може бути осипання нестійких порід, а також поглинання бурового розчину.

В крейдових відкладах можливе набухання крейди, звуження ствола свердловини, прихвати і затяжки бурового інструменту, поглинання бурового розчину.

В юрських відкладах можливе збагачення розчину глинистою фазою, звуження ствола свердловини, прихвати бурового інструменту. В тріасових та пермських відкладах може бути звуження ствола свердловини, каверноутворення.

Верхньокам'яновугільні відклади представлені аргілітами, алевролітами, пісковиками та карбонатними породами, тому розбурювання в цій частині може супроводжуватись поглинанням бурового розчину, осипанням порід, каверноутворенням.

В нижньокам'яновугільних відкладах – мають місце осипи стінок свердловини, звуження стовбура свердловини, прихвати бурильного інструменту, часткове поглинання бурового розчину, а також нафтогазопрояви при відхиленні параметрів бурового розчину від проектних.

Прогноз можливих ускладнень в процесі буріння складений на основі аналізу умов буріння на суміжних площах.

3.2. Обґрунтування конструкції свердловини

Конструкції свердловин, пробурених на продуктивні горизонти наведено в таблиці 3.1[20].

Таблиця 3.1 Конструкції свердловин, що експлуатують продуктивні горизонти серпуховських відкладів

Номер свердловини	Глибина свердловини, м	Назва колони	Діаметр колони, мм	Глибина спуску колони, м
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
124	3070	направлення	426	48
		кондуктор	324	965
		технічна колона	245	2050
		експлуатаційна колона	168×146	3070
125	3141	направлення	426	35
		кондуктор	324	1071
		технічна колона	245	2079
		експлуатаційна колона	168×146	3118
126	2918	направлення	426	50
		кондуктор	324	1002
		технічна колона	245	1967
		експлуатаційна колона	168×146	2918
132	2944	кондуктор	324	350
		технічна колона	245	2020
		експлуатаційна колона	168×146	2944
133	3069	направлення	426	19
		кондуктор	324	349
		технічна колона	245	1606,6
		експлуатаційна колона	168×146	3059
138	3040	кондуктор	324	350
		технічна колона	245	2054
		експлуатаційна колона	168×146	3039

3.3. Режими буріння

При бурінні свердловин на Лелівському родовищі четвертинні та відклади палеогена перекривались направленням 426 мм до глибини 19 – 50 м, кондуктором 324 мм до глибини 349 – 1071 м.

Крейдові, юрські, тріасові, пермські і відклади верхнього карбону перекривались проміжною (технічною) колоною 245 мм до глибини 1606 – 2080 м. При досягненні проектної глибини свердловини обсаджувались експлуатаційною колоною діаметром 146 – 168мм.

Кондуктор, технічна і експлуатаційна колони цементувалась до гирла.

Продуктивну частину розрізу розбурювали долотами 188 мм та 215,9 мм з використанням глинистих розчинів. В процесі буріння свердловин розчин оброблявся хімреагентами. В основному буріння проводилось на крейдових висококальцієвих розчинах. Для обважнення промивних рідин до густини 1,3 г/см³, зниження в'язкості і поповнення крейдових висококальцієвих розчинів використовувалась крейда. Для пониження в'язкості і водовіддачі промивної рідини застосовувались такі реагенти, як ПУЦР, КССБ, КМЦ, МК, крохмаль, Na₂CO₃, ТИФИ [1,20].

3.4. Характеристика бурових розчинів

В якості змащуючих добавок застосовувались нафта, гудрон, графіт, петролатум, СМАД-1.

Буріння і каротаж продуктивної частини розрізу проводились, в основному, на бурових розчинах з величиною питомих електричних опорів 0,12– 1,2 Ом при температурі пласта. Бурові розчини, які застосовувались, мали наступні параметри: густина – 1,16 - 1,36 г/см³; в'язкість – 30 – 120 с; водовіддача – 4 – 10 см³/30хв, вміст піску – 1 % – 3 %.[1,20]

3.5. Охорона надр та навколишнього середовища

Потенційними об'єктами впливу діяльності в процесі проведення промислової розробки родовища є геологічне, повітряне і водне середовища, ґрунти, рослинний та тваринний світ, соціальне середовище.[6,7,8]

Найбільшого впливу геологічне середовище зазнало в процесі розвідки та експлуатації родовища при бурінні свердловин. При цьому, основними забруднювачами надр були продукти видобутку, бурові і тампонажні розчини, бурові стічні води і шлам, продукти випробування та інтенсифікації свердловин, господарсько-побутові стічні води. Вплив полягав у фільтрації бурового розчину, реагентів кислотних обробок в гірські породи, що спричинило зміну їх фільтраційно-ємнісних параметрів в пристовбурній зоні.

З метою запобігання та зменшення негативного впливу на поверхневі та підземні водні об'єкти при бурінні існуючих свердловин та облаштуванні родовища виконано наступні заходи:[9]

- спуск направлення з метою створення обв'язки для циркуляції і запобігання розмиву гирла свердловини, для перекриття нестійких четвертинних відкладів та ізоляції ґрунтових вод з метою їх захисту від забруднення фільтратом бурового розчину при бурінні під кондуктор;

- спуск кондуктора з метою перекриття верхніх водоносних горизонтів і захисту їх від забруднення фільтратом бурового розчину при бурінні під проміжну колону;

- з метою запобігання міграції підземних вод і пластових флюїдів всі обсадні колони цементувались з підняттям тампонажного розчину до гирла свердловини;

Для зменшення та запобігання шкідливого впливу подальшої розробки родовища на геологічне середовище передбачаються наступні заходи:

- експлуатацію видобувних свердловин проводити у відповідності з затвердженими технологічними режимами;

- проведення ремонту та заміна спрацьованих ділянок трубопроводів;

– відбір флюїдів та депресія на пласт повинні забезпечувати збереження скелету пласта і не допускати підтягування язиків та конусів води до вибою видобувних свердловин.

Джерелами викидів шкідливих речовин в атмосферу під час проведення робіт будуть:

– викидні труби устаткування, яке працює з використанням процесу горіння (дизельні силові установки бурових станків, дизель-електростанції, технологічний транспорт);

– дихальні клапани ємностей паливно-мастильних матеріалів;

– нещільності фланцевих з'єднань технологічного обладнання, арматури, трубопроводів;

– викиди при згоранні газу на факелі або в амбарі для випробування свердловини.

У процесі експлуатації родовища відбувається забруднення атмосферного повітря від стаціонарних джерел викидів, які входять у технологічну схему видобутку, збору, підготовки та транспортування вуглеводневої продукції (ДГЗСУ, ГЗУ-3, ГЗУ-В'юнне), а також від неорганізованих джерел (насосна перекачування інгібітору корозії, факельні амбари свердловин 31 і 98, зварювальні і фарбувальні пости).[6,7,8]

При експлуатації промислових споруд в робочому режимі їх вплив на ґрунт, флору, фауну, ґрунтові, підземні та поверхневі води території мінімальний і можливий лише у випадках порушення штатного технологічного процесу (аварійні ситуації).

Потенційними негативними факторами впливу на навколишнє середовище можуть бути наступні фактори:

– попадання в ґрунт і ґрунтові та поверхневі води хімічних реагентів та нафтопродуктів через пошкодження гідроізоляції складів хімреагентів, нещільність фланцевих з'єднань, пориви продуктопроводів тощо;

– забруднення ґрунтів та ґрунтових вод біля свердловин при недбалому виконанні бурових та ремонтних робіт;

– попадання в атмосферу та на ґрунт вуглеводнів і продуктів їх згорання в аварійних ситуаціях, а також бурових та господарсько-побутових стічних вод.

Одним із видів впливу на довкілля є вилучення земельних ділянок з природного стану у коротко- та довгострокове користування під спорудження та облаштування свердловин, будівництво автодоріг, трубопроводів, інших виробничих об'єктів та комунікацій[16,17].

Можливі причини і шляхи надходження забруднюючих речовин у навколишнє середовище поділяються на технологічні і аварійні.

До технологічних причин відносяться:

- забруднення підземних вод питної якості через негерметичність колон і неякісне цементування;
- пориви трубопроводів, розливи паливно-мастильних матеріалів;
- руйнування обвалування та гідроізоляції шламових амбарів.
- порушення технології випробування свердловин.

До аварійних причин відносяться:

- нафтогазоводопрояви та відкриті фонтани у процесі буріння свердловин;
- пориви трубопроводів у процесі експлуатації родовища.

При бурінні свердловин не допускається порушення технологічних процесів, що можуть призвести до аварійних ситуацій, особливо пов'язаних із затрубними відкритими фонтанами. Буріння кожної свердловин ведеться згідно робочого проекту на будівництво свердловини і режимно-технологічної карти. На свердловині повинен бути план ліквідації аварій, що містить вказівки сповіщення відповідних служб організацій, які повинні брати участь у ліквідації аварій та наслідків, перелік необхідних технічних засобів, знешкоджуючих реагентів, способи збору і знешкодження забруднювальних речовин.

При попаданні в ґрунт витоків нафтопродуктів забруднену ділянку слід оконтурити плугами з глибиною занурення лемеха 20-25 см. При середніх і значних розливах по контуру ділянки необхідно будувати траншеї і

облаштовувати їх захисними екранами для попередження інтенсивного просочування нафтопродуктів. Збір розливів необхідно здійснювати за допомогою спеціальної нафтозбірної техніки. На поверхню забруднених місць перед нанесенням родючого шару ґрунту наносять адсорбент (гідрофобізований перліт, вермикуліт) із розрахунку 0,1-0,2 кг на 1 м² забрудненої території. Після того, як шкідливі речовини будуть зібрані з поверхні ґрунту, виконується технічна і біологічна рекультивація території, регламентована відповідними нормами.

Забруднююча здатність бурових розчинів залежить від кількості і токсикологічної характеристики хімічних реагентів, що застосовуються для їх обробки. В основному при бурінні свердловин використовуються реагенти і речовини 3 і 4 класу небезпеки.[16]

3.5 Висновки до розділу III

1. Враховуючи складну геологічну будову родовища, та петрографічний склад розрізу, очікуються такі ускладнення в процесі буріння:

- поглинанням бурового розчину,
- звуження стовбура свердловини;
- обвали стінок свердловин - осипанням нестійких порід, сальніко-, каверно-, жолобоутворення, нафтогазопрояви.

2. На основі геологічної інформації суміжних родовищ було підібрано конструкцію свердловини, що включає направлення, кондуктор, технічна колона та експлуатаційна колона.

3. Для досконалого буріння та попередження аварій стовбура свердловини, по інтервалам буріння були запроєктовані параметри бурових розчинів та режими буріння.

4. Для забезпечення охорони навколишнього природного середовища та безпечного використання надр в проєкті викладено ряд заходів спрямованих на проведення робіт з дотриманням природоохоронного законодавства.

IV. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1. Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт

У межах Лелівського родовища основні техніко-економічні показники розраховані при плануванні видобутку покладів нафти С-4 і С-5 охоплюють дані по: показникам об'єму продукції (об'єм видобутку нафти, конденсату, природного газу, баланс нафти і газу), товарна продукція; кількість свердловин, структура фонду свердловин; баланс календарного часу використання свердловин; коефіцієнт використання фонду свердловин; коефіцієнт експлуатації; середньодобовий дебіт одної свердловини, тонн/свердловину чи 1000 м³/свердловину; середньомісячний видобуток на свердловино-місяць експлуатації; коефіцієнт зміни (зменшення) дебіту.

Нафтовий поклад С-4 Лелівського родовища розробляється свердловинами 125, 124, 124, 138. Поклад розділений тектонічними порушеннями на п'ять ділянок. Поточні коефіцієнти вилучення по блоках 2 і 3 відповідно становлять 0,026 та 0,233.

Нафтовий об'єкт С-5 Лелівського родовища розробляється розробляється у західній частині підняття (блок 2), блоки 1, 3, 4 і 5 до розробки не залучалися. Коефіцієнт нафтовилучення становить 0,277.

Таблиця 4.2– Нафтові об'єкти розробки С-4, С-5

Горизонт	Блоки	Стан розробки покладу станом на 01.01.2013р.	Початкові загальні запаси нафти, тис.т	Видобуток нафти станом на 01.01.2013р., тис.т	КВН	Залишкові загальні запаси нафти, тис.т	Оцінені дрепановані запаси нафти, тис.т	Початкові загальні запаси нафтового газу, млнм ³	Видобуток нафтового газу станом на 01.01.2013р., млнм ³	КВГ	Залишкові загальні запаси нафтового газу, млнм ³
С-4	1	не розроблявся	88	–	–	88	–	10,296	–	–	10,296
	2	розроблявся	696	17,880	0,026	678	–	81,432	1,72	0,021	79,712
	3	розроблявся	822	191,533	0,233	630	358	96,174	20,472	0,213	75,702
	4	не розроблявся	44	–	–	44	–	5,148	–	–	5,148
	5	не розроблявся	44	–	–	44	–	5,148	–	–	5,148
С-5	2	розроблявся	176	48,773	0,277	127	77,3	22,704	6,392	0,282	16,312
	3	не розроблявся	16	–	–	16	–	2,064	–	–	2,064

4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт

В таблиці 4.1 наведено розрахунок техніко-економічних показників за умов оптимального варіанту розробки Лелівського родовища.

Розрахунки щодо техніко-економічних експлуатації покладів С-4, С-5 проводилися згідно проектування трьох видобувних свердловин.

Таблиця 4.1. Основні техніко-економічні показники розробки Лелівського родовища

Показники	Одиниц і виміру	За рентабельний період
Кількість проектних/діючих видобувних свердловин	св.	3/8
Залишкова вартість основних фондів (ОФ)	тис. грн	23002,77
Видобуток нафти	тис. т	493,787
Видобуток нафтового газу	млн м ³	75,406
Ціна реалізації нафти з ПДВ	грн	13000,0
Ціна реалізації газу з ПДВ	грн	11200,0
Обсяг реалізації продукції (з ПДВ)	тис. грн	4078621,30
Обсяг реалізації продукції (без ПДВ)	тис. грн	3476827,95
Експлуатаційні витрати	тис. грн	1727081,07
в тому числі амортизація	тис. грн	104606,12
Собівартість видобутку		
– 1 т нафти	грн	3544,99
– 1000 м ³ нафтового газу	грн	14 375,46
Балансовий прибуток	тис. грн	1749746,88
Податок на прибуток	тис. грн	285851,13
Чистий прибуток	тис. грн	1463895,75
Поточні капітальні вкладення (КВ)	тис. грн	82229,30
Накопичений грошовий потік	тис. грн	1486272,57
Накопичений чистий дисконтований грошовий потік (ЧДГП)	тис. грн	895016,39
Індекс прибутковості проекту	част.од.	14,27
Коефіцієнт рентабельності промислу	част.од.	0,91
Рентабельність виробничої діяльності:		
– до виробничих фондів (ОФ та КВ)	%	1391,1
– до експлуатаційних витрат	%	85
Термін окупності капітальних вкладень	роки	Менше року
Надходження до бюджетів та державних цільових фондів	тис. грн	2230866,65

4.3. Висновки до розділу IV

1. Відповідно до основних техніко-економічних показників заплановані в межах родовища будуть включати видобування нафти з кам'яновугільних покладів С-4, С-5.
2. Коефіцієнти видобутку нафти складають 0,026 – 0,277 , газу розчиненого в нафті 0,021-0,282.
3. Очікуються надходження до бюджетів та державних цільових фондів в сумі 2230866,65 тис. грн

V. ОХОРОНА ПРАЦІ

Охорона праці - це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, спрямованих на збереження життя, здоров'я і працездатності людини у процесі трудової діяльності. [10]

5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Метою контролю і забезпечення безпечних умов праці є попередження і усунення відхилень від проектів, технологічних регламентів, паспортів, норм, стандартів, правил безпеки, встановленого порядку ведення робіт. Керівник робочої ланки - бригадир, бурильник, ланковий, машиніст, старший робітник та ін., наділений правами посадової особи, перед початком робіт одержує у встановленому порядку завдання, перевіряє за участю робітників та громадських інспекторів з охорони праці, що входять до ланки, справність обладнання, інструменту, контрольно-вимірювальних приладів, захисних засобів безпеки, оформляє прийом зміни в журналі, приймає рішення про початок (продовження) робіт. У процесі робіт забезпечує дотримання вимог проекту, технологічних регламентів, паспортів, інструкцій з безпечного ведення робіт і охорони праці, попереджує і усуває порушення вимог норм і правил охорони праці. При неможливості ліквідації порушень власними силами записує їх до журналу по охороні праці, вживає заходів по запобіганню травмування людей і виникнення аварій – аж до призупинення робіт, одночасно інформує безпосереднього керівника робіт, а при його відсутності на об'єкті – керівника вищого рівня. На індивідуально організованих місцях (водій транспортного засобу, моторист дизельної електростанції, компресорної, котельної та ін.) робітник діє у відповідності з викладеним вище порядком і несе відповідальність за стан безпеки на своєму робочому місці. [10]

5.2. Розробка заходів з охорони праці

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

5.2.1. Заходи з техніки безпеки

1. Роботи з буріння свердловин на воду повинні виконуватися відповідно до проектів, затверджених в установленому порядку.

2. Пуск в експлуатацію нових бурових установок дозволяється проводити після приймання їх за актом комісією, яка призначається головним інженером.

3. До технічного керівництва буровими роботами допускаються особи, які мають закінчену гірничотехнічну освіту або право відповідального ведення цих робіт.

4. Кожен робітник повинен виконувати роботу, по якій він пройшов навчання. Виконання інших робіт без відповідного навчання та інструктажу з техніки безпеки забороняється.

5. Забороняється починати роботи без відповідного оформлення акту про готовність бурової до пуску і наявності геолого-технічного наряду на буріння свердловини.

6. Щомісяця, перед початком робіт бурильник повинен перевірити справність бурового обладнання та інструменту, стан робочого місця, справність захисних і допоміжних пристосувань і пристроїв.

7. Всі бурові верстати та інше обладнання повинні мати заземлення відповідно до «Інструкції з заземлення пересувних будівельних механізмів».

8. На вводі мережі живлення бурової установки повинні бути встановлені роз'єднувачі або інші комутаційні апарати, за допомогою яких з електрообладнання може бути повністю знята напруга.

9. Для освітлювальних мереж і стаціонарних світлових точок на буровій необхідно застосовувати напругу не вище 220 в.

10. Перед пуском бурового агрегата та інших механізмів необхідно подати попереджувальний сигнал (звуковий, світловий або умовним знаком).

11. При впровадженні нових технологічних процесів і методів праці, застосуванні нових видів устаткування, інструментів і механізмів, а також при введенні нових правил та інструкцій з техніки безпеки робочі повинні пройти додатковий інструктаж з техніки безпеки.[10]

5.2.2. Заходи з виробничої санітарії

Виробнича санітарія — це система організаційних та технічних заходів, які спрямовані на усунення потенційно небезпечних факторів і запобігання професійних захворювань та отруєнь.

Організаційні заходи:

- дотримання вимог охорони праці жінок та осіб віком до 18 років;
- проведення попередніх та періодичних медичних оглядів осіб, які працюють у шкідливих умовах;
- забезпечення працюючих у шкідливих умовах лікувально-профілактичним обслуговуванням тощо.

Технічні заходи:

- систематичне підтримання чистоти у приміщеннях і на робочих місцях;
- розробки та конструювання обладнання, що запобігає виділенню пилу, газів та пари, інших шкідливих речовин у виробничих приміщеннях;
- забезпечення санітарно-гігієнічних вимог до повітря виробничого середовища;
- улаштування систем вентиляції та кондиціонування робочих місць зі шкідливими умовами праці;
- забезпечення захисту працюючих від шуму, ультра- та інфразвуку, вібрації, різних видів випромінювання[10].

5.3. Пожежна безпека

Метою пожежної безпеки будь-якого об'єкта є запобігання пожежі на визначеному чинними нормативами рівні, а в разі виникнення пожежі – обмеження її розповсюдження, своєчасне виявлення, гасіння пожежі, захист людей і матеріальних цінностей.

Для працівників важливо виконувати елементарні правила пожежної безпеки під час перебування на робочому місці. Адже безвідповідальне ставлення до таких, здавалося б, дрібниць, як недопалок чи залишений без нагляду електрообігрівач, може спричинити пожежу. Часто займання стається через неправильне зберігання в приміщенні легкозаймистих речовин, спалах електропроводки через перевантаження електромережі, неакуратне поводження з вогнем у місцях приготування їжі.

Вимоги протипожежного режиму:

- Куріння. Куріння у приміщеннях заборонено. Для куріння на територіях об'єктів обладнані спеціальні місця, які облаштовані урнами для недопалків. На території об'єктів заборонено застосування відкритого вогню (розігрівання замерзлих труб опалення, спалювання відходів виробництва, сміття, сухого листя, тощо).
- Користування електронагрівальними приладами. Приготування кип'ятку, розігрівання та приготування їжі здійснюється в спеціально обладнаних для цього місцях із застосуванням електрочайників та інших приладів з автоматичними пристроями відключення електронагрівальних елементів.
- Робота з електроприладами. Забороняється залишати без нагляду увімкнені в електромережу електроприлади та оргтехніку – персональні комп'ютери, оргтехніку, радіоприймачі, електронагрівальні прилади, вентилятори, кондиціонери.
- Вогнебезпечні роботи. Проведення вогневих та інших пожежонебезпечних робіт (газоелектрозварювальних, газорізальних, розігрів бітумів та смоли) дозволяється проводити після підготовки місця проведення

цих робіт, узгодження з інженером з пожежної безпеки та виконання усіх передбачених заходів з пожежної безпеки.

- На підприємстві має бути план евакуації. Тільки досвідчений фахівець може розробити план евакуації на вищому рівні. Дуже важливо заздалегідь подбати про евакуацію людей в момент загоряння і початку пожежі. У приміщенні повинні залишатися вільними евакуаційні шляхи і коридори, а вказівники повинні бути розташовані так, щоб було зрозуміло, де вихід. Має бути система оповіщення, яка подасть сигнал у разі пожежі
- Порядок на робочих місцях. Як не дивно, акуратність теж важлива для пожежної безпеки. Папір – легкозамистий матеріал. Не давайте йому розмножуватися і розповзатися по столу і підвіконню. Зберігайте його в папках і спеціальних боксах. Інакше є небезпека, що одного разу папірець доповзе до подовжувача або до обігрівача, який раптово заіскрив. Пильнуйте, щоб колеса офісних крісел не їздили по проводах, які лежать на підлозі. Це може нашкодити як внутрішній частині проводу, так і його ізоляції. А далі – удар струмом і загоряння.
- Пожежна сигналізація – це один з найважливіших пристроїв для забезпечення безпеки в приміщеннях.
- Перевірка робочих місць та приміщень наприкінці робочого дня. Перед закінченням роботи та закриттям приміщень особа, відповідальна за протипожежний стан приміщення, зобов'язана перевірити протипожежний стан приміщень, вимкнути напругу з усіх електроустановок та електроприладів (вимірювальних, електронно-обчислювальних, паяльників, кондиціонерів, вентиляторів, радіоприймачів, комп'ютерів тощо), а також з мереж їх живлення. Закрити вікна, кватирки. Виявлені порушення правил пожежної безпеки потрібно усунути до зачинення приміщень.
- Навчання. На будь-якому підприємстві потрібно регулярно проводити інструктажі з пожежної безпеки та практичні тренування.[10]

5.4 Висновки до розділу V

1. В цьому розділі було аналізовано умови праці при геологорозвідувальних роботах, які мають забезпечити безпеку працівників.
2. Сформульовано основні організаційні та технічні заходи виробничої санітарії на підприємстві
3. Охарактеризовано основні заходи техніки безпеки при бурінні та вимоги протипожежного режиму.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

На основі аналізу геолого-промислових та геофізичних матеріалів по свердловинах, найновіших сейсмічних досліджень, проаналізовано геологічну будову Лелівського родовища, за результатами аналіз можна зробити наступні висновки:

- продуктивні горизонти С-4 та С-5 серпуховського ярусу представлені чергуванням пластів пісковиків, глинистих пісковиків, алевролітів та аргілітів;
- флюїдотриви складені непроникними породами - аргіліти та глинисті дрібнозернисті алевроліти;
- тип покладів пластовий, присклепінний, тектонічно екранований;
- коефіцієнт видобутку нафти складає 0,026 – 0,277;
- очікуються надходження до бюджетів та державних цільових фондів в сумі 2230866,65 тис. грн
- продуктивні горизонти С-4 і С-5 мають початкові запаси нафти горизонту С-4 та С-5 – 469 тис.т, видобувні – 303 тис.т категорії С₁ (код класу 111+221). Початкові запаси розчиненого газу горизонту С-4 та С-5 складають: загальні – 63 млн м³, видобувні – 28 млн м³ категорії С₁ (код класу 111+221).

Для забезпечення охорони навколишнього природного середовища та безпечного використання надр в проєкті викладено ряд заходів спрямованих на проведення робіт з дотриманням природоохоронного законодавства.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Проект дослідно-промислової розробки горизонтів С-4 та С-5 Лелівського нафтогазоконденсатного родовища. Управління гідродинамічного моделювання родовищ ВАТ “Укрнафта”, 2009.
- 2 Звіт про виконання комплексної інтерпретації геолого-геофізичної інформації на базі переробки та переінтерпретації сейсмічних матеріалів на Турутинсько-Рогинцівській площі в північно-західній частині ДДЗ. Лисинчук В.М. ДГП Укргеофізика, Київ, 2009.
- 3 Звіт про типове дослідження пластової нафти із свердловини 31 – Лелівська. В.М. Свягла. НДПІ ВАТ “Укрнафта”. Івано-Франківськ, 2008
- 4 Звіт про типове дослідження пластової нафти із свердловини 125 – Лелівська. В.М. Свягла. НДПІ ВАТ “Укрнафта”. Івано-Франківськ, 2008
- 5 Звіт про типове дослідження пластової нафти із свердловини 133 –Лелівська. В.М. Свягла. НДПІ ВАТ “Укрнафта”. Івано-Франківськ, 2008
- 6 Звіт про надання науково-технічних послуг „Інвентаризація джерел викидів забруднюючих речовин в та розробка документів, що обґрунтовують обсяги викидів в атмосферне повітря стаціонарними джерелами НГВУ „Охтирканафтогаз“, наряд-замовлення № 211687, НДПІ ВАТ “Укрнафта”, відпов. викон. В.Процький, Івано-Франківськ, 2008.
- 7 Звіт про надання науково-технічних послуг „Інвентаризація джерел викидів забруднюючих речовин в та розробка документів, що обґрунтовують обсяги викидів в атмосферне повітря стаціонарними джерелами НГВУ “Охтирканафтогаз”, наряд-замовлення № 210496, НДПІ ВАТ “Укрнафта”, відпов. викон. Л.Костюк, Івано-Франківськ, 2010.
- 8 Звіт про надання науково-технічних послуг „Контроль дотримання нормативів гранично-допустимих викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від стаціонарних джерел у відповідності вимог дозволів на викиди з проведенням обстеження технічного стану та визначенню ефективності роботи ГОУ з складенням актів“, наряд-

- замовлення № 210402, НДПІ ВАТ „Укрнафта“, відпов. викон. Л.Костюк, Івано-Франківськ, 2010..
- 9 Звіт про надання науково-технічних послуг „Проведення гідрохімічного моніторингу стану підземних, поверхневих вод в межах впливу об’єктів НГВУ “Охтирканафтогаз” (заклучний) // наряд-замовлення № 210405, відп. виконавець Грабович О.Ю., НДПІ ВАТ “Укрнафта”, Івано-Франківськ, 2010.
- 10 Голінько В.І., Безщасний О.В. Охорона праці при геологорозвідувальних роботах. навч. посіб. – Д.: Національний гірничий університет, 2012
- 11 Рубан С.А., Шинкаревський М.А. Гідрогеологічні оцінки та прогнози режиму підземних вод України. Держкомприроди України, УкрДГРІ, Дніпропетровське відділення. К., 2005.
- 12 Стратиграфія УРСР. Т.5. Карбон. Під ред. Д.Е. Айзенверга. – “Наукова думка”, Київ, 406 с.
- 13 Вивчення фізичних властивостей порід-колекторів із свердловин Прилуцького НПР. Й.Г.Пилип НДПІ ВАТ "Укрнафта". Івано-Франківськ, 2009
- 14 СТП 320.00147631.017-2003 Порядок проведення лабораторних експериментів. Зняття кривих капілярних тисків на ртутному поромірі ПВТ-1
- 15 Створення цифрового варіанту інтерпретаційних моделей та петрофізичних залежностей для теригенних відкладів ДДЗ: Звіт про НДР: В.Д. Косаченко та інші. – К.: УкрДГРІ, 2007., кн І., – 204 с.
- 16 ДБН А.2.2-1-2003 “Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд. Основні положення”.
- 17 СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 “Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час споруджування свердловин на нафту та газ”.
- 18 Методичні рекомендації щодо структури і змісту розділів ТЕО з

екологічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів нафти і газу. Київ, 2009. – 24с. (Державна комісія України по запасах корисних копалин).

Геоморфологічна будова Сумської області: Методичні вказівки для 19 студентів природничо-географічного факультету / Укл. А.О. Корнус, В.В. Чайка. – Суми: СумДПУ ім. А.С.Макаренка, 2006. – 34 с.

20 ВБН В.2.4-00013741-001:2008 “Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення”.

21 Інструкції з планування, обліку і калькулювання собівартості видобутку нафти і газу від 01.01.2007 р.

22 Податковий кодекс України (№ 2755-VI від 2.12.2010 р.)

23 Методика визначення вартості запасів і ресурсів корисних копалин родовища або ділянки надр, що надаються у користування, затверджена КМУ від 25.08.2004 № 1117.

24 Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу, затверджене ДКЗ України від 27.11.2006 № 316.

25 Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу ДКЗ України. – Київ, 1998.