

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**

КАФЕДРА НАФТОГАЗОВОЇ ІНЖЕНЕРІЇ І ТЕХНОЛОГІЙ

Пояснювальна записка

до дипломної роботи
першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

на тему

**«СТАН ПРОМИСЛОВОЇ РОЗРОБКИ ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН
ЛУКВИНСЬКОГО ГАЗОНАФТОВОГО РОДОВИЩА»**

Виконав: студент 4 курсу,
групи НІТ 2022-2
спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Шпарага А.О.
(прізвище та ініціали)

Керівник: Наливайко О.І
(прізвище та ініціали)

Рецензент: Ромашко О.В.
(прізвище та ініціали)

Харків – 2026 року

Спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології»



«17» 06_2026 p.

(прізвище, ім'я, по батькові)

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

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно зробити). Розділ 1. Геологічна частина: нові дані про геологічну будову та геолого-фізичну характеристику родовища, загальні відомості про родовище та історія його розробки, стратиграфія, тектоніка, нафтогазоносність та видобуток, колекторські властивості продуктивних горизонтів, фізико-хімічні властивості нафти. Розділ 2. Поточний стан розробки та свердловин (експлуатаційний фонд): теоретичні основи та проблематика розробки пов'язані зі неоднорідністю продуктивних пластів, обводненням свердловин та природним виснаженням запасів: характеристика нафт, причини та механізми обводненням свердловин, існуючі методи боротьби з обводненням свердловин. Розділ 3. Аналіз проведених заходів з інтенсифікації (наприклад, гідророзриви пластів, колтубінгові операції). Розділ 4. Стан виконання

проектних рішень – спрямовані на стабілізацію видобутку, запобігання падінню пластового тиску та інтенсифікацію роботи діючого фонду свердловин. Розділ 5. Охорона праці та навколишнього середовища: загальні питання охорони праці, охорона праці управління підприємства, промислова санітарія, засоби захисту, електро-безпека, пожежна безпека, охорона праці навколишнього середовища.

5. Презентація Луквинського газонафтового родовища. – _____ слайд: карта поточних відборів рідини покладу еоценових відкладів станом на 01.01.2023 р. карта накопичених відборів рідини покладу еоценових відкладів станом на 01.01.2023 р., принципова схема ГУ «Луква», структурна схема збору продукції Луквинського нафтогазоконсатного родовища тощо.

Більше актуальної інформації про поточні виробничі показники та плани буріння розміщені на офіційному ресурсі ПАТ «Укрнафта».

6. Консультанти розділів роботи

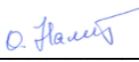
Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Технологічна частина	доц. Наливайко О. І.		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	доц. Абракітов В.Е..		

Дата видачі завдання «___» _____ 20__ р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на кваліфікаційну роботу	25.05.2026 р.	
2	Розробка геолого-промислової та технологічної частини	26.05.2026 р.- 06.2026 р.	
3	Розробка презентаційного матеріалу	06.2026 р.	
4	Попередній захист дипломної роботи	06.2026 р.	
5	Рецензування дипломної роботи	06.2026 р.	
6	Здача закінченої дипломної роботи в ДЕК	06.2026 р.	

Студент  Шпарага А.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи  Наливайко О.І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Дипломна робота на тему **«Стан промислової розробки видобувних свердловин Луквинського газонафтового родовища»** виконана на основі самостійного аналізу геолого-промислових матеріалів, технічної документації, нормативних джерел і фактичних показників роботи родовища. Під час виконання цієї роботи було опрацьовано матеріали ПАТ «Укрнафта», проєктні документи щодо розробки родовища, результати геофізичних досліджень свердловин, а також статистичні дані з видобутку нафти і газу. У роботі досліджено сучасний стан Луквинського газонафтового родовища, яке входить до складу Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та розташоване на території Івано-Франківської області. Це родовище характеризується складною геологічною будовою, значною кількістю продуктивних горизонтів і тривалим періодом промислової експлуатації.

У процесі виконання дипломної роботи було проаналізовано геологічну структуру родовища, історію його розробки, а також фізико-хімічні властивості нафти, що тут добувається. На основі фактичних матеріалів проведено аналіз поточного стану розробки родовища і встановлено, що родовище наразі перебуває на завершальній стадії розробки, що характеризується високим виснаженням запасів і значним обводненням свердловин. Також проаналізовано причини та механізми обводнення свердловин, а також існуючі методи боротьби з обводненням. Охарактеризовано аналіз обводнення свердловин родовища за діагностичним графіком Чанга.

У роботі розглянуто аналіз проведених заходів з інтенсифікації роботи свердловин родовища, зокрема гідророзриви пластів та колтбінгові операції. Під час написання дипломної роботи самостійно виконано порівняння методів з інтенсифікації роботи свердловин на завершальній стадії розробки, зокрема гідророзривів пластів і соляно-кислотної обробки, і визначено причини відхилень в успішності щодо здійснення цих методів.

За результатами проведеного аналізу запропоновано рекомендації щодо покращення ефективності розробки Луквинського газонафтового родовища, зокрема запропоновано заходи зі стабілізації видобутку, запобігання падінню пластового тиску та інтенсифікації роботи діючого фонду свердловин. Практичне значення роботи полягає у можливості використання отриманих результатів для підвищення ефективності експлуатації свердловин, покращення технологічних показників розробки родовища та забезпечення більш раціонального використання запасів нафти і газу.

Ключові слова: Луквинське газонафтове родовище, свердловина, нафта, газ, пласт, видобуток, запаси, розробка, пластовий тиск, інтенсифікація роботи свердловин, ПАТ «Укрнафта».

ABSTRACT

The diploma work on the topic «*The state of industrial development of extraction wells of the Lukvynske Oil and Gas Field*» was made on the basis of an independent analysis of geological and industrial materials, technical documentation, regulatory sources and actual indicators of the field's operation. During the execution of this work, the materials of PJSC «Ukrnafta», project documents on field development, results of geophysical research of wells, as well as statistical data on oil and gas production were processed. The work examines the current state of the Lukvynske Oil and Gas Field, which is part of the Boryslav-Pokut zone of the Pre-Carpathian depression and is located in the Ivano-Frankivsk region. This deposit is characterized by a complex geological structure, a significant number of productive horizons and a long period of industrial exploitation.

The geological structure of the deposit, the history of its development, as well as the physical and chemical properties of the oil produced here were analyzed in the course of the thesis. On the basis of factual materials, an analysis of the current state of development of the field was carried out and it was established that the field is currently at the final stage of development, which is characterized by high depletion of reserves and significant watering of wells. Also analyzed are the causes and mechanisms of flooding of wells, as well as the existing methods of combating flooding. The analysis of the well waterlogging of the field according to the Chang diagnostic schedule is characterized.

The paper considers the analysis of the measures taken to intensify the work of the wells of the field, in particular hydraulic fracturing of formations and coiled tubing operations. During the writing of the thesis, a comparison of methods for intensification of well work at the final stage of development, in particular hydraulic fracturing and salt-acid treatment, was independently performed, and the reasons for deviations in the success of these methods were determined.

Based on the results of the analysis, recommendations were proposed to improve the efficiency of development of the Lukvynske Oil and Gas Field, in particular, measures were proposed to stabilize production, prevent a drop in formation pressure, and intensify the work of the existing well fund. The practical significance of the work lies in the possibility of using the obtained results to increase the efficiency of well operation, improve the technological indicators of field development and ensure more rational use of oil and gas reserves.

Keywords: Lukvynske Oil and Gas Field, well, oil, gas, formation, production, reserves, development, formation pressure, intensification of well work, PJSC «Ukrnafta».

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	8
ВСТУП.....	9
1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	12
1.1 Нові дані про геологічну будову та геолого-фізичну характеристику родовища.....	12
1.2 Загальні відомості про родовище та історія його розробки ..	14
1.3 Стратиграфія, тектоніка, нафтогазоносність та видобуток ..	17
1.4 Колекторські властивості продуктивних горизонтів.....	22
1.5 Фізико-хімічні властивості нафти.....	23
ВИСНОВОК ДО РОЗДІЛУ 1	27
2. ПОТОЧНИЙ СТАН РОЗРОБКИ ТА СВЕРДЛОВИН (ЕКСПЛУАТАЦІЙНИЙ ФОНД).....	29
2.1 Теоретичні основи та проблематика розробки, пов'язані із неоднорідністю продуктивних пластів, обводненням свердловин та природним виснаженням запасів.....	29
2.1.1 Характеристика нафти	30
2.1.2 Причини та механізми обводнення свердловин.....	33
2.1.3 Існуючі методи боротьби з обводненням свердловин	37
ВИСНОВОК ДО РОЗДІЛУ 2.....	40
3. АНАЛІЗ ПРОВЕДЕНИХ ЗАХОДІВ З ІНТЕНСИФІКАЦІЇ	42
3.1 Гідророзриви пластів.....	42
3.2 Колтубінгові операції.....	46
3.3 Збір і підготовка нафти та газу	47
ВИСНОВОК ДО РОЗДІЛУ 3.....	55
4. СТАН ВИКОНАННЯ ПРОЕКТНИХ РІШЕНЬ.....	57
4.1 Стабілізація видобутку.....	57

4.2	Запобігання падінню пластового тиску	59
4.3	Інтенсифікація роботи діючого фонду свердловин	61
	ВИСНОВОК ДО РОЗДІЛУ 4	66
5.	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	68
5.1	Постановка завдання	68
5.2	Експлуатаційні особливості систем тепло- і газопостачання та технологічних процесів	68
5.2.1	Особливості експлуатації видобувних свердловин	68
5.2.2	Технологічний процес видобутку газу і нафти	69
5.3	Аналіз умов праці та виявлення небезпечних і шкідливих виробничих факторів	69
5.3.1	Класифікація небезпечних і шкідливих виробничих факторів	69
5.3.2	Перелік НШВФ для видобувних свердловин Луквинського газонафтового родовища	70
5.4	Організаційні та технічні заходи з охорони праці	71
5.4.1	Загальний перелік заходів	71
5.4.2	Детальне інженерне обґрунтування заходу №1: Система моніторингу сірководню	72
5.4.3	Детальне інженерне обґрунтування заходу №9: Розрахунок необхідної кількості вогнегасників	73
5.5	Санітарно-гігієнічні умови праці	74
5.6	Пожежна та вибухова безпека об'єкта	74
5.6.1	Небезпечні фактори пожежі	74
5.6.2	Система запобігання пожежі	75
5.6.3	Система протипожежного захисту	75
5.7	Безпека в надзвичайних ситуаціях	76
5.7.1	Актуальність, терміни й поняття, класифікація надзвичайних ситуацій	76
5.7.2	Заходи щодо попередження виникнення НС для конкретного об'єкта	77
5.7.3	Заходи попередження й ліквідації наслідків НС	77
5.7.4	Рятувальні роботи при ліквідації наслідків НС	78

5.7.5 Перша долікарська допомога	78
ВИСНОВОК ДО РОЗДІЛУ 5	79
ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК	80
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	84

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВВ – вуглеводні;
 ВДНГС – Відділ дослідження нафтових і газових свердловин;
 ВНК – водонафтові контакти;
 ГРП – гідророзрив пласта;
 ГЗУ – групові замірні установки;
 ГПЗ – газопереробний завод;
 ГТЗ – газотранспортна система;
 ГТУ – газотурбінна установка;
 ГУ – групові установки;
 ДБН – Державні будівельні норми;
 ДПЕ – дослідно-промислова експлуатація;
 ЕЦН – електроприводний відцентровий насос;
 ІТП – істинна точка кипіння;
 МВХ-РНП – метод відбитих хвиль (МВХ) у поєднанні з реєстрацією на поздовжніх профілях (РНП);
 МЛ-1 – верхньоменілітовий горизонт;

МЛ-2 – нижньоменілітовий горизонт;
 НАПБ – Нормативні акти з пожежної безпеки;
 НГВУ – нафтогазовидобувне управління;
 НС – надзвичайні ситуації;
 НШВФ – небезпечні та шкідливі виробничі фактори;
 ПАР – поверхнево-активні речовини;
 ПАТ – публічне акціонерне товариство;
 ПГ – пункт газозбірний;
 ПЗП – привибійна зона пласта;
 ППТ – підтримання пластового тиску;
 РВС – резервуар вертикальний сталевий;
 РГС – резервуар горизонтальний сталевий;
 СОУ – Стандарт Організації України;
 СП – свердловина промислова;
 ССБП – система стандартів безпеки праці;
 ТХУ – термохімічна установка;
 ЦНДЛ ВО – Центральна науково-дослідна лабораторія виробничого об'єднання;
 ЦНС – центральна нервова система;
 ШВЛ – штучна вентиляція легень;
 P3D – Pseudo-Three-Dimensional;
 WOR – Water-Oil Ratio (водонафтовий фактор).

ВСТУП

Івано-Франківська область розташована у південно-західній частині України та є одним із найбільш важливих регіонів розвитку нафтогазовидобувної промисловості нашої держави. Серед родовищ вуглеводнів на території цієї області особливо відзначається Луквинське газонафтове родовище, яке розташоване у Рожнятівському районі Івано-Франківської області на відстані 16 км від м. Рожнятів. Воно характеризується значними запасами та високою якістю вуглеводневої сировини.

Вивчення території Луквинського газонафтового родовища розпочалося у період 1947–1949 рр. у процесі креліусного буріння, за допомогою якого було досліджено склепінну частину Луквинської структури по покрівлі менілітової світи олігоцену. У період 1961–1965 рр. тут були виконані геологічні зйомки масштабу 1:25000 та 1:50000, а у 1971 і 1974 рр. – сейсморозвідувальні роботи MBX-РНП, за результатами яких було уточнено будову структури. За створеною моделлю, за якою перспективи

нафтогазоносності пов'язувалися з тектонічно екранованою пасткою на північно-західній перикліналі структури, тут у 1976 р. було розпочато пошукове буріння. У 1977 р. при випробуванні у свердловині 1 відкладів еоцену (інт. 1436–1670 м) було одержано приплив нафти у кількості 26,4 т/добу через діафрагму діаметром 8 мм при пластовому тиску 16,4 (на глибині 1520 м), буферному – 7,4 і затрубному – 10 МПа. Згодом у тій самій свердловині з менілітової світи (інт. 1223–1290 м) було отримано нафту з дебітом 155,5 т/добу через діафрагму діаметром 12 мм при пластовому тиску 14,7 МПа (на глибині 1274 м), а у верхній частині світи була виявлена газова шапка. У 1978 р. було відкрито скупчення газу у верхній частині менілітової світи південного блока родовища, а також розпочалися процеси з дослідно-промислової експлуатації покладів і буріння випереджаючих експлуатаційних свердловин. Всього було пробурено 12 пошукових і розвідувальних, а також 10 випереджаючих експлуатаційних свердловин.

Саме відкриття та подальша розробка Луквинського газонафтового родовища стала основою формування нафтогазовидобувної галузі Івано-Франківської області та посприяла розвитку паливно-енергетичного комплексу України. З родовища було видобуто 539,3 тис. т нафти і 235,3 млн м³ попутного газу. Було відібрано 36,76% початкових видобувних запасів нафти.

У перші роки при експлуатації трьох свердловин видобуток нафти був стабільним, але з 1980 р. при п'яти свердловинах він зменшується, що зумовлено головним чином зниженням градієнта тиску по лінії контур-свердловина. Однак незважаючи на вищезазначене нафтогазова галузь Івано-Франківської області й надалі залишається важливою складовою енергетичного сектору нашої країни.

У 1985 р. за участю ЦНДЛ ВО «Укрнафта» була складена технологічна схема розробки, відповідно до якої у 1988 р. передбачалося розпочати підтримання пластового тиску (ППТ) шляхом закачування гарячої води. Однак зниження пластового тиску у покладі та прояви ознак режиму розчиненого газу змусили вдатися до ППТ раніше. Першою для цього була використана свердловина 25 (лютий 1987 р.). У подальшому кількість нагнітальних свердловин збільшується до семи (станом на 1.01.1994 р.). Гаряча вода закачується через 2 свердловини, які введені в експлуатацію у період 1992–1993 рр. і привибійна зона яких ще не була промита водою. На п'яти свердловинах нагнітають холодну воду після певних об'ємів гарячої. Річний об'єм закачування був доведений до 150,0 тис. м³. Пластовий тиск стабілізувався на рівні 10,4–10,6 МПа. Обводнення продукції у цілому по родовищу не перевищує 8,5%. Розробка ведеться у 37 свердловинах, дві з яких дренують поклади нафти МЛ-1 та еоценовий горизонт, а 35 видобувних і 7 нагнітальних свердловин були задіяні на основний об'єкт розробки – поклад МЛ-2.

У цій дипломній роботі розглядається Луквинське газонафтове родовище яке є одним із об'єктів розробки ПАТ «Укрнафта». У тектонічному відношенні воно знаходиться у другому ярусі складок центральної частини Бориславсько-Покутської зони.

Під час виконання роботи мною було самостійно опрацьовано нові дані про геологічну будову та геолого-фізичну характеристику Луквинського газонафтового родовища, а також про загальні відомості про родовище та історію його розробки, стратиграфію, тектоніку, нафтогазоносність та видобуток, колекторські властивості продуктивних горизонтів і фізико-хімічні властивості нафти, що видобувається на цьому родовищі. У процесі написання дипломної роботи було проаналізовано поточний стан розробки та свердловин (тобто експлуатаційний фонд), а саме було досліджено теоретичні основи та проблематику розробки, що пов'язані із неоднорідністю продуктивних пластів, обводненням свердловин та природним виснаженням запасів, зокрема було надано характеристику нафтам, причинам та механізмам обводнення свердловин, а також існуючим методам боротьби з обводненням свердловин. Виконано аналіз проведених заходів з інтенсифікації, що, наприклад, пов'язані з гідророзривами пластів і колтюбінговими операціями. Визначено стан виконання проектних рішень, спрямованих на стабілізацію видобутку, запобігання падінню пластового тиску та інтенсифікацію роботи діючого фонду свердловин. Крім того, у роботі було розглянуто охорону праці та навколишнього середовища, зокрема особливу увагу приділено загальним питанням охорони праці, дослідженню охорони праці управління підприємства, визначенню охорони праці навколишнього середовища. Окрім цього у роботі було розглянуто промислову санітарію і засоби захисту, а також проаналізовано електробезпеку і пожежну безпеку та оцінено перспективи подальшої експлуатації родовища.

Актуальність теми дипломної роботи полягає у необхідності щодо підвищення ефективності використання залишкових запасів вуглеводнів Луквинського газонафтового родовища, а також удосконалення технологічних процесів видобутку та забезпечення стабільної роботи нафтогазовидобувних підприємств в умовах поступового виснаження родовища. Отримані результати можуть бути використані для покращення технологічних показників розробки Луквинського газонафтового родовища, підвищення ефективності роботи свердловин та більш раціонального використання мінерально-сировинної бази України.

1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Нові дані про геологічну будову та геолого-фізичну характеристику родовища

У геологічній будові структури Луквинського газонафтового родовища беруть участь флішеві утворення верхньої крейди (стрийська світа), палеоцену, еоцену (манявська, вигодська, бистрицька світи), олігоцену (менілітова світа) та моласові породи міоцену (поляницька світа) [1,2].

На рисунку 1.1 показано математичну модель геологічної структури Луквинського газонафтового родовища.

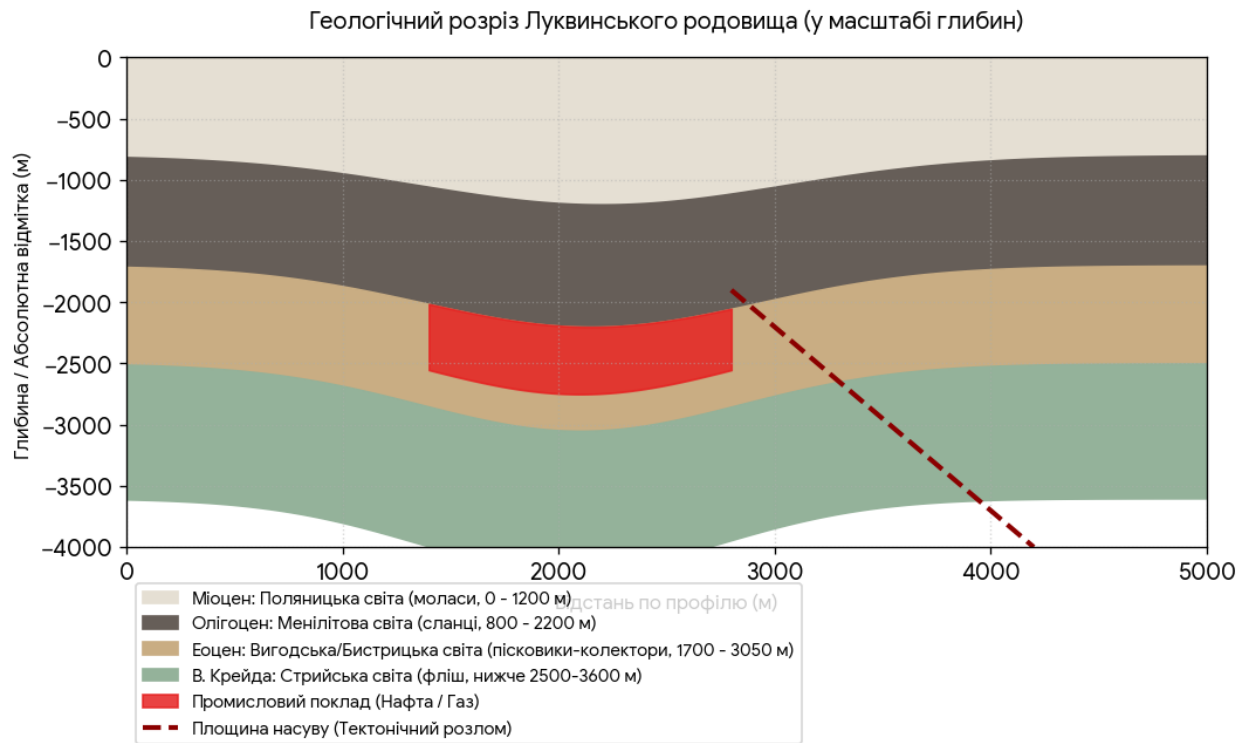


Рисунок 1.1 – Математична модель геологічної структури Луквинського газонафтового родовища

Згідно з рисунком 1.1, геологічна структура Луквинського газонафтового родовища представлена окремими пластами, які вигинаються, створюючи замкнену пастку під непроникним екраном. При цьому можна виділити такі складові:

1. Екран (менілітова світа) – представлений темною товщею бітумінозних глинистих сланців, що є пластичною, легко зминається у складки та слугує непроникною покривкою.

2. Колектор (вигодська світа) – представляє собою щільні масивні пісковики під менілітовою світою, і саме в їхньому склепінні (позначено червоним кольором на рисунку 1.1) накопичується нафта і газ.

3. Тектонічний розлом – темно-червона пунктирна лінія на рисунку 1.1 показує площину, вздовж якої вся піднята структура родовища насувається на сусідні міоценові пласти прогину, додатково запечатуючи поклади.

Геолого-фізичну характеристику нафтогазових покладів Луквинського газонафтового родовища наведено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Геолого-фізична характеристика нафтогазових покладів Луквинського газонафтового родовища [1]

Гори- зонт	Глиби- на заля- гання	Тип флюїду	Висо- та покла- ду, м	Режим покладу	Рахун- кова пористі- сть	Проник- ність колек- тора, 10 ⁻	Почат- ковий пласто- вий тиск	Плас- това темпе- ратура,
---------------	--------------------------------	---------------	--------------------------------	------------------	-----------------------------------	---	--	------------------------------------

	покрів- лі, м					³ мкм ²	(МПа)	К
Північна ділянка								
МЛ-1	1009	Вільний газ, нафта, розчинений газ	127	Газової шапки, пружний та розчиненого газу	0,096	1,7–1,8	13,1 (на глибині 1140 м)	306
МЛ-2	1200	Нафта, розчинений газ	329		0,138	0,9–9,2	15,4 (на глибині 1347 м)	312,5
P ₂	1436		426		0,103	4,0	19,6 (на глибині 1755 м)	318,3
Центральна ділянка								
МЛ-1	1125		76		0,108	0,4–2,2		308,3
МЛ-2	1384		153		0,123	1,2		318,4
Південна ділянка								
МЛ-1	1067	Вільний газ	82	Газовий	0,105	5,9–7,4	12,5 (на глибині 1050 м)	306,8
МЛ-2	1343	Нафта, розчинений газ	195	Пружний та розчиненого газу	0,130	0,6–150,0		314,1

Згідно з таблицею 1.1, найперспективнішими є такі два горизонти на різних ділянках Луквинського газонафтового родовища, як P₂ на Північній ділянці та МЛ-2 на Південній ділянці. Горизонт P₂ на Північній ділянці характеризується висотою покладу 426 м, що становить абсолютний максимум серед усіх ділянок, а також проникність колектора складає $4,0 \cdot 10^{-3}$ мкм², що так само становить високе та стабільне значення. Горизонт МЛ-2 на Південній ділянці характеризується висотою покладу 195 м, що визначає значну потужність пласта, проникність колектора при цьому складає від 0,6 до $150,0 \cdot 10^{-3}$ мкм², і верхня межа є найвищим показником, що вказує на наявність зон із надзвичайно високою провідністю колектора, натомість рахункова пористість становить 0,130, що є одним із найкращих показників ємності.

1.2 Загальні відомості про родовище та історія його розробки

Луквинське газонафтове родовище розташоване у Рожнятівському районі Івано-Франківської області на відстані 16 км від м. Рожнятів. У тектонічному відношенні воно знаходиться у другому ярусі складок центральної частини Бориславсько-Покутської зони [1].

Оглядова карта розташування території Луквинського газонафтового родовища показана на рисунку 1.2.

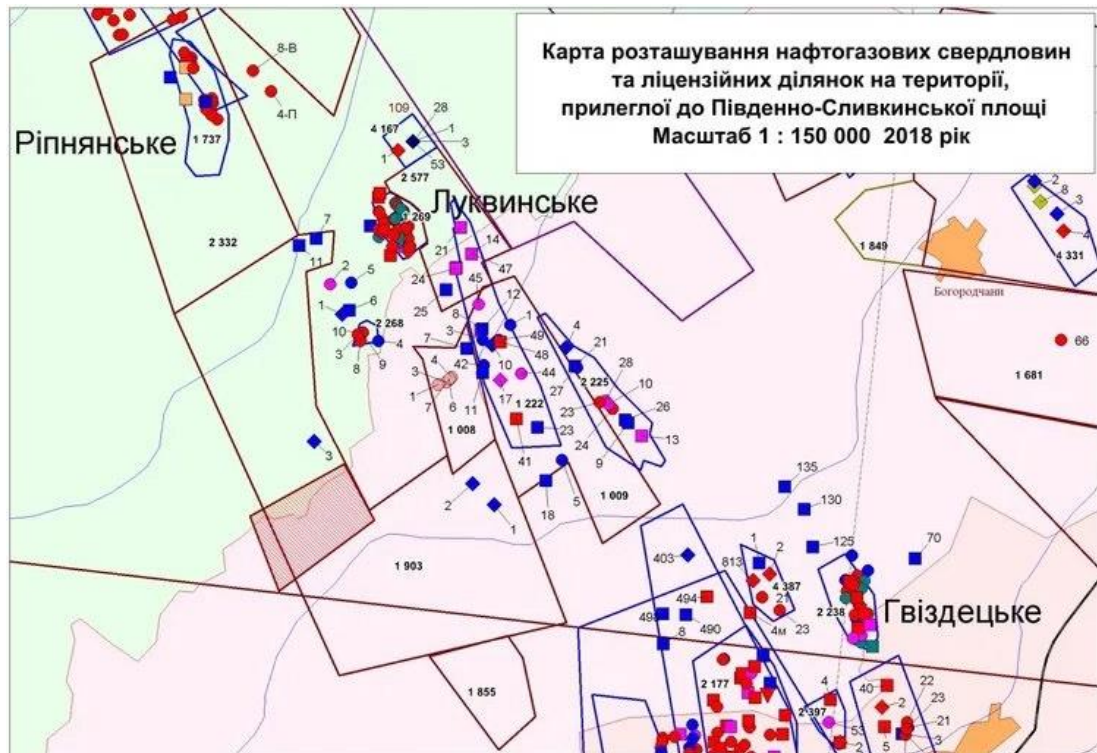


Рисунок 1.2 – Оглядова карта району розташування Луквинського газонафтового родовища

Вивчення території Луквинського газонафтового родовища розпочалося у період 1947–1949 рр. у процесі креліусного буріння, за допомогою якого було досліджено склепінну частину Луквинської структури по покрівлі менілітової світи олігоцену. У період 1961–1965 рр. тут були виконані геологічні зйомки масштабу 1:25000 та 1:50000, а у 1971 і 1974 рр. – сейсморозвідувальні роботи МВХ-РНП, за результатами яких було уточнено будову структури. За створеною моделлю, за якою перспективи нафтогазоносності пов'язувалися з тектонічно екранованою пасткою на північно-західній перикліналі структури, тут у 1976 р. було розпочато пошукове буріння. У 1977 р. при випробуванні у свердловині 1 відкладів еоцену (інт. 1436–1670 м) було одержано приплив нафти у кількості 26,4 т/добу через діафрагму діаметром 8 мм при пластовому тиску 16,4 (на глибині 1520 м), буферному – 7,4 і затрубному – 10 МПа. Згодом у тій самій свердловині з менілітової світи (інт. 1223–1290 м) було отримано нафту з дебітом 155,5 т/добу через діафрагму діаметром 12 мм при пластовому тиску 14,7 МПа (на глибині 1274 м), а у верхній частині світи була виявлена газова шапка. У 1978 р. було відкрито скупчення газу у верхній частині менілітової світи південного блока родовища, а також розпочалися процеси з дослідно-промислової експлуатації покладів і буріння випереджаючих

експлуатаційних свердловин. Всього було пробурено 12 пошукових і розвідувальних, а також 10 випереджаючих експлуатаційних свердловин. Запаси були підраховані у 1981 р. [1,3,4].

У розробці, яку було розпочато у 1978 р., поклади нафти верхньоменілітового горизонту (МЛ-1) та еоценового мали другорядне значення. Величина їхніх запасів становить 2–3% від запасів родовища. Основним об'єктом розробки є поклад нижньоменілітового горизонту (МЛ-2), нафти якого характеризуються високим вмістом парафіну та силікагелевих смол. Температура застигання парафіну є близькою до пластової [1,3,4].

Розбурювання велося в основному на Північній ділянці. У перші роки при експлуатації трьох свердловин видобуток нафти був стабільним, але з 1980 р. при п'яти свердловинах він зменшується, що зумовлено головним чином зниженням градієнта тиску по лінії контур-свердловина [1,3,4].

У 1985 р. за участю ЦНДЛ ВО «Укрнафта» була складена технологічна схема розробки, відповідно до якої у 1988 р. передбачалося розпочати підтримання пластового тиску (ППТ) шляхом закачування гарячої води. Однак зниження пластового тиску у покладі та прояви ознак режиму розчиненого газу змусили вдатися до ППТ раніше. Першою для цього була використана свердловина 25 (лютий 1987 р.). У подальшому кількість нагнітальних свердловин збільшується до семи (станом на 1.01.1994 р.). Гаряча вода закачується через 2 свердловини, які введені в експлуатацію у період 1992–1993 рр. і привибійна зона яких ще не була промита водою. На п'яти свердловинах нагнітають холодну воду після певних об'ємів гарячої. Річний об'єм закачування був доведений до 150,0 тис. м³. Пластовий тиск стабілізувався на рівні 10,4–10,6 МПа. Обводнення продукції у цілому по родовищу не перевищує 8,5%. Розробка ведеться у 37 свердловинах, дві з яких дренують поклади нафти МЛ-1 та еоценовий горизонт, а 35 видобувних і 7 нагнітальних свердловин були задіяні на основний об'єкт розробки – поклад МЛ-2 [1,3,4].

Хронологічну періодизацію дослідження та розробки Луквинського газонафтового родовища показано на рисунку 1.3.

Хронологічна періодизація дослідження та розробки Луквинського газонафтового родовища



**Рисунок 1.3 – Хронологічна періодизація дослідження та розробки
Луквинського газонафтового родовища**

1.3 Стратиграфія, тектоніка, нафтогазоносність та видобуток

Стратиграфія Луквинського газонафтового родовища (Івано-Франківська область) є типовою для споруд Внутрішньої (Бориславсько-Покутської) зони Передкарпатського прогину. Промислові поклади вуглеводнів родовища зосереджені у теригенних флішових комплексах палеогену [5,6].

На рисунку 1.4 показано карту-схему району розташування Луквинського газонафтового родовища.

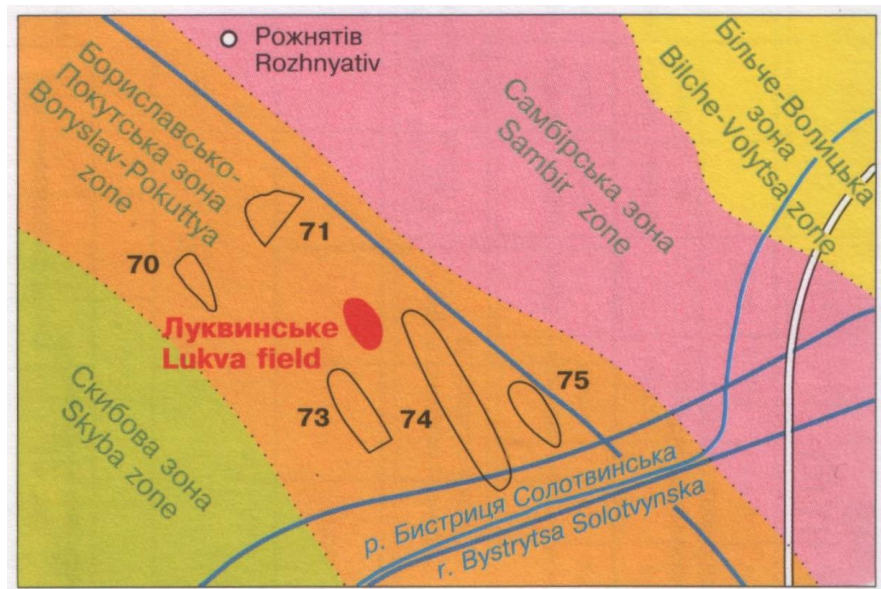


Рисунок 1.4 – Карта-схема району розташування Луквинського газонафтового родовища [1]

Стратиграфічну приналежність нафтогазових покладів Луквинського газонафтового родовища наведено у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Стратиграфічна приналежність нафтогазових покладів Луквинського газонафтового родовища [1]

Вік	Горизонт	Стратиграфічна приналежність
Північна ділянка		
P ₃ ml ₁	МЛ-1	Нижньоменілітова підсвіта (олігоцен)
P ₃ ml ₂	МЛ-2	Нижньоменілітова підсвіта (олігоцен)
P ₂		Еоценові відклади
Центральна ділянка		
P ₃ ml ₁	МЛ-1	Нижньоменілітова підсвіта
P ₃ ml ₂	МЛ-2	Нижньоменілітова підсвіта
Південна ділянка		
P ₃ ml ₁	МЛ-1	Нижньоменілітова підсвіта
P ₃ ml ₂	МЛ-2	Нижньоменілітова підсвіта

Згідно з таблицею 1.2, наскрізною для всього родовища є нижньоменілітова підсвіта олігоцену.

На рисунку 1.5 показано схематичний профіль продуктивних горизонтів Луквинського газонафтового родовища на трьох різних ділянках.

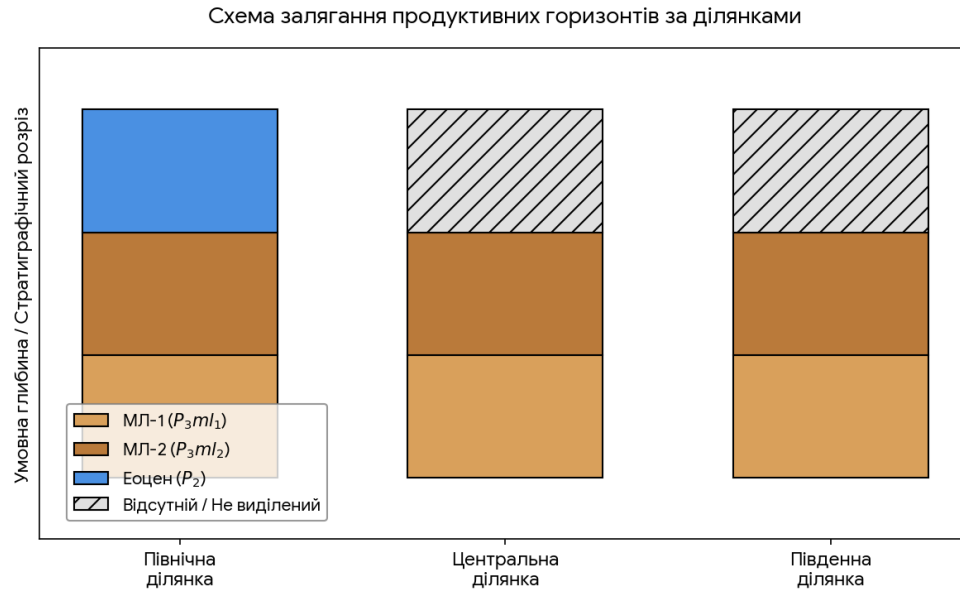


Рисунок 1.5 – Схематичний профіль продуктивних горизонтів Луквинського газонафтового родовища на Північній, Центральній та Південній ділянках

Тектонічна будова Луквинського газонафтового родовища є складною і типовою для покривно-складчастих споруд Карпатського регіону. Вона сформувалася в умовах інтенсивного горизонтального стиснення під час альпійського етапу орогенезу.

На рисунку 1.6 показано геологічні розрізи Луквинського газонафтового родовища по різних лініях.

У той час тектонічні та структурні особливості покладів Луквинського газонафтового родовища наведено у таблиці 1.3.

Згідно з таблицею 1.3, для вивчених покладів Північної та Центральної ділянок Луквинського газонафтового родовища є характерним єдиний генетичний тип пасток. Формування покладів зумовлене поєднанням антиклінального згину пластів (склепінна частина) та їхнього подальшого блокування розривними тектонічними зміщеннями (екранування скидами).

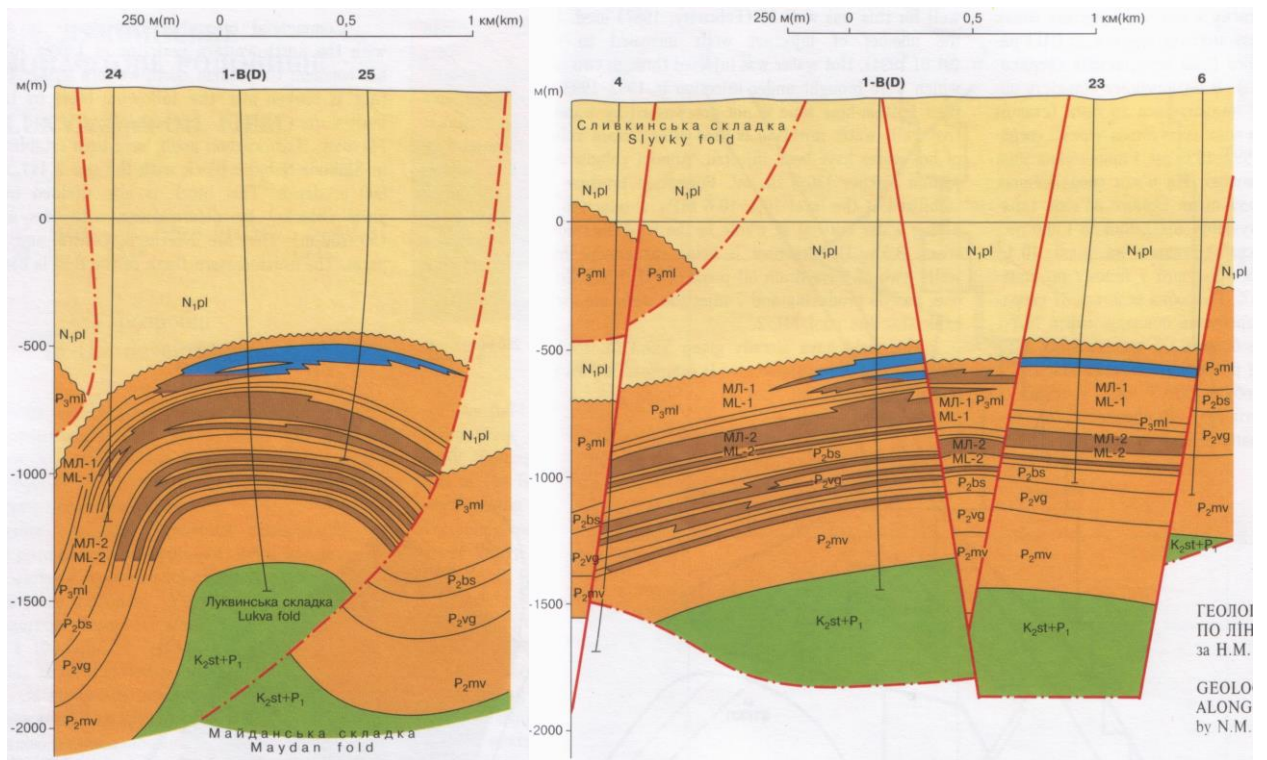


Рисунок 1.6 – Геологічні розрізи Луквинського газонафтового родовища по лінії I-I (зліва) та по лінії II-II (справа) за Н.М. Смирновою, 1981 р. (блакитним кольором відмічено газонафтові поклади) [1]

Таблиця 1.3 – Тектонічні та структурні особливості покладів Луквинського газонафтового родовища [1]

Вік	Горизонт	Тектонічний тип
Північна ділянка		
P _{3ml1}	МЛ-1	Пластовий, склепінний, тектонічно екранований (структура розбита тектонічними порушеннями/скидами, які створюють непроникний екран для флюїдів)
P _{3ml2}	МЛ-2	Пластовий, склепінний, тектонічно екранований
P ₂	P ₂	Пластовий, склепінний, тектонічно екранований
Центральна ділянка		
P _{3ml1}	МЛ-1	Пластовий, склепінний, тектонічно екранований
P _{3ml2}	МЛ-2	Пластовий, склепінний, тектонічно екранований
Південна ділянка		
P _{3ml1}	МЛ-1	—
P _{3ml2}	МЛ-2	—

Промислова нафтогазоносність Луквинського газонафтового родовища пов'язана із північно-західною периклінально Луквинської складки, яка має загальнокарпатське північно-західне простягання. Поперечними скидо-зсувами структура розбита на такі блоки: Небилівський, Слобідсько-

Небилівський та Північно-Майданський. Поклади вуглеводнів виявлені лише у Слобідсько-Небилівському блоці розміром $2,4 \times 1,5$ км і висотою 600 м, який порушеннями меншої амплітуди (50–200 м), у свою чергу, розділений на такі три ділянки (блоки): Північну, Центральну та Південну. Північно-східне крило складки є вузьким і значною мірою зрізаним насувом, а південно-західне – більш широким (рисунок 1.7) [1].

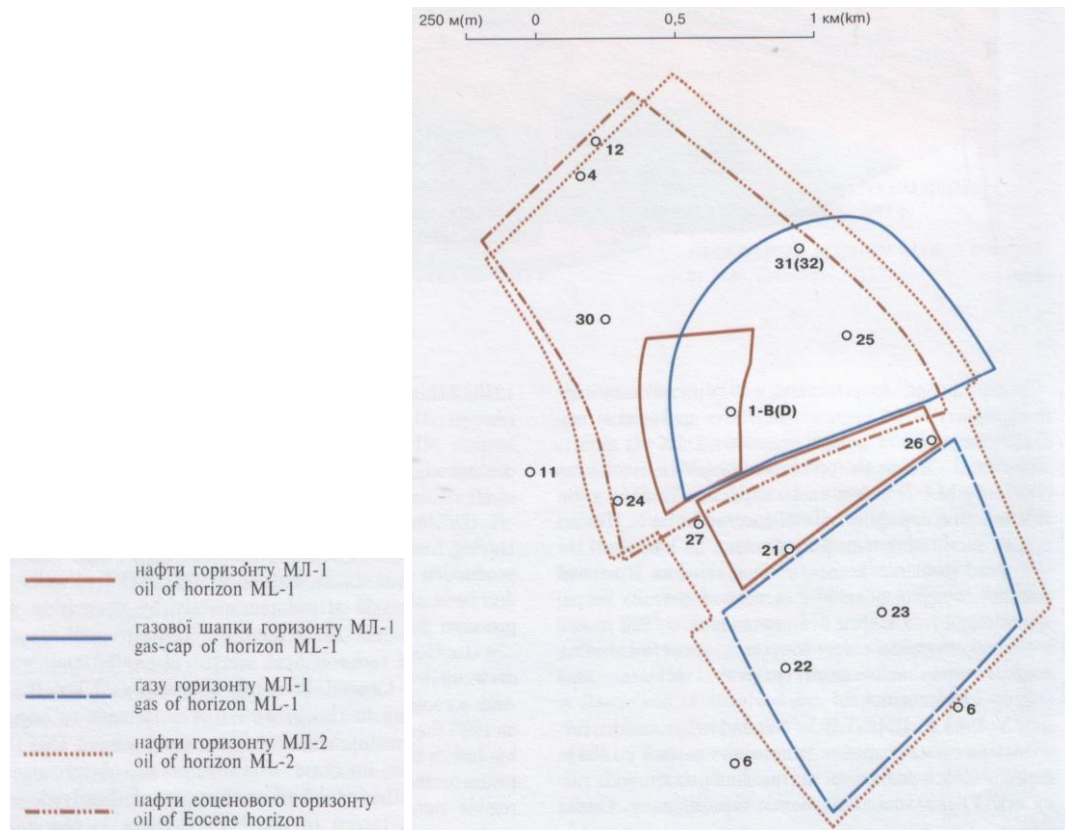


Рисунок 1.7 – Зіставлення контурів покладів Луквинського газонафтового родовища за Н.М. Смирною, 1981 р. [1]

З родовища було видобуто 539,3 тис. т нафти і 235,3 млн м³ попутного газу. Було відібрано 36,76% початкових видобувних запасів нафти [1,3,4].

Основні показники розробки Луквинського газонафтового родовища показано на рисунку 1.8.

Згідно з рисунком 1.8, максимальний річний видобуток нафти (синя ламана лінія) на Луквинському газонафтовому родовищі було досягнуто на самому початку розробки – приблизно у 1980 р. (близько 260–280 тис. т/рік), що було пов'язано із початковим високим пластовим тиском та фонтанним режимом роботи перших свердловин. Однак після 1980 р. спостерігається різке падіння видобутку нафти до 1982 р. (120–130 тис. т/рік), після чого настав період тимчасового підйому видобутку нафти до 1984 р. (240–250 тис. т/рік) завдяки введенню в експлуатацію нових свердловин. Натомість

починаючи з 1984 р., тренд річного видобутку нафти став стабільно спадаючим аж до 1993 р. (30–40 тис. т/рік).

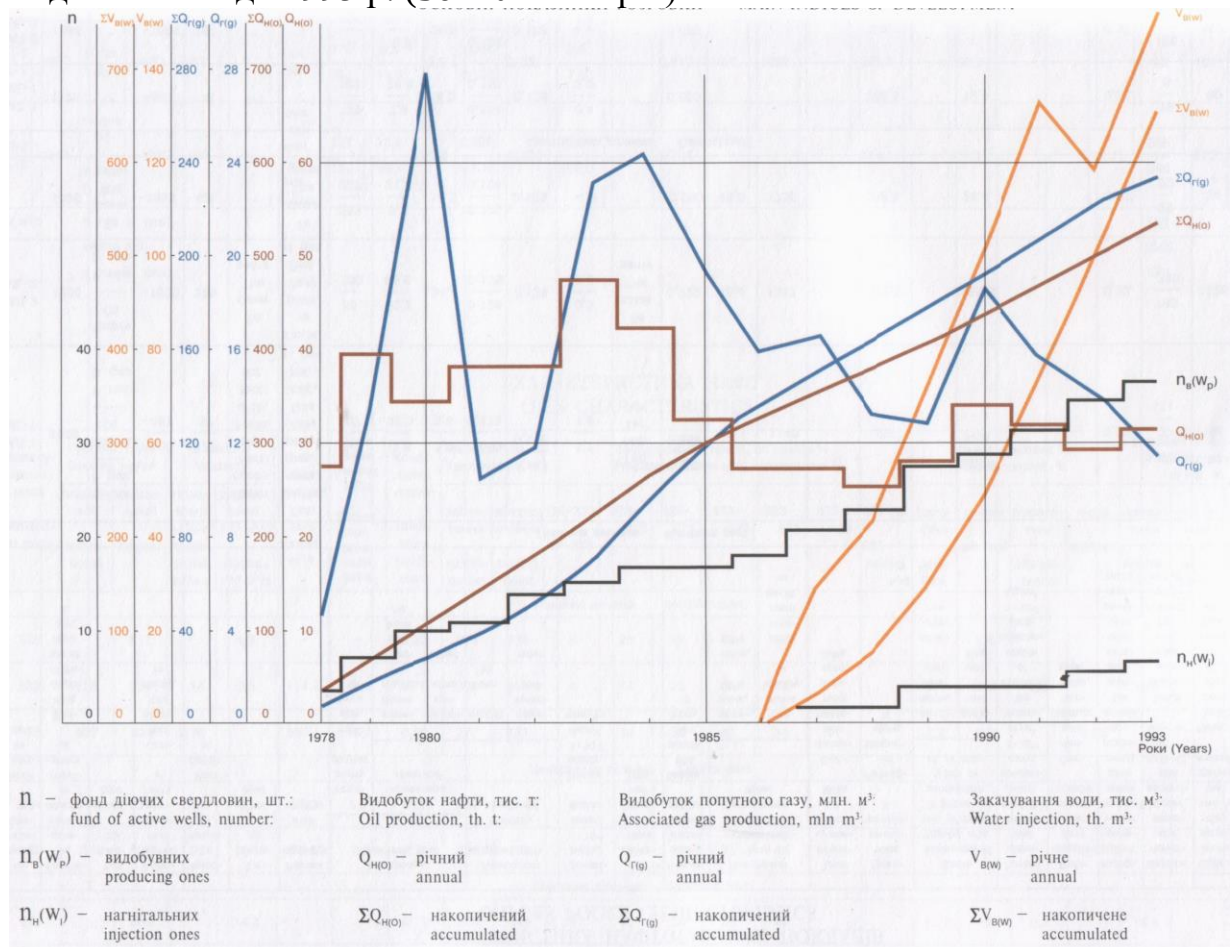


Рисунок 1.8 – Основні показники розробки Луквинського газонафтового родовища [1]

У той час найвищі обсяги видобутку попутного нафтового газу (коричнева ступінчаста лінія) на Луквинському газонафтовому родовищі утримувалися у період 1978–1985 рр. (35–40 млн. м³). Однак після 1985 р. паралельно з падінням видобутку нафти річний видобуток газу почав стрімко та неухильно знижуватися (з 30–33 млн. м³ до 10–15 млн. м³), що свідчить про значне виснаження газоенергетичного потенціалу пласта.

Слід зазначити, що сумарний обсяг вилученого газу (синя пряма лінія, що спрямована вгору) зростає паралельно з накопиченою нафтою, відображаючи загальний видобуток вуглеводнів з надр, оскільки газ є розчиненим у нафті.

1.4 Колекторські властивості продуктивних горизонтів

У розрізі Луквинського газонафтового родовища виділяються такі три продуктивні горизонти: еоценовий (манявська та вигодська світи), нижньоменілітовий (МЛ-2) і верхньоменілітовий (МЛ-1). Горизонт МЛ-2 є

нафтоносним на всіх ділянках. З горизонтом МЛ-1 пов'язані нафтовий поклад із газовою шапкою на Північній, власне нафтовий – на Центральній і газовий – на Південній ділянках. Еоценовий горизонт є нафтоносним лише на Північній ділянці. Поклади містяться у пастках пластового склепінного тектонічно екранованого типу. Колекторами є пісковики (рисунок 1.9) та алевроліти. Режим нафтових скупчень є пружним та містить розчинені гази, а горизонт МЛ-1 Північної ділянки ще містить газову шапку, тоді як Південна ділянка того самого горизонту характеризується газовим режимом [1].

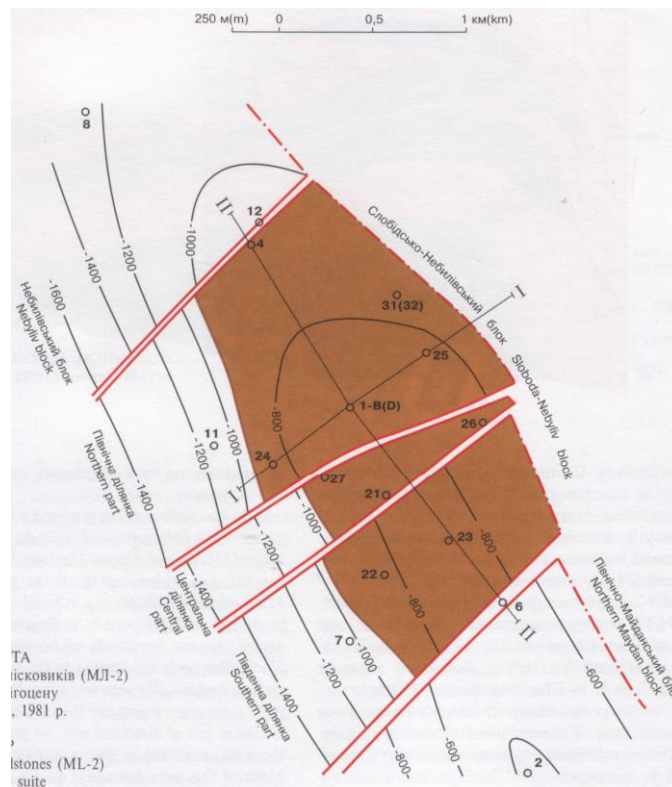


Рисунок 1.9 – Структурна карта покрівлі клівських пісковиків (МЛ-2) менілітової світи олігоцену за Н.М. Смирновою, 1981 р. [1]

1.5 Фізико-хімічні властивості нафти

Нафта Луквинського газонафтового родовища (як і більшість нафт Бориславсько-Покутської зони Передкарпаття) за своїми фізико-хімічними показниками належить до високоякісних сировинних нафт легкого типу. Вона характеризується низьким вмістом сірки та значним виходом світлих фракцій під час переробки.

У таблиці 1.4 наведено фізико-хімічні властивості нафти Луквинського газонафтового родовища.

Згідно з таблицею 1.4, нафта Північної ділянки є найбільш «легкою», рухливою та газонасиченою (особливо горизонт Р₃). У напрямку до Центральної та Південної ділянок спостерігається тенденція до

«обважнення» нафти, тобто збільшується її молекулярна маса, густина (особливо дегазованої нафти), в'язкість, а також зростає концентрація смол і парафінів, тоді як вміст газів, навпаки, зменшується.

Таблиця 1.4 – Фізико-хімічні властивості нафти Луквинського газонафтового родовища [1]

Гори- зонт	Моле- куляр- на маса	Густина, кг/м³		В'язкість нафти		Вміст газу, мз/т	Тиск наси- чення, МПа	Кое- фіці- єнт усадки	Температура, К		Вміст масовий, %				Груповий склад. ВВ, %		Тип нафти
		пласт.	де- газ.	пласт- ової, мПа· с	дега- зова- ної, 10 ⁻⁶ м²/с				застиг- ання	почат- ку кипін- ня	пара- фіни	смоли	асфаль- тени	сірка	арома- тичні	метанові	
Північна ділянка																	
МЛ-1	178	—	821	—	4,6	—	—	0,82	279	335	6,9	5,6	—	—	—	—	ІТП ₃
МЛ-2	183	726	834	1,14	9,5	114,6	10,8	0,78	288	343	9,5	12,3	0,3	—	19,5	66,2	ІТП ₃
Р ₃	178	687	830	0,76	—	207,1	18,1	0,69	277	333	7,2	5,7	—	0,25	—	—	ІТП ₂
Центральна ділянка																	
МЛ-1	204	740	837	1,21	13,3	64,2	6,3	0,82	282	344	9,7	17,0	0,4	—	15,4	66,3	ІТП ₃
МЛ-2	185	737	827	1,26	7,7	78,8	7,6	0,78	288	352	8,1	14,0	—	0,17	—	—	ІТП ₃
Південна ділянка																	
МЛ-2	205	—	836	—	14,8	—	—	0,78	284	349	10,7	13,0	0,2	—	14,6	75,5	ІТП ₂ , ІТП ₃

На рисунку 1.10 показано концептуальну схему зміни властивостей нафти Луквинського газонафтового родовища у напрямку від Північної до Південної ділянок.

**КОНЦЕПТУАЛЬНА СХЕМА ЗМІНИ ВЛАСТИВОСТЕЙ НАФТИ ЛУКВИНСЬКОГО РОДОВИЩА
(у напрямку від Північної до Південної ділянки)**



Рисунок 1.10 – Концептуальна схема зміни властивостей нафти Луквинського газонафтового родовища у напрямку від Північної до Південної ділянок

ВИСНОВОК ДО РОЗДІЛУ 1

У першому розділі було проведено аналіз геологічної будови, геолого-фізичної характеристики та сучасного стану розробки Луквинського газонафтового родовища. На основі опрацьованих геолого-промислових матеріалів, результатів буріння свердловин, геофізичних досліджень та проектних документів встановлено, що родовище є складним за геологічною будовою та характеризується значною неоднорідністю продуктивних горизонтів і тривалим періодом промислової експлуатації.

Луквинське газонафтове родовище розташоване у Рожнятівському районі Івано-Франківської області на відстані 16 км від м. Рожнятів у межах Передкарпатського прогину. У розрізі родовища виділяються такі три продуктивні горизонти: еоценовий (манявська та вигодська світи), нижньоменілітовий (МЛ-2) і верхньоменілітовий (МЛ-1). Горизонт МЛ-2 є нафтоносним на всіх ділянках. З горизонтом МЛ-1 пов'язані нафтовий поклад із газовою шапкою на Північній, власне нафтовий – на Центральній і газовий – на Південній ділянках. Еоценовий горизонт є нафтоносним лише на Північній ділянці.

У результаті уточнення геологічної моделі родовища було виділено флішеві утворення верхньої крейди (стрийська світа), палеоцену, еоцену (манявська, вигодська, бистрицька світи), олігоцену (менілітова світа) та моласові породи міоцену (поляницька світа). В утвореннях еоцену вигодської світи накопичуються поклади нафти і газу. Встановлено, що структура родовища являє собою пластовий, склепінний і тектонічно екранований тип, що характеризується структурою, розбитою тектонічними порушеннями або скидами, які створюють непроникний екран для флюїдів. Це суттєво впливає на характер розповсюдження колекторів та умови залягання покладів вуглеводнів.

Проведений аналіз геолого-фізичної характеристики продуктивних горизонтів показав, що найбільш перспективними є горизонти P_2 на Північній ділянці та МЛ-2 на Південній ділянці, які характеризуються значними ефективними товщинами та покращеними фільтраційно-ємнісними властивостями.

Аналіз історії розробки Луквинського газонафтового родовища показав, що у перші роки при експлуатації трьох свердловин видобуток нафти був стабільним, але з 1980 р. при п'яти свердловинах він зменшується, що зумовлено головним чином зниженням градієнта тиску по лінії контур-свердловина. Через це у 1985 р. за участю ЦНДЛ ВО «Укрнафта» була складена технологічна схема розробки, відповідно до якої у 1988 р. передбачалося розпочати ППТ шляхом закачування гарячої води. Однак

зниження пластового тиску у покладі та прояви ознак режиму розчиненого газу змусили вдатися до ППТ раніше.

За всю історію розробки з родовища було видобуто 539,3 тис. т нафти і 235,3 млн м³ попутного газу, а також було відібрано 36,76% початкових видобувних запасів нафти. Максимальний річний видобуток нафти (близько 260–280 тис. т/рік) на родовищі, а також газу (35–40 млн. м³) було досягнуто на самому початку розробки (приблизно у 1980 р.), тоді як станом на 1993 рік обсяги видобутку нафти і газу (30–40 тис. т/рік і 10–15 млн. м³ відповідно) є найнижчими з-за виснаження свердловин.

При аналізі фізико-хімічних властивостей нафти, що добувається на родовищі, було з'ясовано, що вона належить до високоякісних сировинних нафт легкого типу і характеризується низьким вмістом сірки та значним виходом світлих фракцій під час переробки. У напрямку від Північної до Центральної та Південної ділянок родовища спостерігається тенденція до збільшення молекулярної маси, густини (без газів), в'язкості, а також смолистості та парафінізації нафти, тоді як вміст газів, навпаки, зменшується.

2. ПОТОЧНИЙ СТАН РОЗРОБКИ ТА СВЕРДЛОВИН (ЕКСПЛУАТАЦІЙНИЙ ФОНД)

2.1 Теоретичні основи та проблематика розробки, пов'язані із неоднорідністю продуктивних пластів, обводненням свердловин та природним виснаженням запасів

Луквинське газонафтове родовище наразі перебуває на пізній (завершальній) стадії розробки, що характеризується високим виснаженням запасів і значним обводненням свердловин. Загалом за увесь час його розробки було розкрито та пробурено 57 свердловин. Поточний добовий видобуток нафти на родовищі становить орієнтовно 4–6 т на добу. Понад 40% свердловин відносяться до категорії малодобітних, видобуток нафти на яких становить 0,5–2 т на добу.

У таблиці 2.1 зазначено дані щодо поточного стану розробки та експлуатаційного фонду Луквинського газонафтового родовища.

Таблиця 2.1 – Поточний стан розробки та експлуатаційного фонду Луквинського газонафтового родовища

Показник	Характеристика
Стадія розробки	Четверта (завершальна). Основні запаси категорії A+B+C1 переважно вилучені. Родовище експлуатується НГВУ «Надвірнанафтогаз» (ПАТ «Укрнафта»)
Експлуатаційний фонд свердловин	Більшість свердловин є «старими» (пробурені у другій половині XX ст.). Фонд характеризується низькими дебітами, високим газовим фактором та інтенсивним накопиченням пластової води на вибої
Режим розробки	Переважає розчинений газовий та водонапірний режими. Через падіння пластового тиску значна частина фонду переведена з фонтанного на механізовані способи видобутку (штангові насоси, ЕЦН) або ж працює у періодичному (циклічному) режимі

Луквинське газонафтове родовище має типову для Передкарпатського прогину складчасто-покривну будову (скидо-насувна тектоніка).

Теоретичні засади його розробки базуються на складній гідродинамічній моделі, показаній на рисунку 2.1.

Ключова проблематика розробки Луквинського газонафтового родовища пов'язана із неоднорідністю продуктивних пластів, обводненням свердловин та природним виснаженням запасів.

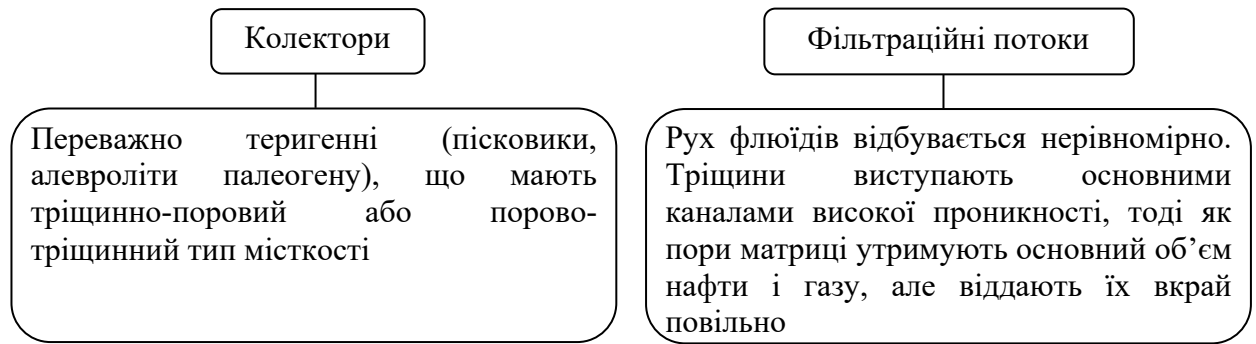


Рисунок 2.1 – Схема гідродинамічної моделі розробки Луквинського газонафтового родовища

У таблиці 2.2 зазначено характеристику проблематики розробки Луквинського газонафтового родовища.

Таблиця 2.2 – Проблематика розробки Луквинського газонафтового родовища

Проблема	Суть проблеми	Наслідки
Неоднорідність продуктивних пластів	Різка мінливість літологічного складу, товщини пластів та їхніх фільтраційно-ємнісних властивостей як по площі, так і по розрізу	Нерівномірне вироблення запасів. Утворюються застійні (тупикові) зони та цілики нафти, які залишаються не охопленими дренаванням існуючою сіткою свердловин
Обводнення свердловин	Передчасний прорив підшовної або крайової води до інтервалів перфорації через тріщини та зони високої проникності	– Різке зростання обводненості продукції (часто понад 80–90%); – Утворення рідинних пробок на вибої («самоглушіння» свердловин); – Необхідність утилізації великих об'ємів попутно-видобутої води
Природне виснаження запасів	Тривала експлуатація призвела до критичного падіння пластового тиску нижче тиску насичення нафти газом	– Розмазування нафти у пласті та дегазація нафтової облямівки; – Зниження фазової проникності для нафти через виділення вільного газу у пористому середовищі; – Падіння коефіцієнта вилучення нафти (КВН)

2.1.1 Характеристика нафти

Для Луквинського газонафтового родовища є характерними нафти менілітових та вигодських відкладів палеогену. За своїм типом вони є типовими для Передкарпатської нафтогазоносною провінції – легкими та високоякісними, натомість вони мають високий вміст парафіну, що суттєво ускладнює їхнє вилучення на завершальній стадії розробки.

Детальну фізико-хімічну характеристику нафт Луквинського газонафтового родовища, що впливають на його розробку, показано у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Фізико-хімічні параметри нафти у пластових та поверхневих умовах Луквинського газонафтового родовища у контексті впливу на його розробку

Параметр	Значення / характеристика	Вплив на розробку родовища
Густина нафти	– у пласті: 730–770 кг/м ³ ; – поверхнева (сепарована): 820–855 кг/м ³	Нафта відноситься до класу легких. Має хорошу рухливість у пласті, але швидко «важчає» при дегазації
В'язкість нафти	– у пласті: 0,8–1,5 мПа·с; – поверхнева: 4,5–8,0 мПа·с (при 20 °С)	У пластових умовах в'язкість низька. При виснаженні тиску і розгазуванні в'язкість стрімко зростає, погіршуючи фільтрацію
Вміст парафіну	8,5–14,0% (високий вміст парафіну, тобто така нафта є високопарафінистою)	Критичний фактор. При зниженні температури у свердловині парафін випадає у вигляді твердих відкладів, блокуючи функцію насосно-компресорних труб
Вміст сірки	0,15–0,35% (малий вміст сірки, тобто така нафта є малосірчистою)	Низький вміст сірки зменшує корозійний знос обладнання та спрощує переробку нафти
Вміст смол та асфальтенів	– Смоли: 4,0–7,5%; – Асфальтени: 0,5–1,8%	Нафта є малосмолистою. Проте асфальтени разом із парафінами формують стійкі органічні осади у привибійній зоні свердловини
Газовий фактор	60–130 м ³ /т (початковий)	Свідчить про значну кількість розчиненого газу, який виступає головним рушієм нафти на ранніх етапах
Тиск насичення (Р _{нас})	12,0–16,5 МПа (залежно від блоку)	Оскільки поточний пластовий тиск впав нижче за показник Р _{нас} , нафта активно розгазовується безпосередньо у пласті

Згідно з таблицею 2.3, на сучасному (завершальному) етапі розробки Луквинського газонафтового родовища фізико-хімічні властивості нафти створюють такі технологічні проблеми, як ефект дегазації («усадження» нафти), інтенсивне парафіноутворення та формування емульсій через високе обводнення.

На рисунку 2.2 показано порівняння властивостей пластової та поверхневої нафти Луквинського газонафтового родовища на прикладі густини і в'язкості.

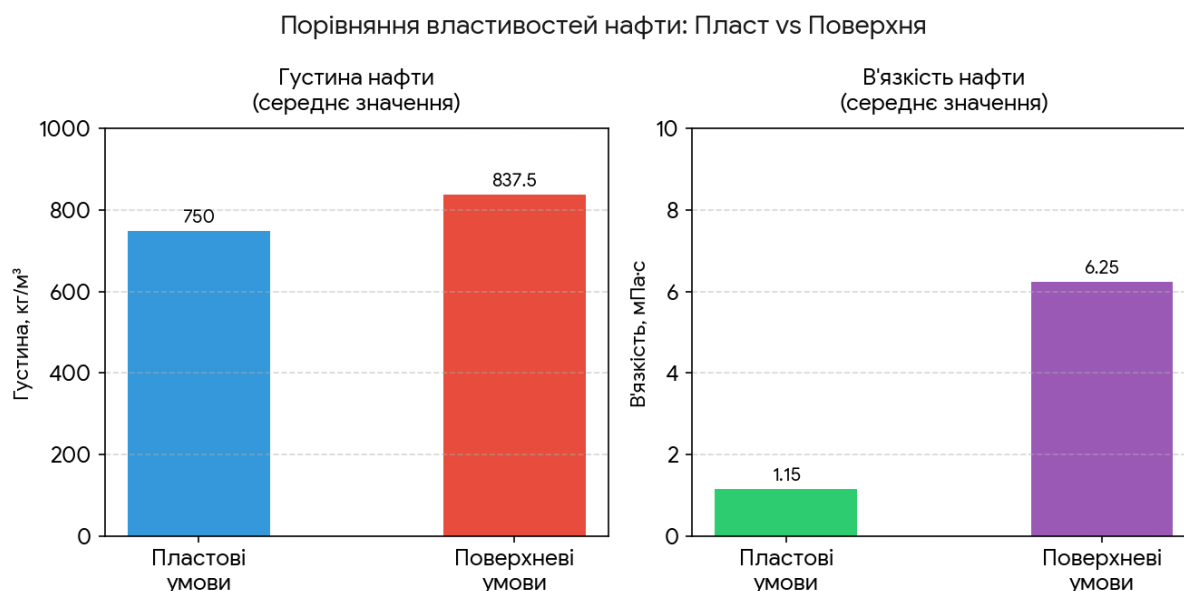


Рисунок 2.2 – Порівняння властивостей пластової та поверхневої нафти Луквинського газонафтового родовища на прикладі густини і в'язкості

Згідно з графіками, представленими на рисунку 2.2, середня густина поверхневої нафти ($837,5 \text{ кг/м}^3$) є на 11,7% більшою за пластову нафту (750 кг/м^3), що пов'язано із втратою легких фракцій. У той час в'язкість поверхневої нафти ($6,25 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) є у більш ніж в'ятеро більшою за пластову нафту ($1,15 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), що вказує на розгазування і зниження температури нафти, що знаходиться на поверхні.

У той час на рисунку 2.3 продемонстровано середній вміст домішок у нафті Луквинського газонафтового родовища.

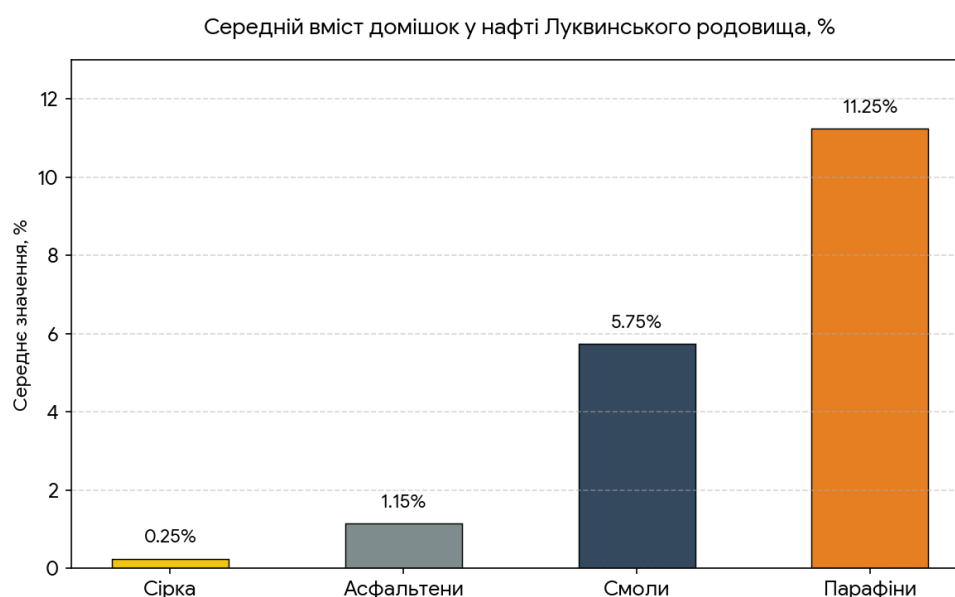


Рисунок 2.3 – Середній вміст домішок у нафті Луквинського газонафтового родовища

Згідно з графіком, представленим на рисунку 2.3, середній вміст парафінів (11,25%) майже у два рази перевищує критичну межу (6%), що класифікує нафту як високопарафіністу, і це є головним джерелом ризику утворення парафінових пробок. Показник смолистості (5,75%) підтверджує належність нафти до малосмолистої, і низький вміст смол при цьому дещо знижує загальну в'язкість нафти на поверхні, однак цей показник зменшує стабільність розчину асфальтенів. Невелика концентрація асфальтенів (1,15%) у поєднанні з високим вмістом парафінів спричиняє утворення щільної структури органічного осаду у привибійній зоні. Низький вміст сірки (0,25%) вказує на низьку агресивність нафти по відношенню до металу та легкість у подальшому очищенні сировини. Таким чином, співвідношення вмісту сірки до асфальтенів, смоли і парафінів у нафті складає 1:4,5:23:45.

На рисунку 2.4 показано граничні термодинамічні параметри нафти Луквинського газонафтового родовища.



Рисунок 2.4 – Граничні термодинамічні параметри нафти Луквинського газонафтового родовища

Згідно з графіками, представленими на рисунку 2.4, мінімальний (60 м³/т) і максимальний (130 м³/т) показники газовмісту відрізняються між собою більш ніж вдвічі, що підкреслює значний контраст у газовмісті пласта, тоді як мінімальний (12 МПа) і максимальний (16,5 МПа) показники тиску насичення нафти відрізняються між собою на всього лише 37,5%, що вказує на відносно стабільний характер цього термодинамічного показника.

2.1.2 Причини та механізми обводнення свердловин

Обводнення свердловин на пізній стадії розробки Луквинського газонафтового родовища є складним гідродинамічним процесом, що

зумовлений як природними геологічними чинниками, так і техногенним впливом (режимом експлуатації).

Інформацію щодо головних причин обводнення свердловин Луквинського газонафтового родовища наведено у таблиці 2.4.

Згідно з таблицею 2.4, причини обводнення свердловин поділяються на такі дві великі групи, як внутрішньопластові (що пов'язані з рухом рідин у самому колекторі) та технічні (що пов'язані з конструкцією свердловини).

Таблиця 2.4 – Головні причини обводнення свердловин Луквинського газонафтового родовища

Група причин	Суть причини	Наслідки
Внутрішньопластові (геологічні) причини	Природне підняття водонафтових контактів (ВНК)	У міру вилучення нафти з нафтової облямівки підшовна або крайова вода природним чином витісняє її, піднімаючись вгору під дією гідростатичного тиску водонапірної системи
	Висока вертикальна неоднорідність	Наявність у розрізі менілітової світи окремих пропластків із надзвичайно високою проникністю (так званих «суперколекторів» або промитих зон)
	Густа мережа тектонічних тріщин	Тріщини, що пов'язані із насупною тектонікою Передкарпаття, виступають природними магістралями із нульовим капілярним опором для води
Технічні (або техногенні) причини	Надмірні депресії тиску	Створення занадто великої різниці між пластовим і вибійним тисками під час форсованого відбору нафти
	Порушення герметичності цементного каменю	Руйнування цементного кільця за експлуатаційною колоною внаслідок тривалого використання свердловини або проведення гідророзривів пласта (ГРП)
	Корозія або знос експлуатаційної колони	Поява мікротріщин або отворів у металі колони через тривалу експлуатацію

Залежно від рушійної сили та шляху фільтрації виділяють чотири основні механізми обводнення свердловин Луквинського газонафтового родовища, які зазначені на схемі на рисунку 2.5.

Більш детально зазначені механізми охарактеризовано у таблиці 2.5.

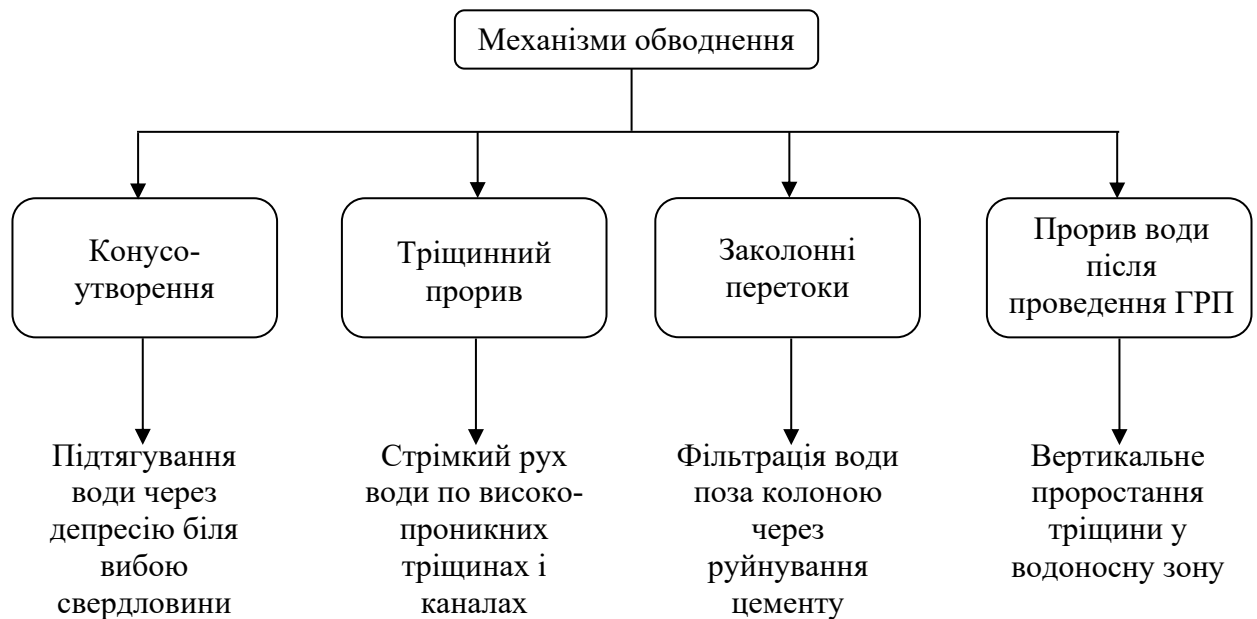


Рисунок 2.5 – Схема механізмів обводнення свердловин Луквинського газонафтового родовища

Таблиця 2.5 – Основні механізми обводнення свердловин Луквинського газонафтового родовища

Механізм	Характеристика
Підошовне конусоутворення	Коли свердловина працює з високим дебітом, навколо її вибою виникає так звана лійка депресії (різке падіння тиску). Гідродинамічні сили, що тягнуть рідину вгору, починають перевищувати гравітаційні сили, які утримують важчу пластову воду внизу. У результаті ВНК деформуються, набуваючи форми конуса, вершина якого проривається в інтервал перфорації. Якщо таку свердловину зупинити, конус під дією сили тяжіння може частково «розсмоктатися» (опуститися назад)
Випереджаючий прорив по тріщинах та суперколекторах	В умовах тріщинно-порового колектора Луквинського газонафтового родовища вода рухається по пласту нерівномірним фронтом. Маючи значно меншу в'язкість порівняно із нафтою, вода миттєво займає відкриті високопроникні тріщини. Вона «прошиває» пласт, утворюючи довгі канали (язики обводнення), і досягає вибою свердловини за лічені дні або тижні, залишаючи основні запаси нафти заблокованими всередині низькопроникної матриці (пор)
Заколонні (циркуляційні) перетоки	Вода надходить не з продуктивного пласта, а з розташованих вище або нижче водоносних горизонтів. Через тріщини у цементному камені або через зазори між колоною та породою вода під дією різниці тисків піднімається (або опускається) вздовж стовбура свердловини і напряму потрапляє у зону перфорації
Прорив підошовної води після проведення ГРП	При проведенні масивного гідророзриву пласта з метою інтенсифікації видобутку тріщина розриву може випадково прорости по вертикалі вниз і пробити водонафтовий контакт. Створюється штучний канал надвисокої провідності, який миттєво обводнює свердловину до 95–99%

Також було охарактеризовано аналіз обводнення свердловин Луквинського газонафтового родовища за діагностичним графіком Чанга. Цей класичний промисловий метод нафтогазової гідродиніміки дозволяє визначити механізм прориву пластової води у свердловину. В умовах Луквинського газонафтового родовища, де поєднуються природна тріщинна неоднорідність та значне виснаження запасів, цей метод є ключовим для диференціації конусоутворення та фільтрації по високопродіючих тріщинних каналах.

На рисунку 2.6 наведено діагностичний графік Чанга, за яким можна визначити обводнення свердловин Луквинського газонафтового родовища. Цей графік для більшості свердловин насувних блоків підтверджує, що вода рухається не рівномірним фронтом витіснення через пори матриці, а стрімко проривається по системі тектонічних та штучних тріщин безпосередньо з водоносною зоною.

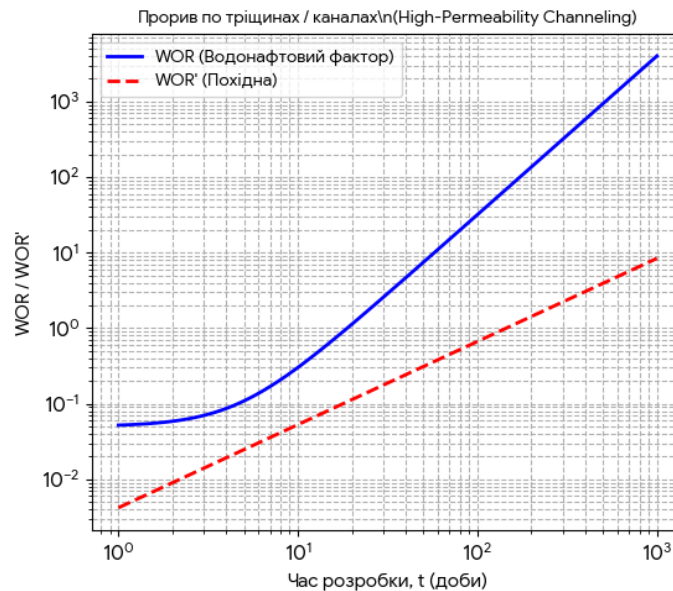


Рисунок 2.6 – Типова діагностична матриця інтерпретації обводнення свердловин Луквинського газонафтового родовища за Чангом

У свердловинах із тріщинним типом обводнення класичне форсоване відбирання рідини є неефективним і лише прискорює защемлення нафти у матриці. Для таких об'єктів модель Чанга обґрунтовує необхідність щодо проведення водоізоляційних робіт (наприклад, закачування полімерних гелевих систем для блокування тріщин) або переходу на циклічний режим експлуатації свердловин.

Це вказує на те, що діагностичний графік Чанга є найефективнішим інструментом оперативного контролю обводнення свердловин. Він дозволяє без зупинки свердловини та дорогих геофізичних досліджень визначити

джерело пластової води на основі стандартних щомісячних даних про видобуток нафти та води.

2.1.3 Існуючі методи боротьби з обводненням свердловин

Для боротьби з обводненням свердловин на пізній стадії розробки (зокрема, в умовах Луквинського газонафтового родовища) застосовують комплекс технологічних, хімічних та технічних методів. Їхня головна мета полягає в обмеженні припливу пластової води до вибою та стимуляції видобутку залікових запасів нафти.

У таблиці 2.6 наведено структуровану класифікацію існуючих методів боротьби з обводненням свердловин залежно від механізму обводнення.

Таблиця 2.6 – Структурована класифікація існуючих методів боротьби з обводненням свердловин

Тип методу	Характеристика	Суть	Ефективність
Хімічні методи (водо-ізоляційні роботи)	Селективна ізоляція (полімерне гелювання)	У пласт закачують розчини полімерів (наприклад, поліакриламід) із зшивачами. У водоносних інтервалах вони утворюють міцний тривимірний гель, який блокує рух води. При цьому нафтові зони не пошкоджуються, оскільки гідрофобний гель руйнується при контакті з нафтою	Найкраще працює проти тріщинного прориву
	Неселективна ізоляція (цементні та силікатні розчини)	Закачування рідкого скла (силікату натрію) або мікроцементів під тиском безпосередньо в обводнений пропласток. Реагент стає твердішим і повністю перекриває рух будь-яких флюїдів у цій зоні	Застосовується для ліквідації заколонних перетоків та проривів після неконтрольованого ГРП
Технічні та механічні методи	Встановлення пакерів та мостів	Механічне відсікання нижньої (обводненої) частини пласта за допомогою розбурюваних або витяжних пакерів, цементних чи піщаних мостів	Метод ефективний, якщо вода надходить знизу через конусоутворення або прорив ГРП
	Буріння бокових стовбурів та горизонтальних зарізків	Зарізка нового бокового або горизонтального стовбура з існуючої свердловини у верхню, ще не обводнену частину нафтової облямівки	Дозволяє обійти конуси обводнення та залучити до розробки тупикові цілики нафти

Продовження таблиці 2.6

Тип методу	Характеристика	Суть	Ефективність
Технологічні методи (управління режимом дренажування)	Обмеження дебіту (перехід на безводний режим)	Штучне зменшення депресії тиску (зниження продуктивності насоса або діаметра штуцера)	Дозволяє гравітаційним силам повернути конус підошовної води назад вниз
	Циклічна (періодична) експлуатація	Свердловина працює періодами (наприклад, декілька днів видобутку – декілька днів відстою). Під час зупинки вода під дією сили тяжіння опускається, а нафта з матриці підтікає до вибою	Метод є максимально ефективним на свердловинах із підошовним конусоутворенням

Відповідно до вищезазначеної інформації було здійснено підбір методів під той чи інший механізм обводнення.

У таблиці 2.7 зазначено матрицю підбору методів під той чи інший механізм обводнення свердловин Луквинського газонафтового родовища.

Таблиця 2.7 – Матриця підбору методів під різні механізми обводнення свердловин Луквинського газонафтового родовища

Механізм обводнення	Пріоритетний метод боротьби	Альтернативне рішення
Конусоутворення	Обмеження дебіту / циклічна експлуатація	Буріння горизонтальних бокових стовбурів
Тріщинний прорив	Закачування зшитих полімерних гелів	Селективні ПАР-технології
Заколонні перетоки	Заливка цементного розчину під тиском	Встановлення двопакерних компоновок
Прорив після ГРП	Встановлення неселективного цементного моста	Повторна ізоляція полімерами високої міцності

На основі інформації, наведеної у таблиці 2.7, складено схему підбору методів боротьби з обводнення для свердловин Луквинського газонафтового родовища, яку показано на рисунку 2.7.



Рисунок 2.7 – Схема підбору методів боротьби з обводненням свердловин Луквинського газонафтового родовища (зелені прямі стрілки відображають вибір першочергового та найменш капіталомісткого методу як основну рекомендацію; сині пунктирні дугоподібні стрілки вказують на вибір капітальних або специфічних фізико-хімічних альтернатив у випадку, якщо стандартний метод не дав результату)

Слід зазначити, що через високий вміст парафіну (до 14%) у нафті Луквинського газонафтового родовища проведення хімічних водоізоляційних робіт дещо ускладнюється. У випадку тріщинного прориву перед закачуванням полімерів обов'язково проводять очищення привибійної зони розчинниками або гарячою нафтою для того, щоб видалити асфальтеносмолопарафінові відклади, які заважають рівномірному розподілу ізоляційного гелю у тріщинах.

ВИСНОВОК ДО РОЗДІЛУ 2

Луквинське газонафтове родовище наразі перебуває на пізній (завершальній) стадії розробки, що характеризується високим виснаженням запасів і значним обводненням свердловин. Ключова проблематика розробки Луквинського газонафтового родовища пов'язана із неоднорідністю продуктивних пластів, обводненням свердловин та природним виснаженням запасів.

Загалом за увесь час його розробки було розкрито та пробурено 57 свердловин. Поточний добовий видобуток нафти на родовищі становить орієнтовно 4–6 т на добу. Понад 40% свердловин відносяться до категорії малодебітних, видобуток нафти на яких становить 0,5–2 т на добу.

Для Луквинського газонафтового родовища є характерними нафти менілітових та вигодських відкладів палеогену. На сучасному (завершальному) етапі розробки Луквинського газонафтового родовища фізико-хімічні властивості нафти створюють такі технологічні проблеми, як ефект дегазації («усадження» нафти), інтенсивне парафіноутворення та формування емульсій через високе обводнення. Поверхнева нафта характеризується більшою густиною ($837,5 \text{ кг/м}^3$) та в'язкістю ($6,25 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) порівняно із пластовою нафтою (750 кг/м^3 і $1,15 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ відповідно), що пов'язано із втратою легких фракцій та вказує на розгазування і зниження температури нафти, що знаходиться на поверхні. Нафта родовища є високопарафіністою (11,25%) та малосмолистою (5,75%), а також містить невеликі домішки асфальтенів (1,15%), що є головним джерелом ризику утворення парафінових пробок і зменшення стабільності розчину асфальтенів, які за невеликої кількості у поєднанні з високим вмістом парафінів спричиняють утворення щільної структури органічного осаду у привибійній зоні. Однак невеликі домішки сірки (0,25%) вказують на низьку агресивність нафти по відношенню до металу та легкість у подальшому очищенні сировини. Таким чином, співвідношення вмісту сірки до асфальтенів, смоли і парафінів у нафті складає 1:4,5:23:45. Існує значний контраст у газовмісті пласта ($60\text{--}130 \text{ м}^3/\text{т}$), а також відносно стабільний характер по відношенню до тиску насичення нафти (12–16,5 МПа).

Обводнення свердловин на пізній стадії розробки Луквинського газонафтового родовища є складним гідродинамічним процесом, що зумовлений як природними геологічними чинниками, так і техногенним впливом (режимом експлуатації). Причини обводнення свердловин поділяються на такі дві великі групи, як внутрішньопластові (що пов'язані з рухом рідин у самому колекторі) та технічні (що пов'язані з конструкцією свердловини). Виділяють такі чотири основні механізми обводнення свердловин Луквинського газонафтового родовища, як конусоутворення,

тріщинний прорив, заколонні перетоки та прорив води після проведення ГРП.

Було охарактеризовано аналіз обводнення свердловин Луквинського газонафтового родовища за діагностичним графіком Чанга, що дозволяє визначити механізм прориву пластової води у свердловину без зупинки свердловини та дорогих геофізичних досліджень. Цей графік для більшості свердловин насувних блоків підтверджує, що вода рухається не рівномірним фронтом витіснення через пори матриці, а стрімко проривається по системі тектонічних та штучних тріщин безпосередньо з водоносною зоною. В умовах Луквинського газонафтового родовища, де поєднуються природна тріщинна неоднорідність та значне виснаження запасів, цей метод є ключовим для диференціації конусоутворення та фільтрації по високопрвідних тріщинних каналах. Для свердловин із тріщинним типом обводнення, відносно яких класичне форсоване відбирання рідини є неефективним і прискорює защемлення нафти у матриці, модель Чанга обґрунтовує необхідність щодо проведення водоізоляційних робіт, таких, як, наприклад, закачування полімерних гелевих систем для блокування тріщин, або переходу на циклічний режим експлуатації свердловин.

Для боротьби з обводненням свердловин на пізній стадії розробки (зокрема, в умовах Луквинського газонафтового родовища) застосовують комплекс технологічних, хімічних та технічних методів. Їхня головна мета полягає в обмеженні припливу пластової води до вибою та стимуляції видобутку залікових запасів нафти. Відповідно до цього було здійснено підбір методів під той чи інший механізм обводнення. Зокрема для конусоутворення пріоритетними методами є обмеження дебіту або циклічна експлуатація, тоді як для тріщинного прориву пріоритетним методом є закачування зшитих полімерних гелів, для заколонних перетоків – заливка цементного розчину під тиском, а для прориву після ГРП – встановлення неселективного цементного моста.

Слід зазначити, що через високий вміст парафіну (до 14%) у нафті Луквинського газонафтового родовища проведення хімічних водоізоляційних робіт дещо ускладнюється. У випадку тріщинного прориву перед закачуванням полімерів обов'язково проводять очищення привибійної зони розчинниками або гарячою нафтою для того, щоб видалити асфальтеносмолопарафінові відклади, які заважають рівномірному розподілу ізоляційного гелю у тріщинах.

3. АНАЛІЗ ПРОВЕДЕНИХ ЗАХОДІВ З ІНТЕНСИФІКАЦІЇ

3.1 Гідророзриви пластів

Луквинське газонафтове родовище (Рожнятівський район Івано-Франківської області), що географічно належить до Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, наразі перебуває на пізній (завершальній) стадії розробки, тож головними геолого-технологічними проблемами цього родовища є значне природне виснаження пластової енергії, прогресуюче обводнення продуктивних горизонтів та погіршення проникності привибійної зони пласта (ПЗП).

Зважаючи на вищезазначені проблеми, проведення гідророзриву пластів (ГРП) на свердловинах Луквинського газонафтового родовища (оператором якого є ПАТ «Укрнафта») є ключовим та найбільш ефективним методом інтенсифікації видобутку важковидобувних і залишкових запасів вуглеводнів.

Для візуалізації розвитку тріщини ГРП в умовах Луквинського газонафтового родовища було складено псевдотривимірну геомеханічну модель (модифікована R3D-модель). Вона враховує таку ключову особливість родовища, як її флішова будова (зокрема перешарування пісковиків та аргілітів) і такий головний ризик, як прорив нижнього глинистого бар'єра та вихід тріщини у водоносну зону.

На рисунку 3.1 показано геомеханічну R3D-модель розвитку тріщини ГРП за умов низькопроникного флішу родовища.

Згідно з рисунком 3.1, при проведенні ГРП за умов низькопроникного флішу доволі ефективно розвивається тріщина довжиною до 80 м всередині нафтонасиченого колектора. Проте вертикальний «ріст» цієї тріщини у напрямку вниз є обмеженим літологічною підшоєю, тож існує небезпека щодо прориву у водоносну зону (на глибині 25 м і більше) у разі недотримання оптимального технологічного тиску закачування.

Зазначена модель візуалізує геометричні параметри тріщини у вертикальному профілі пласта відносно стовбура свердловини, біля якого розташований інтервал перфорації (вертикальна жирна червона лінія на рисунку 3.1), через який подається рідина розриву. Тріщина має еліпсоподібну форму, і її максимальне розкриття спостерігається на лінії перфорації у центрі цільового нафтонасиченого пісковика (витвицька світа). Ефективна довжина розповсюдження тріщини по горизонталі досягає близько 75–80 м, після чого розкриття зменшується до нуля. Основне тіло

тріщини розвивається у межах від -20 до +20 м, проте слабкі пластичні зони або зони мікротріщин (на рисунку 3.1 позначено світло-блакитним кольором) виходять за межі підшви колектора у бік ВНК.

Геомеханічна Р3D-модель розвитку тріщини ГРП
(Умови низькопроникного флішу Луквинського родовища)

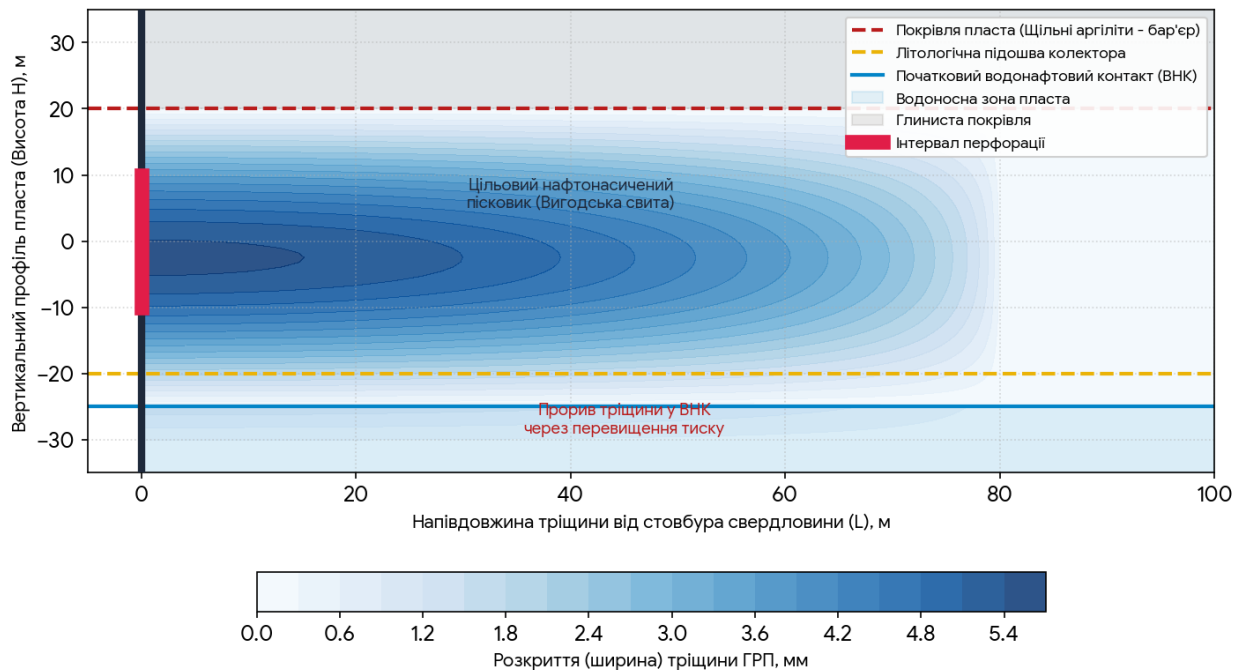


Рисунок 3.1 – Геомеханічна Р3D-модель розвитку тріщини ГРП за умов низькопроникного флішу Луквинського газонафтового родовища (текст «Прорив підшви у ВНК через перевищення тиску» вказує на критичний ризик або факт того, що за умов підвищеного тиску на глибині близько 25 м тріщина може «прорости» вниз крізь підшву колектора, досягти водоносної зони та призвести до небажаного обводнення свердловини)

Ефективність проведення ГРП на Луквинському газонафтовому родовищі безпосередньо пов'язана з його специфічною геологічною будовою.

У таблиці 3.1 наведено геологічні особливості Луквинського газонафтового родовища, що обґрунтовують проведення ГРП.

Таблиця 3.1 – Геологічні особливості Луквинського газонафтового родовища, що обґрунтовують проведення ГРП

Особливість	Характеристика
Низькопроникні колектори	Основні промислові поклади нафти і газу приурочені до відкладів палеогену (вигодська та меменлітова світи). Вони представлені щільними пісковиками та алевролітами з низькою природною проникністю
Порушеність	Складне тектонічне районування, наявність насувів та

структури	скидо-зсувів створюють природну тріщинуватість. ГРП дозволяє об'єднати ізольовані лінзи та блоки у єдину дренажну систему
-----------	---

Продовження таблиці 3.1

Особливість	Характеристика
Кольматація ПЗП	Під час тривалої експлуатації свердловин відбулося сильне забруднення привибійної зони фільтратами бурового розчину, асфальтено-смолистими та парафіновими відкладами, що блокує приплив нафти. ГРП успішно прориває цю зону штучними тріщинами

Аналіз технологічних підходів, які застосовуються компаніями (зокрема із залученням сервісних підрядників) на свердловинах Луквинського газонафтового родовища, вказує на адаптацію класичного фрекінгу саме під умови Карпатського регіону.

У таблиці 3.2 наведено технологічні параметри та специфіку проведення ГРП на свердловинах Луквинського газонафтового родовища.

Таблиця 3.2 – Технологічні параметри та специфіка проведення ГРП на свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Параметр	Характеристика робіт
Типи робочих рідин	Через високу глинистість окремих пропластків використовуються рідини на гелевій основі (водно-хімічні розчини з деструкторами) або мінімальні водні системи (з додаванням газів N_2 чи CO_2 з метою зменшення фазової проникності для води та швидкого освоєння свердловини)
Закріплювачі тріщин (пропанти)	Використовується фракціонований кварцовий пісок або високоміцні керамічні пропанти середньої густини. Це запобігає змиканню створених тріщин під дією високого гірського тиску на глибинах понад 3000 м
Режими закачування	Застосовується технологія селективного (багатостадійного) ГРП у випадках, коли нафтонасичена товща розділена тонкими глинистими перегородками, з метою недопущення прориву тріщини у водоносні горизонти

Наразі проведення операцій з ГРП на родовищах Західного регіону демонструє стабільні позитивні результати.

Аналіз ефективності проведених заходів із ГРП на свердловинах Луквинського газонафтового родовища відображено у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Аналіз ефективності проведених заходів із ГРП на свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Показник ефективності	Оцінка та наслідки впровадження
Коефіцієнт продуктивності	Зростає у середньому у 2,5–4 рази порівняно з періодом до ГРП завдяки лінійному припливу
Енергетичний стан пласта	Дозволяє залучити до розробки слабкодреновані зони, що тимчасово стабілізує вибійний тиск
Збільшення дебіту вуглеводнів	Дозволяє отримувати додаткові тисячі тонн нафти та мільйони кубометрів газу зі свердловин, що вважалися малодебітними
Протидія обводненню	Має критичний ризик, а саме у разі помилки у розрахунках довжини/висоти тріщини можливе стрімке зростання обводненості продукції через підтягування підшовної води

Натомість існують певні ризики та проблеми при проведенні ГРП.

У таблиці 3.4 наведено характеристику щодо головних технологічних ризиків та проблем при здійсненні ГРП на свердловинах Луквинського газонафтового родовища.

Таблиця 3.4 – Головні технологічні ризики та проблеми при здійсненні ГРП на свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Ризик/проблема	Характеристика
Технологічні аварії	Висока ймовірність «стопу» (запресування тріщини пропантом під час закачування) через високу неоднорідність пластів
Зниження ефекту у часі	Штучні тріщини у м'яких або сильно деформованих породах палеогену Карпат схильні до руйнування або забивання дрібнодисперсними частинками (міграція глинистих часток) вже через 12–18 місяців після операції
Технічний стан старих свердловин	Більшість свердловин мають значний знос експлуатаційних колон та цементного каменю за обсадною трубою. Високі тиски нагнітання при ГРП (понад 400–600 атм) створюють загрозу щодо порушення герметичності колони та виникнення затрубних перетоків

Таким чином, заходи з ГРП на Луквинському газонафтовому родовищі довели свою високу техніко-економічну доцільність, надаючи можливість щодо трансформації свердловин з категорії «безперспективних» у діючий фонд із високими дебітами.

3.2 Колтюрінгові операції

Колтюрінгові операції на Луквинському газонафтовому родовищі є одним із найбільш ефективних методів інтенсифікації припливу вуглеводнів, що забезпечує відновлення дебіту свердловин без необхідності їхнього глушіння і тривалого капітального ремонту. Луквинське газонафтове родовище (Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район) характеризується високим ступенем виснаженості, складними геологічними умовами та зниженим пластовим тиском, що вимагає застосування технологій гнучких насосно-компресорних труб.

Головні напрямки застосування колтюрінгу на свердловинах Луквинського газонафтового родовища відзначено у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Головні напрямки застосування колтюрінгу на свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Напрямок	Характеристика
Соляно-кислотна обробка ПЗП	Селективне закачування соляно-кислотних сумішей для розчинення карбонатних мінералів і видалення кольматаційного осаду
Очищення стовбура та вибою	Ефективне промивання свердловин від піщаних пробок, асфальтено-смолистих і парафінових відкладень
Освоєння свердловин азотом	Заміна стандартного повітря на інертний газ (азот) за допомогою гнучких труб для безпечного витіснення важких технологічних рідин
Гідродинамічні та геофізичні дослідження	Доставка вимірювальних приладів у горизонтальні або сильно похилені ділянки стовбура

Застосування колтюрінгових технологій оператором ПАТ «Укрнафта» на виснажених західноукраїнських родовищах на прикладі свердловин Луквинського газонафтового родовища демонструє позитивні результати.

У таблиці 3.6 відзначено результати і технологічні переваги впровадження колтюрінгових технологій на свердловинах Луквинського газонафтового родовища.

Однак при проведенні колтюрінгових операцій в умовах Луквинського газонафтового родовища існують певні проблеми.

У таблиці 3.7 показано основні проблеми проведення колтюрінгових операцій на свердловинах Луквинського газонафтового родовища та шляхи їхнього вирішення.

Таблиця 3.6 – Результати і технологічні переваги впровадження колтюрінгових технологій на свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Параметр оцінки	Технологічний ефект
Збереження пласта	Виключено ризик погіршення проникності ПЗП, оскільки роботи проходять під тиском і без глушіння свердловини
Енергоефективність	Інтеграція азотних установок замість повітряних компресорів зменшує корозійне зношення гнучких труб та подовжує термін служби обладнання
Швидкість робіт	Час освоєння свердловин скорочено у середньому на 30–40% порівняно зі стандартним капітальним ремонтом
Економічний ефект	Зниження витрат на спецтехніку, хімічні реагенти та оперативне повернення свердловини в експлуатаційне русло з приростом дебіту нафти/газу

Таблиця 3.7 – Основні проблеми проведення колтюрінгових операцій на свердловинах Луквинського газонафтового родовища та шляхи їхнього вирішення

Проблема	Характеристика проблеми та шляхи її вирішення
Низький пластовий тиск	Умови Луквинського газонафтового родовища часто призводять до поглинання промивальної рідини. Рекомендується використовувати колтюрінг у парі з гідровакуумними желонками або легкими пінами
Великі глибини і похилий профіль	Створюють значні сили тертя гнучкої колони. Вирішується шляхом застосування спеціальних лубрикантів та оптимізації геометрії труб

Таким чином, в умовах високого ступеня виснаженості Луквинського газонафтового родовища колтюрінгові операції так само, як і ГРП, є доволі важливими для покращення характеристики родовища стосовно продовження видобутку вуглеводнів.

3.3 Збір і підготовка нафти та газу

Збір і підготовка продукції на Луквинському газонафтовому родовищі (Івано-Франківська область) здійснюється за допомогою комплексу технологічних процесів, спрямованих на розділення багатокомпонентної

свердловинної суміші (нафти, газу та води), а також доведення отриманих вуглеводнів до товарних стандартів. Об'єкт експлуатується НГВУ «Надвірнанафтогаз» (ПАТ «Укрнафта») і знаходиться на пізній (виснаженій) стадії розробки, що зумовлює високу обводненість продукції та специфіку її обробки.

Через складні геолого-промислові умови Карпатського регіону та значний розкид свердловин використовується герметизована однострубна або двострубна система збору, характеристика якої наведена у таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Система промислового збору продукції на Луквинському газонафтовому родовищі

Система	Характеристика
Викидні лінії	Продукція від видобувних свердловин (менілітові та еоценові відклади) під власним тиском або тиском глибинних насосів транспортується до групових замірних установок
Групові замірні установки	Проводиться регулярний облік дебіту кожної свердловини із застосуванням трифазних сепараторів автоматизованого типу окремо за нафтою, газом і водою
Транспортування до Центрального пункту збору	Після заміру загальний потік нафтогазової суміші збірними колекторами спрямовується на Центральний пункт збору або на Установку підготовки нафти

Технологічний процес підготовки продукції на Луквинському газонафтовому родовищі адаптований під фізико-хімічні властивості місцевого флюїду.

Характеристику специфіки продукції Луквинського газонафтового родовища та її ускладнення зазначено у таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 – Специфіка продукції (нафти) Луквинського газонафтового родовища та її ускладнення

Параметр нафти	Характеристика
Парафіністість	Нафта родовища містить значну кількість парафіну (понад 11%), а її пластова температура (38–41 °C) є близькою до температури насичення нафти парафіном. Це викликає ризик появи відкладень у трубопроводах, тому у систему збору з метою попередження застигання вводять хімічні реагенти (депресатори, інгібітори) або застосовують тепловий метод (підігрів суміші)
Високий газовий	Нафта містить велику кількість розчиненого газу, що

фактор	потребує ефективної багатоступеневої сепарації
--------	--

При підготовці такої основної продукції, як нафта і газ, на центральному технологічному майданчику суміш проходить різні стадії очищення.

Попередня підготовка сирової нафти та її сепарація здійснюється на групових установках, установці попередньої підготовки нафти та нафтосепараційних пунктах НГВУ. Підготовка сирової нафти до показників товарної нафти проводиться на ТХУ «Пасічна». Газ після промислової попередньої підготовки па ГУ «Луква» подається па Долинський ГПЗ.

На рисунку 3.2 показано принципову технологічну схему групової установки для прийому продукції свердловин Луквинського газонафтового родовища.

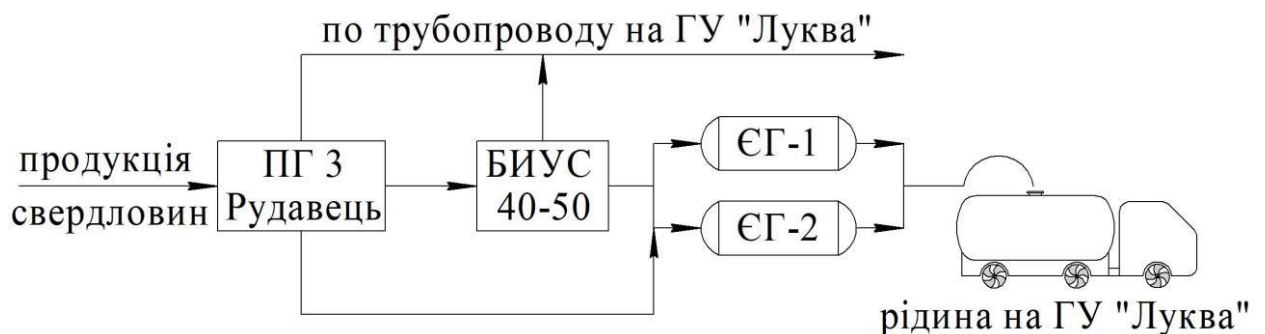


Рисунок 3.2 – Принципова технологічна схема групової установки СП 3 «Рудавець» для прийому продукції свердловин Луквинського газонафтового родовища

Групова установка призначена для прийому продукції свердловин Луквинського газонафтового родовища, заміру дебіту окремих свердловин, сепарації нафти і газу, редукування газу і подачі його на власні потреби ГУ «Луква», підігріву, обліку та відвантаження нафти на ГУ «Старуня» по нафтопроводу ГУ «Луква» – ГУ «Старуня», а також заміру об'єму газу, поданого у газопровід ГУ «Луква» – ГУ «Вільхівка» для подальшого транспортування до ГТУ-3 «Струтин» НГВУ «Долинанафтогаз».

Продукція свердловин Луквинського газонафтового родовища надходить на ГЗУ-1, ПГ (ГЗУ-2), ГЗУ-3, ГЗУ-4, ГЗУ-5, ПГ-св. 22 «Луква» та ПГ-св. 67 «Луква». На ГЗУ продукція свердловин проходить індивідуальний замір по рідині і газу. Це родовище частково експлуатується газліфтною системою (безкомпресорний газліфт). Газ для газліфтної експлуатації надходить зі свердловин Росільнянського, Космацького та Монастичанського родовищ. Тому у продукції свердловин, які експлуатуються газліфтним способом, також є газліфтний газ. Продукція свердловин та газліфтний газ від ГЗУ надходить на вхідну гребінку ГУ «Луква». Із вхідної гребінки

нафтогазоводяна суміш подається на робочий трап Т-1, де відбувається сепарація газу з рідини. Нафта з трапу Т-1 подається у резервуари РГС-50 №1, №2, РВС-100 №3, РВС-1000 №4, №5. Газ із Т-1 подається на сепарацію другого ступеня трап Т-2.

Частина відсепарованого газу після першого ступеня сепарації подається на ГРП і використовується на виробничо-технологічні потреби ГУ «Луква». Газ із трапу Т-2 через вузол обліку газу подається по газопроводу на ГТУ-3 «Струтин» НГВУ «Долинанaftогаз» із подальшим його транспортуванням на Долинський ГПЗ. Замір дебіту окремої свердловини (групи свердловин) може проводитися на замірному трапі Т-3. Нафтоводяна суміш із трапа Т-3 подається у замірні резервуари РГС-50 №1, №2. Газ із замірного трапа Т-3 через вузол обліку газу подається у газопровід ГУ «Луква» – ГТУ-3 «Струтин».

Підігрів нафтоводяної суміші проводиться у резервуарах парою з котельні. Насоси Н-1 та Н-2 нафтонасосної ГУ «Луква» забезпечують можливість відкачування сирої нафти з усіх резервуарів:

- через замірну дільницю (лічильник «Rotamas») у нафтопровід ГУ «Луква» – ГУ «Старуня»;
- з резервуарів РГС-50 №1, №2, РВС-100 №3 у резервуари РВС-1000 №4, №5;
- із нафтовозів у резервуари РВС-1000 №4, №5;
- забезпечують відвантаження сирої нафти через вузол обліку (лічильник TOP 1-50) в автоцистерни.

Нафтовловлювач і дренажна система резервуарного парку слугує для збору стічних вод. При заповненні нафтовловлювача проводиться відкачування рідини у резервуари РГС-50 №1 та №2 із наступним відкачуванням у нафтопровід ГУ «Луква» – ГУ «Старуня».

Підготовка нафти Луквинського газонафтового родовища до товарних показників відбувається на ТХУ «Пасічна».

Принципову технологічну схему ГУ «Луква» наведено на рисунку 3.3.

У той час принципову схему об'єктів Луквинського газонафтового родовища зображено на рисунку 3.4.

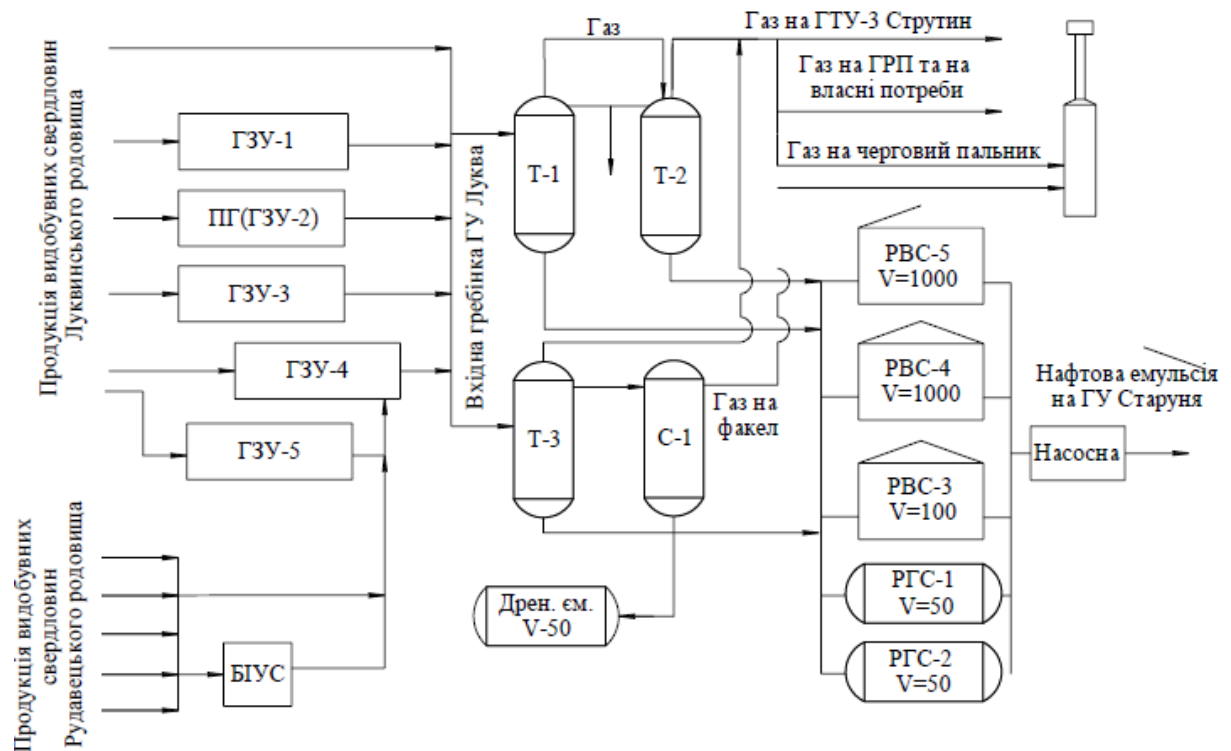


Рисунок 3.3 – Принципова технологічна схема ГУ «Луква»

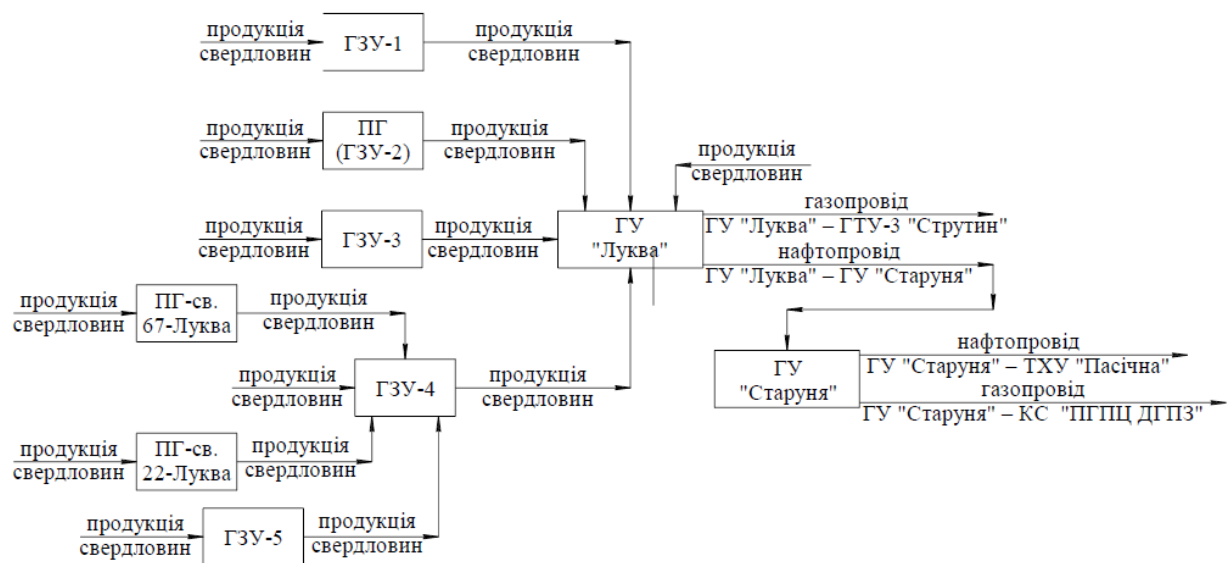


Рисунок 3.4 – Структурна схема збору продукції Луквинського газонафтового родовища

Для покращення роботи системи збору та транспортування нафти і газу на Луквинському газонафтовому родовищі існують наступні рекомендації:

1. Облаштування двоступінчастої сепарації з підігрівом, оскільки температура застигання емульсії є високою – $+20^{\circ}\text{C}$;
2. Ведення обліку газліфтного газу по свердловинах;
3. Проведення ревізії засувок на вхідній гребінці;

4. Збільшення кількості свердловин для заміру газових факторів для уточнення видобутку нафти і газу;
5. Ревізія горизонтальних замірних ємностей;
6. Ведення обліку води по свердловинах ППТ «Луква»;
7. Встановлення ультразвукових рівномірів на резервуарах для уточнення обліку нафти.

У 2023 році проведено промислові та лабораторні дослідження з метою визначення газових факторів на 21 нафтових свердловинах Луквинського родовища НГВУ «Надвірнанафтогаз».

Відібрано проби продукції свердловин для супутнього визначення у них деяких фізико-хімічних параметрів. У лабораторних умовах визначено густину сепарованої нафти, пластової води, її мінералізація, а також об'ємна частка води у продукції свердловин.

На основі результатів промислових та лабораторних досліджень визначені величини поточних газових факторів па нафтових свердловинах, що досліджувалися.

Всі заходи, що були проведені у 2023 році в області визначення газових факторів на нафтових свердловинах, зведені у таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Проведені заходи з контролю за процесом розробки у сфері визначення газових факторів у 2023 році

Вид заходу	Визначення газових факторів на нафтових свердловинах
Об'єкт дослідження	Луквинське родовище
Терміни виконання робіт	Травень 2023 р.
Номери свердловин	22, 30, 31, 32, 33, 34, 39, 40, 41, 42, 44, 47, 50, 53, 59, 62, 75, 76, 79, 81, 83
Кількість одиниць	21
Періодичність дослідження	Згідно із СОУ 09.1-00135390-166:2017 – один раз на рік
Організація, відповідальна за ГТЗ	ВДНГС

Також у 2023 році проводилися експериментальні дослідження властивостей нафтогазових флюїдів за глибинними та поверхневими пробами, відібраними з нафтових свердловин Луквинського родовища НГВУ «Надвірнанафтогаз».

Під час проведення лабораторних досліджень визначалися основні поточні характеристики нафти і газу, а саме тиск насичення, об'ємний коефіцієнт, газовміст, параметри динамічної в'язкості пластової та сепарованої нафти, стисливості та температурного розширення, густини пластової та сепарованої нафти, розчиненого газу, груповий та фракційний склад нафти, компонентний склад розчиненого газу та інші.

Всі проведені у 2023 році заходи з вивчення властивостей пластових нафт зі свердловин Луквинського родовища НГВУ «Надвірнанафтогаз» наведені у таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Проведені заходи з контролю за процесом розробки у сфері вивчення властивостей пластових нафт

Вид заходу	Дослідження нафт у пластових умовах
Об'єкт дослідження	Луквинське родовище
Термін виконання	01.01.2023 р. – 31.12.2023 р.
Номери свердловин	22, 79
Кількість одиниць	2
Періодичність дослідження (вимірів)	Згідно із СОУ 09.1-00135390-166:2017 – один раз на рік
Організація, відповідальна за ГТЗ	ВДНГС

Основні результати, отримані при виконанні зазначених робіт, зведені у таблиці 3.12.

Таблиця 3.12 – Зведені результати визначення властивостей пластових нафт Луквинського родовища

Параметр	Свердловина	
	22	79
Горизонт	ml	ml
Пластовий тиск, МПа	7,60	5,05
Пластова температура, °С	35,3	40,0
Тиск насичення, МПа	7,60	5,05
Газовміст ¹ , м ³ /т	71,0	75,0
Об'ємний коефіцієнт при пластовому тиску ¹	1,206	1,214
Об'ємний коефіцієнт при тиску насичення ¹	1,206	1,214
Густина пластової нафти при пластовому тиску, кг/м ³	814,3	819,5
Густина розгазованої нафти ¹ , кг/м ³	850,0	850,0
Динамічний коефіцієнт в'язкості при пластовому тиску, мПа·с	2,29	2,044

Примітка:

¹ Значення при диференціальному розгазуванні

У таблиці 3.13 зазначено етапи підготовки нафти та газу на Луквинському газонафтовому родовищі.

Таблиця 3.13 – Етапи підготовки нафти та газу на Луквинському газонафтовому родовищі

Етап	Характеристика
Сепарація нафти від газу (дегазація)	Процес є багатоступеневим. На першому етапі відокремлюється основний об'єм вільного і розчиненого нафтового газу. Отриманий газ очищується від краплинної рідини, осушується та компримується для подачі споживачам або для власних потреб промислу (зокрема, для газліфту чи водогазового впливу на пласт)
Зневоднення (деемульсація)	Продукція свердловин надходить у вигляді стійкої водонафтової емульсії. Для її руйнування у потік дозовано подається хімічний реагент – деемульгатор. Суміш підігрівається у блокових печах підігріву з метою зниження в'язкості та подається у відстійні апарати (термохімічне відстоювання), де відбувається гравітаційне розділення нафти та пластової води
Знесолення	Оскільки пластова вода містить розчинені солі, що викликають корозію обладнання, нафту додатково промивають невеликою кількістю прісної води і повторно відстоюють у деемульсаторах
Стабілізація нафти	Зі зневодненої нафти видаляють легкі бензинові та газові фракції (пропан-бутанові компоненти). Це запобігає втратам від випаровування під час подальшого транспортування у резервуарах
Очищення пластової води	Відокремлена на етапі деемульсації пластова вода містить залишки нафтопродуктів та механічних домішок. Вона проходить етап очищення на очисних спорудах промислу (у відстійниках та фільтрах), а потім під високим тиском через нагнітальні системи знову закачується у продуктивні пласти для ППТ та інтенсифікації вилучення залишкової нафти

ВИСНОВОК ДО РОЗДІЛУ 3

Луквинське газонафтове родовище наразі перебуває на пізній (завершальній) стадії розробки, головними геолого-технологічними проблемами якого є значне природне виснаження пластової енергії, прогресуюче обводнення продуктивних горизонтів та погіршення проникності ПЗП. У зв'язку з цим проведення ГРП на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища є ключовим та найбільш ефективним методом інтенсифікації видобутку важковидобувних і залишкових запасів вуглеводнів.

Охарактеризовано геологічні особливості Луквинського газонафтового родовища, що обґрунтовують проведення ГРП і технологічні параметри та специфіку проведення цих робіт, а також проведено аналіз ефективності ГРП на свердловинах родовища і визначено головні технологічні ризики та проблеми, що пов'язані зі здійсненням ГРП на свердловинах родовища. Проаналізовано псевдотривимірну геомеханічну 3D-модель візуалізації розвитку тріщини ГРП в умовах Луквинського газонафтового родовища, що враховує флішову будову родовища (зокрема перешарування пісковиків та аргілітів) і ризик прориву нижнього глинистого бар'єра та вихід тріщини у водоносну зону. Показано, що при проведенні ГРП за умов низькопроникного флішу доволі ефективно розвивається тріщина довжиною до 80 м всередині нафтонасиченого колектора.

Показано, що заходи з ГРП на Луквинському газонафтовому родовищі довели свою високу техніко-економічну доцільність, надаючи можливість щодо трансформації свердловин з категорії «безперспективних» у діючий фонд із високими дебітами. Ці заходи сприяють інтенсифікації видобутку важковидобувних і залишкових запасів вуглеводнів на свердловинах родовища, що перебуває на завершальній стадії розробки.

Колтюрінгові операції на Луквинському газонафтовому родовищі є одним із найбільш ефективних методів інтенсифікації припливу вуглеводнів, що забезпечує відновлення дебіту свердловин без необхідності їхнього глушіння і тривалого капітального ремонту, оскільки це родовище характеризується високим ступенем виснаженості, складними геологічними умовами та зниженим пластовим тиском, що вимагає застосування технологій гнучких насосно-компресорних труб. Одним із основних напрямків цих операцій є соляно-кислотна обробка свердловин.

Надано характеристику щодо головних напрямків застосування колтюрінгу на свердловинах Луквинського газонафтового родовища, відзначено результати і технологічні переваги впровадження колтюрінгових

технологій в умовах родовища, а також з'ясовано основні проблеми щодо проведення цього типу робіт і шляхи їхнього вирішення в умовах родовища.

Показано, що в умовах високого ступеня виснаженості Луквинського газонафтового родовища колтубінгові операції так само, як і ГРП, є доволі важливими для покращення характеристики родовища стосовно продовження видобутку вуглеводнів.

Збір і підготовка продукції на Луквинському газонафтовому родовищі здійснюється за допомогою комплексу технологічних процесів, спрямованих на розділення багатоконпонентної свердловинної суміші (нафти, газу та води), а також доведення отриманих вуглеводнів до товарних стандартів. Системи збору продукції включають викидні лінії, групові замірні установки і транспортування до Центрального пункту збору. До етапів підготовки нафти і газу відносяться сепарація газу від нафти, зневоднення нафти (деемульсація), знесолення і стабілізація нафти, а також очищення пластової води.

4. СТАН ВИКОНАННЯ ПРОЕКТНИХ РІШЕНЬ

4.1 Стабілізація видобутку

Оскільки Луквинське газонафтове родовище на сучасному етапі перебуває на стадії пізньої (завершальної) розробки із високим ступенем виснаження первинних пластових запасів, головною метою поточних проектних рішень є уповільнення темпів падіння та стабілізація видобутку вуглеводнів за рахунок переходу на вторинні методи, оптимізації діючого фонду та впровадження нових технологічних рішень.

У зв'язку з високою капіталомісткістю нового буріння у складних геологічних умовах Передкарпаття виконання проектних рішень змістилося з буріння нових свердловин на максимальну утилізацію наявного фонду.

У таблиці 4.1 охарактеризовано стан виконання проектного фонду свердловин Луквинського газонафтового родовища.

Таблиця 4.1 – Стан виконання проектного фонду свердловин Луквинського газонафтового родовища

Рішення	Характеристика
Інтенсифікація діючих свердловин	Замість розширення сітки нових свердловин основний акцент робиться на капітальному ремонті свердловин, ізоляцію обводнених пластів та перехід на вищезалягаючі пропущені об'єкти (пласти стрийської або вигодської світи)
Повернення свердловин з ліквідаційного та бездіючого фонду	Проводяться відновлювальні роботи, зокрема зарізка бокових стовбурів, що дозволяє залучити у розробку застійні та недреновані зони пласта із меншими капіталовкладеннями порівняно з новим бурінням

Для компенсації падіння пластового тиску на свердловинах Луквинського газонафтового родовища та боротьби з їхнім обводненням впроваджуються різні проектні заходи, які зазначені у таблиці 4.2.

У той час реалізація проектних рішень на Луквинському газонафтовому родовищі стикається із низкою природних та економічних чинників, які зазначені у таблиці 4.3.

Для досягнення стійкої стабілізації видобутку на свердловинах Луквинського газонафтового родовища на найближчі роки пріоритетними є різні заходи, які відображено у таблиці 4.4.

Таблиця 4.2 – Технологічні рішення для стабілізації видобутку на свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Захід	Характеристика
Оптимізація механізованого видобутку	Більшість свердловин родовища вже переведені з фонтанного на механізований спосіб (зі встановленням штангових гвинтових та глибинно-насосних установок і відцентрових електронасосів). Проектні рішення передбачають індивідуальний підбір режимів роботи насосів для запобігання передчасному прориву підшовної води
Впровадження методів інтенсифікації припливу	Систематично виконуються соляно-кислотні обробки карбонатизованих колекторів та ГРП на низькопроникних ділянках для відновлення продуктивності привибійних зон
Модернізація системи збору та підготовки	Наземна інфраструктура адаптується до роботи в умовах низьких тисків на гирлах свердловин. Встановлюються додаткові компресорні потужності для зниження протитиску на пласти

Таблиця 4.3 – Проблеми та відхилення від проектних показників на свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Чинник	Опис проблеми	Вплив на стабілізацію
Високе обводнення	Стрімке зростання обводненості продукції (в окремих зонах понад 80–90%)	Збільшує витрати на утилізацію супутньої води, знижує дебіти нафти
Складна тектоніка	Наявність насувів, скидів та блокової будови пластів Прикарпаття	Проектовані гідродинамічні зв'язки між свердловинами часто не підтверджуються
Падіння тиску	Зниження пластового тиску нижче тиску насичення нафти газом	Призводить до розгазування нафти безпосередньо у пласті та падіння її рухливості

Таблиця 4.4 – Напрямки розвитку та подальші проектні рішення на свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Захід	Характеристика
Гідродинамічне	Перерахунок запасів і створення постійно діючих

та цифрове моделювання	геолого-технологічних моделей для точного виявлення ціликів нафти, не охоплених розробкою
Удосконалення системи заводнення	Переведення частини вибурених свердловин під нагнітання для ППТ у найбільш перспективних блоках

Продовження таблиці 4.4

Захід	Характеристика
Екологічний моніторинг	Дотримання жорстких екологічних стандартів Карпатського регіону при проведенні капітального ремонту свердловин та утилізації пластових стічних вод

4.2 Запобігання падінню пластового тиску

Для запобігання падінню пластового тиску та його штучного підтримання (ППТ) на пізній стадії розробки Луквинського газонафтового родовища застосовується комплекс геолого-технічних заходів. Оскільки це родовище має складну блокову будову та низькопроникні колектори, класичні підходи адаптують під конкретні тектонічні блоки. Існують різні методи з реалізації проектних рішень щодо збереження енергії пласта.

Заводнення пластів є базовим проектним рішенням для Луквинського газонафтового родовища, проте його ефективність ускладнена розчленуванням колекторів.

У таблиці 4.5 показано заходи з модернізації та оптимізації системи заводнення пластів Луквинського газонафтового родовища.

Таблиця 4.5 – Модернізація та оптимізація системи заводнення пластів Луквинського газонафтового родовища

Захід	Характеристика
Вибіркове (осередкове) заводнення	Замість суцільного контурного заводнення вода закачується у високопродуктивні блоки безпосередньо через вибурені свердловини, що втратили промислове значення як видобувні. Це дозволяє створювати локальні зони підвищеного тиску
Циклічне закачування води	Впроваджується для пластів із тріщинувато-пористими колекторами (вигодська світа). Періодична зміна тиску нагнітання дозволяє капілярним силам витіснити нафту з малопроникних матриць у тріщини
Очищення та підготовка води	Для захисту пласта від закупорювання (кольматації) використовуються закриті системи підготовки стічних нафтопромислових вод. Закачується саме попутно-видобута

	вода, що вирішує екологічну проблему її утилізації
--	--

Враховуючи те, що Луквинське родовище є газонафтовим, особлива увага приділяється збереженню енергії його газової шапки.

У таблиці 4.6 показано заходи з газових методів та бар'єрного нагнітання свердловин Луквинського газонафтового родовища.

Таблиця 4.6 – Газові методи та бар'єрне нагнітання свердловин Луквинського газонафтового родовища

Захід	Характеристика
Консервація газових свердловин	Видобуток із газової шапки суворо регламентується або тимчасово припиняється до вилучення основних запасів нафти, щоб запобігти передчасному прориву газу до нафтових свердловин і падінню тиску
Сайклінг-процес (за наявності техніко-економічного обґрунтування)	Проектні рішення розглядають можливість щодо зворотного закачування сухого газу у газову шапку для підтримки тиску та запобігання ретроградної конденсації жирного газу

З метою запобігання локальним депресійним лійкам і стрімкому падінню тиску навколо вибоїв свердловин Луквинського газонафтового родовища впроваджуються різні заходи, що відображені у таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Технологічні обмеження на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Захід	Характеристика
Оптимізація депресії	Встановлюються жорсткі технологічні режими роботи насосного обладнання (штангові гвинтові та глибинно-насосні установки і відцентрові електронасоси). Максимально допустиме зниження вибійного тиску обмежується для того, щоб уникнути розгазування нафти у пласті
Регулювання відбору рідини	Свердловини з високим газовим фактором або стрімким обводненням обмежуються у дебіті або зупиняються на циклічне відстоювання для вирівнювання фронту витіснення

Сучасний стан виконання проектів із запобігання падінню пластового тиску на свердловинах Луквинського газонафтового родовища передбачає постійне відстеження динаміки енергетичного стану цього родовища.

Для цього здійснюються методи з контролю та цифрового моніторингу тиску на його свердловинах, які охарактеризовано у таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 – Контроль та цифровий моніторинг тиску на свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Методи	Характеристика
Гідродинамічні дослідження	Регулярне вимірювання статичних тисків у зупинених та п'єзометричних свердловинах
Трасерні (індикаторні) дослідження	Запуск у нагнітальні свердловини спеціальних маркерів для відстеження напрямку руху води та визначення ефективності ППТ між блоками

4.3 Інтенсифікація роботи діючого фонду свердловин

Інтенсифікація роботи діючого фонду свердловин на Луквинському газонафтовому родовищі є критично важливим напрямком, оскільки дозволяє компенсувати природне падіння дебітів без капіталомісткого буріння нових свердловин. В умовах тріщинувато-пористих колекторів Прикарпаття (зокрема, вигодської світи) проектні рішення фокусуються на відновленні та збільшенні проникності ПЗП. Існують різні технологічні рішення та методи інтенсифікації, які застосовуються на діючому фонді Луквинського газонафтового родовища.

Карбонатизовані та теригенні колектори Луквинського газонафтового родовища є чутливими до хімічного впливу, тому кислотні обробки є найбільш масовим методом інтенсифікації роботи свердловин цього родовища.

У таблиці 4.9 показано хімічні методи обробки свердловин Луквинського газонафтового родовища.

Таблиця 4.9 – Хімічні методи обробки свердловин Луквинського газонафтового родовища

Методи	Характеристика
Соляно-кислотні обробки	Застосовуються для розчинення карбонатних мінералів та очищення ПЗП від продуктів кольтатації (бурового шламу, асфальтено-смолистих речовин)
Глинокислотні обробки	Використовуються суміші соляної та плавикової (фтористоводневої) кислот для руйнування глинистих частинок у пісковиках, які розбухають і блокують пори пласта
Спрямовані	Використання тимчасових блокуючих агентів (гелів), які

(полімерно-кислотні) обробки	перенаправляють кислоту з високопроникних (вже обводнених) інтервалів у щільні, ще не розроблені нафтонасичені пропластки
------------------------------	---

Для створення нових каналів фільтрації та покращення рухливості нафти на свердловинах Луквинського газонафтового родовища впроваджуються різні заходи, що відображені у таблиці 4.10.

Таблиця 4.10 – Механічні та термічні методи інтенсифікації роботи свердловин Луквинського газонафтового родовища

Методи	Характеристика
ГРП	Застосовується на щільних низькопроникних ділянках колектора. Закачування рідини розриву під високим тиском створює високопровідні тріщини, які закріплюються пропантом. Це дозволяє залучити у розробку матричну частину пласта
Акустична та ультразвукова обробка	Хвильовий вплив на ПЗП руйнує відкладення парафінів і солей у порах, покращуючи приплив нафти до вибою свердловини без хімічного забруднення пласта
Теплові обробки (термокислотні, прогрів вибою)	Оскільки нафта родовища містить значну кількість парафінів, періодичний прогрів вибоїв дозволяє розчинити смолисто-парафінові відкладення у колоні та ПЗП

Інтенсифікація роботи свердловин Луквинського газонафтового родовища також досягається за рахунок оптимізації роботи підземного обладнання.

У таблиці 4.11 показано заходи з технічної модернізації видобувної інфраструктури свердловин Луквинського газонафтового родовища.

Таблиця 4.11 – Технічна модернізація видобувної інфраструктури свердловин Луквинського газонафтового родовища

Захід	Характеристика
Спуск та заміна насосів	Підбір насосів оптимальної продуктивності під поточні дебіти свердловин. Збільшення частоти обертів або ходу плунжера для форсованого відбору рідини на обводнених свердловинах (з метою зниження вибійного тиску і залучення нафтових ціликів)
Впровадження диспергаторів та газосепараторів	Захист заглибного обладнання від шкідливого впливу вільного газу у свердловинах із високим газовим фактором, що стабілізує роботу насосів та збільшує

	їхній коефіцієнт корисної дії
--	-------------------------------

У випадку, якщо вищезазначені стандартні методи інтенсифікації роботи свердловин Луквинського газонафтового родовища не дають результату, виконуються складніші операції на діючому та бездіючому фонді, зокрема капітальний ремонт.

У таблиці 4.12 продемонстровано заходи з капітального ремонту як інструменту інтенсифікації роботи свердловин цього родовища.

Таблиця 4.12 – Капітальний ремонт як інструмент інтенсифікації роботи свердловин Луквинського газонафтового родовища

Захід	Характеристика
Ремонтно-ізоляційні роботи	Закачування цементних або полімерних мостів для ізоляції нижніх обводнених інтервалів (підшовної води) та спрямування депресії насоса суто на нафтовий пласт
Переходи на вище- та нижчезалягаючі горизонти	Повернення свердловин на пропущені або раніше законсервовані пласти шляхом проведення перфорації нових інтервалів експлуатаційної колони

Також було проаналізовано статистику успішності проведення ГРП та соляно-кислотної обробки на свердловинах Луквинського газонафтового родовища. Вона в умовах західноукраїнських родовищ ПАТ «Укрнафта» (включаючи Луквинське, яке розробляється у межах Івано-Франківської області) демонструє середній коефіцієнт успішності інтенсифікації на рівні 90–93%. Завдяки специфіці тріщинувато-пористих колекторів Передкарпаття, а також застосування модернізованих хімічних та механічних методів ГРП поряд із соляно-кислотою обробкою забезпечує високу окупність операцій.

У таблиці 4.13 наведено усереднені статистичні та технологічні показники щодо проведення ГРП, соляно-кислотної обробки та їхніх комбінацій (зокрема кислотного ГРП) відносно свердловин Луквинського газонафтового родовища.

Таблиця 4.13 – Порівняльна статистика ефективності ГРП та соляно-кислотної обробки на свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Показник	Гідророзрив пласта (ГРП / кислотний ГРП)	Соляно-кислотна обробка
Коефіцієнт успішності	93% (висока точність прогнозу)	85–90% (залежить від поточної обводненості)

Середня кратність зростання дебіту	Збільшення у 3–4 рази (в окремих випадках – до 25 разів)	Збільшення у 1,5–2,5 рази
Тривалість ефекту	Від 12 до 24 і більше місяців	Від 3 до 8 місяців (вимагає регулярного повторення)

Продовження таблиці 4.13

Показник	Гідророзрив пласта (ГРП / кислотний ГРП)	Соляно-кислотна обробка
Головна зона впливу	Глибока матриця пласта, створення нових тріщин	ПЗП, очищення пор

Таким чином, для щільних пісковиків і карбонатизованих колекторів вигодської світи Луквинського газонафтового родовища найефективнішими методами виявилися саме класичний і кислотний види ГРП. При цьому застосування удосконалених рецептур гелів-носіїв та комбінування власного флоту спецтехніки дозволили значно знизити аварійність під час «стопів». У результаті було зафіксовано випадки екстремального зростання дебітів на старих свердловинах Передкарпаття, коли добовий видобуток нафти після очищення вибою та кислотного ГРП зростав у десятки разів.

Щодо соляно-кислотної обробки, головною причиною недосягнення проектного ефекту на свердловинах Луквинського газонафтового родовища (близько 7–10% невдалих операцій) є високе поточне обводнення пласта, і якщо тріщина або кислота проривається до зони підшовної води, свердловина починає видобувати супутню воду замість нафти. Однак на цьому родовищі впроваджено практику обов'язкових ремонтно-ізоляційних робіт перед проведенням методів інтенсифікації роботи для відсікання водяних пластів.

Також було проведено аналіз окупності двох вищезазначених методів для інтенсифікації роботи діючого фонду свердловин.

У таблиці 4.14 наведено величини окупності ГРП та соляно-кислотної обробки на свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Таблиця 4.14 – Величини окупності ГРП та соляно-кислотної обробки на свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Параметр	ГРП	Соляно-кислотна обробка
Капітальні інвестиції	6 000 000 грн	1 000 000 грн
Середній додатковий дебіт нафти	+ 4 т/добу (у перші місяці)	+ 1,5 т/добу

Додатковий прибуток на добу (з урахуванням окупності 15 000 грн/т)	60 000 грн/добу	22 500 грн/добу
Термін окупності	Біля 3,3 місяців	1,5 місяця

Однак зважаючи на те, що по відношенню до ГРП ефект тримається від 12 до 24 місяців (тобто від 1 до 2 років), згідно з даними, представленими у таблиці 4.14, впровадження ГРП забезпечує коефіцієнт повернення інвестицій у більш ніж 300% за перший рік. Стосовно соляно-кислотної обробки, ефект є більш короткостроковим (3–6 місяців), тож хоча протягом цього часу операція є повністю окупною та приносить чистий прибуток, але вона вимагає частого повторення. Звичайно, це вказує на те, що з точки зору окупності найкращим методом інтенсифікації роботи діючого фонду свердловин Луквинського газонафтового родовища знову ж таки є ГРП.

ВИСНОВОК ДО РОЗДІЛУ 4

Оскільки Луквинське газонафтове родовище на сучасному етапі перебуває на стадії пізньої (завершальної) розробки із високим ступенем виснаження первинних пластових запасів, головною метою поточних проектних рішень є уповільнення темпів падіння та стабілізація видобутку вуглеводнів за рахунок переходу на вторинні методи, оптимізації діючого фонду та впровадження нових технологічних рішень.

Охарактеризовано стан виконання проектного фонду свердловин Луквинського газонафтового родовища, технологічні рішення для стабілізації видобутку на цих свердловинах, проблеми та відхилення від проектних показників, а також напрямки розвитку та подальші проектні рішення на зазначених свердловинах.

Для запобігання падінню пластового тиску та його штучного підтримання (ППТ) на пізній стадії розробки Луквинського газонафтового родовища застосовується комплекс геолого-технічних заходів.

Надано характеристику методам модернізації та оптимізації системи заводнення пластів Луквинського газонафтового родовища, газовим методам та бар'єрному нагнітанням свердловин цього родовища, технологічним обмеженням на видобувних свердловинах, а також методам з контролю та цифрового моніторингу тиску на свердловинах родовища.

Інтенсифікація роботи діючого фонду свердловин на Луквинському газонафтовому родовищі є критично важливим напрямком, оскільки дозволяє компенсувати природне падіння дебітів без капіталомісткого буріння нових свердловин.

З'ясовано хімічні методи обробки свердловин Луквинського газонафтового родовища, механічні та термічні методи інтенсифікації роботи, заходи з технічної модернізації видобувної інфраструктури свердловин, а також капітального ремонту як інструменту інтенсифікації роботи свердловин у випадку, якщо інші методи виявилися неефективними.

Було проаналізовано статистику успішності проведення ГРП та соляно-кислотної обробки на свердловинах Луквинського газонафтового родовища. Показано, що для щільних пісковиків і карбонатизованих колекторів вигодської світи Луквинського газонафтового родовища найефективнішими методами виявилися саме класичний і кислотний види ГРП із коефіцієнтом успішності 93% (проти 85–90% у соляно-кислотної обробки), зростанням дебіту у 3–4, іноді й до 25 разів (проти 1,5–2,5 разів у соляно-кислотної обробки) і збереженням ефекту тривалістю до 1–2 років і більше порівняно із соляно-кислотою обробкою (3–8 місяців). Головною причиною недосягнення проектного ефекту за участю соляно-кислотної обробки на свердловинах родовища (близько 7–10% невдалих операцій) є високе поточне обводнення пласта.

Також було проведено аналіз окупності двох вищезазначених методів для інтенсифікації роботи діючого фонду свердловин. Показано, що з точки зору окупності найкращим методом для свердловин Луквинського газонафтового родовища знову ж таки є ГРП, що забезпечує коефіцієнт повернення інвестицій у більш ніж 300% за перший рік за рахунок збереження ефекту від 1–2 років на противагу соляно-кислотній обробці, ефект після якої тримається лише 3–6 місяців, з-за чого вона вимагає частого повторення.

За результатами проведеного аналізу запропоновано рекомендації щодо покращення ефективності розробки Луквинського газонафтового родовища, і, по-перше, запропоновано заходи зі стабілізації видобутку, до яких відносяться оптимізація механізованого видобутку, впровадження методів інтенсифікації припливу і модернізація системи збору та підготовки. По-друге, запропоновано шляхи із запобігання падінню пластового тиску на свердловинах, серед яких особливо відзначаються модернізація та оптимізація системи заводнення пластів, газові методи та бар'єрне нагнітання свердловин, а також контроль та цифровий моніторинг тиску на свердловинах. І, по-третє, запропоновано заходи з інтенсифікації роботи діючого фонду свердловин, до яких відносяться хімічні методи (зокрема соляно-кислотна обробка свердловин, що є одним із напрямків колтюбінгових операцій), механіко-термічні методи (зокрема гідророзриви пластів), а також технічна модернізація видобувної інфраструктури свердловин і навіть капітальний ремонт у випадку, якщо всі інші методи інтенсифікації роботи свердловин виявилися неефективними.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

5.1 Постановка завдання

Об'єктом дослідження є видобувні свердловини Луквинського газонафтового родовища, яке розташоване у Рожнятівському районі Івано-Франківської області на відстані 16 км від м. Рожнятів і належить до Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району Передкарпатської нафтогазоносної області.

Метою є аналіз умов праці при експлуатації видобувних свердловин Луквинського газонафтового родовища, виявлення небезпечних і шкідливих виробничих факторів (НШВФ), характерних для технологічного процесу видобутку газу та нафти, а також розробка комплексу інженерно-технічних і організаційних заходів із забезпечення безпеки працівників, пожежо- і вибухобезпеки об'єкта та безпеки у надзвичайних ситуаціях.

До завдань відносяться наступні:

- Дослідження експлуатаційних особливостей систем тепло- і газопостачання, а також технологічних процесів видобутку газу і нафти на свердловинах;
- Аналіз умов праці на свердловинах і виявлення потенційних НШВФ;
- Розробка переліку інженерно-технічних заходів і засобів захисту працівників при роботі на свердловинах відповідно до вимог системи стандартів безпеки праці (ССБП);
- Забезпечення санітарно-гігієнічних умов праці;
- Розробка заходів із пожежної та вибухової безпеки об'єкта;
- Розгляд безпеки праці за виникнення надзвичайних ситуацій.

5.2 Експлуатаційні особливості систем тепло- і газопостачання та технологічних процесів

5.2.1 Особливості експлуатації видобувних свердловин

Луквинське газонафтове родовище приурочене до другого ярусу складок центральної частини Бориславсько-Покутської зони. Експлуатація видобувних свердловин цього родовища передбачає видобування нафти, газу та конденсату з підземних покладів під тиском.

Ключові експлуатаційні особливості видобувних свердловин Луквинського газонафтового родовища включають наступне:

- Робота устаткування здійснюється під високим тиском (до 15–25 МПа для газових свердловин);
- Наявність легкозаймистих і вибухонебезпечних речовин (таких, як природний газ, нафта і конденсат);
- Можливість щодо викиду токсичних речовин (таких, як сірководень і леткі вуглеводні);
- Робота з рухомими частинами механізмів (вертлюги, насоси, компресори);
- Потенційна небезпека щодо виникнення аварійних ситуацій при порушенні цілісності трубопроводів.

Правила безпеки у нафтогазодобувній промисловості встановлюють організаційні та технічні вимоги безпеки праці під час експлуатації газових і нафтових свердловин, систем збору нафти і газу, а також підготовки продукції до транспортування.

5.2.2 Технологічний процес видобутку газу і нафти

Основні етапи технологічного процесу на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища включають наступне:

1. Видобування флюїдів (газ, нафта, вода) з пласта через свердловину;
2. Сепарація – розділення газу, нафти та води із використанням сепараторів;
3. Підготовка газу та нафти до транспортування (зокрема проходження етапів очищення та осушення);
4. Транспортування продукції до магістральних трубопроводів або на переробні заводи.

5.3 Аналіз умов праці та виявлення небезпечних і шкідливих виробничих факторів

5.3.1 Класифікація небезпечних і шкідливих виробничих факторів

Згідно з гігієнічною класифікацією, умови праці на газонафтових свердловинах поділяються на такі 4 класи, як оптимальні, допустимі, шкідливі та небезпечні (або екстремальні). Небезпечні фактори здатні викликати гостре порушення здоров'я або загибель, тоді як шкідливі фактори

призводять лише до виникнення професійних захворювань та зниження працездатності.

5.3.2 Перелік НШВФ для видобувних свердловин Луквинського газонафтового родовища

У таблиці 5.1 наведено перелік НШВФ на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища.

Таблиця 5.1 – Перелік НШВФ на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища

№	НШВФ	Класифікація	Обставини виявлення	Наслідки
1	Підвищений тиск у свердловині та трубопроводах	Фізичний	Експлуатація устаткування під тиском 15–25 МПа	Руйнування обладнання, викид газу/нафти, травми, загибель
2	Вибухонебезпека природного газу та нафти	Фізичний/хімічний	Наявність горючих вуглеводнів, можливість утворення вибухонебезпечних сумішей	Вибух, пожежа, травми, загибель людей, матеріальні збитки
3	Пожежонебезпека легковоспалюваних речовин	Фізичний/хімічний	Наявність нафти, газу, конденсату	Пожежа, опіки, загибель, матеріальні збитки
4	Сірководень (H_2S)	Хімічний	Газові родовища можуть містити H_2S	Отруєння, загибель при високих концентраціях
5	Підвищений рівень шуму	Фізичний	Робота компресорів, сепараторів, вентилів	Професійна глухота, зниження працездатності
6	Вібрація	Фізичний	Робота вібраційного устаткування, насосів	Вібраційна хвороба, порушення кровообігу
7	Підвищена запиленість повітря	Фізичний	Робота з ґрунтом, піском при ремонті свердловин	Захворювання органів дихання (пневмоконіоз)
8	Електричний струм	Фізичний	Електроустаткування свердловин, котельні	Електротравми, опіки, загибель
9	Підвищена/понижена температура повітря	Фізичний	Робота на відкритому повітрі, гарячі поверхні обладнання	Тепловий удар, переохолодження, опіки
10	Рухомі частини машин і механізмів	Фізичний	Вертуліги, насоси, вантажопідйомні механізми	Механічні травми, відчленування кінцівок
11	Підвищена напруга	Фізичний	Устаткування з	Електротравми,

	в електричному ланцюзі		високою напругою	загибель
12	Інтенсивне електромагнітне випромінювання	Фізичний	Електроустаткування, радіозв'язок	Порушення ЦНС, серцево-судинної системи

Згідно з таблицею 5.1, найбільш небезпечними виробничими підрозділами на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища з точки зору охорони праці є наступні ділянки:

- Ділянка експлуатації свердловин (високий тиск, вибух, пожежа, H_2S);
- Сепараційна установка (високий тиск, пожежа, газ);
- Насосна станція (шум, вібрація, тиск);
- Електропідстанція (електричний струм).

Вищезазначені ділянки підлягають додатковому дослідженню з метою розробки заходів для покращення умов праці та підвищення рівня безпеки.

5.4 Організаційні та технічні заходи з охорони праці

5.4.1 Загальний перелік заходів

На основі аналізу стану охорони праці розроблено комплекс організаційних і технічних заходів з охорони праці на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища, який охарактеризовано у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Комплекс організаційних та технічних заходів з охорони праці на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища

№	Захід	Проблема, яка вирішується
1	Запобігання потраплянню H_2S у робочу зону (системи моніторингу, детектори газу)	Хімічна небезпека, пов'язана із витоком сірководню
2	Застосування засобів колективного захисту (системи вентиляції, сепарації)	Загазованість та запиленість
3	Застосування засобів індивідуального захисту (протигази, каски, захисні костюми, спецвзуття з антистатичним захистом)	Увесь перелік НШВФ
4	Автоматизація та механізація небезпечних процесів	Робота під високим тиском та із рухомими частинами
5	Встановлення захисних блокувань та системи аварійного відключення	Аварійні ситуації та високий тиск
6	Заземлення електроустаткування	Електричний струм
7	Планомірний технічний огляд і ремонт устаткування	Руйнування обладнання під високим тиском

8	Інструктаж з техніки безпеки та навчання працівників з охорони праці, пожежної безпеки і дій у НС	Небезпеки, пов'язані із людським фактором
9	Створення системи пожежогасіння (вогнегасники, пожежні крани, гідранти)	Пожежа

5.4.2 Детальне інженерне обґрунтування заходу №1: Система моніторингу сірководню

Наявність сірководню (H_2S) у газі може призвести до отруєння працівників. H_2S – це токсичний газ без кольору із запахом тухлих яєць, і при високих концентраціях (>500 ppm) він викликає миттєву загибель людини через незворотні порушення з боку ЦНС.

З метою захисту від дії великої кількості H_2S слід встановлювати стаціонарні системи моніторингу газу із детекторами H_2S .

Для цього здійснимо розрахунок кількості детекторів:

Нехай площа сепараційної установки становить:

$$S = 20 \text{ м} \times 15 \text{ м} = 300 \text{ м}^2$$

Згідно з вимогами безпеки, детектори газу встановлюються з інтервалом не більше 7,5 м у зоні можливого викиду H_2S . При цьому кількість детекторів розраховується за формулою:

$$N = \frac{S}{A_{\text{дет}}} = \frac{300}{7,5} = 5,33 \approx 6 \text{ детекторів}$$

Де:

$A_{\text{дет}}$ – площа захисту одного детектора (коло радіусом 7,5 м).

До технічних характеристик детекторів H_2S , які слід встановити на території видобувних свердловин Луквинського газонафтового родовища, відносяться:

- Тип – стаціонарний газоаналізатор H_2S ;
- Діапазон вимірювання – 0–1000 ppm;
- Чутливість – 1 ppm;
- Час реагування – ≤ 10 с;
- Сигнал аварії – звуковий (≥ 85 дБ) та світловий.

Таким чином, встановлення 6 детекторів H_2S на території видобувних свердловин Луквинського газонафтового родовища забезпечить повне покриття сепараційної установки та своєчасне оповіщення про загрозу.

5.4.3 Детальне інженерне обґрунтування заходу №9: Розрахунок необхідної кількості вогнегасників

Існує потреба у забезпеченні пожежної безпеки на видобувних свердловинах, а також необхідною кількістю допоміжних приміщень.

Для цього слід здійснити правильний вибір вогнегасника та розрахувати необхідну кількість вогнегасників.

Згідно з ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання» і НАПБ Б.01.008-2018, для газопостачальних об'єктів на прикладі газонафтових родовищ застосовуються порошкові вогнегасники (тип АВС).

З метою обґрунтування вибору вогнегасника для видобувних свердловин Луквинського газонафтового родовища слід зазначити, що:

- Порошкові вогнегасники є ефективними для пожеж класу А (тверді речовини), В (рідкі горючі речовини – нафта, бензин) і С (гази);
- Вогнегасники не проводять електричний струм (тобто вони безпечні для гасіння електроустаткування);
- Вогнегасники дозволяють гасити пожежі при високих температурах.

Розрахунок кількості вогнегасників для видобувних свердловин Луквинського газонафтового родовища проводять наступним чином:

1. Визначення категорії пожежонебезпеки приміщення:
 - Сепараційна установка – категорія можливої пожежі А, В та С (вибухо- та пожежонебезпечна);
 - Площа – $S = 300 \text{ м}^2$
2. Нормативна площа захисту одного вогнегасника:
 - Для категорій А, В та С – $A = 45 \text{ м}^2$ на один вогнегасник класу ВП-9
3. Кількість вогнегасників:

$$N = \frac{S}{A} = \frac{300}{45} = 6,6 \approx 7 \text{ вогнегасників}$$

4. Корекція на відстань до вогнегасника:
 - Максимальна відстань до вогнегасника – 15 м;
 - Перевірка розташування – при розміщенні 6 вогнегасників по периметру приміщення із вимірами $20 \times 15 \text{ м}$ відстань між ними має становити приблизно 10 м, що задовольняє вимогу.

Технічні характеристики вогнегасника для видобувних свердловин Луквинського газонафтового родовища зазначено у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Технічні характеристики вогнегасника для видобувних свердловин Луквинського газонафтового родовища

Технічна характеристика		Значення
Вага (кг)		12,2
Клас пожежогасіння		A,B,C,E
Ширина (мм)		180
Висота (мм)		585
Маса вогнегасної речовини, (кг)		9
Обсяг корпусу, (л)		11,8
Довжина викиду не менше (м)		4,5
Гасіння приміщень площею до, (м ²)		45

Продовження таблиці 5.3

Технічна характеристика		Значення
Діапазон робочих температур, (°C)		-20 ... +50°C

Таким чином, для сепараційної установки площею 300 м² необхідно встановити 7 порошкових вогнегасників по 9 кг кожний, розміщених по периметру приміщення із кроком до 10 м.

5.5 Санітарно-гігієнічні умови праці

Для забезпечення відповідних санітарно-гігієнічних умов на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища передбачаються наступні заходи:

1. Вентиляція – природна та примусова витяжна вентиляція сепараційних установок для запобігання накопиченню газу;
2. Освітлення – загальне та місцеве освітлення робочих зон відповідно до ДБН В.2.5-28:2018;
3. Санітарно-побутові приміщення – шкафчики для одягу, душові, кімнати відпочинку;
4. Медичне обслуговування – періодичні медичні огляди працівників, наявність аптечки першої допомоги;
5. Контроль забруднення повітря – постійний моніторинг концентрації H₂S та вуглеводнів.

5.6 Пожежна та вибухова безпека об'єкта

5.6.1 Небезпечні фактори пожежі

Небезпечні фактори пожежі на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища включають наступне:

- Високу температуру (до 1000 °C і більше);

- Задимлення (токсичні продукти горіння);
- Вибух газоповітряних сумішей;
- Відкритий вогонь;
- Колапс конструкцій обладнання.

5.6.2 Система запобігання пожежі

Комплекс організаційних заходів і технічних засобів для виключення можливості пожежі на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища зазначений у таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Комплекс організаційних заходів і технічних засобів для виключення можливості пожежі на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Захід	Опис
Запобігання виникненню відкритого вогню	Заборона куріння і використання засобів, що призводять до виникнення відкритого вогню
Заземлення обладнання	Усунення статичної електрики на трубопроводах і резервуарах
Іскрогасники	Встановлення іскрогасників у місцях виходу газу
Контроль герметичності	Регулярний огляд трубопроводів та арматури на предмет витоків
Автоматичні датчики газу	Встановлення детекторів витоку газу із сигналізацією
Обмеження джерел запалювання	Використання вибухобезпечного електроустаткування (виконання вимоги Ex)

5.6.3 Система протипожежного захисту

Комплекс заходів, спрямованих на запобігання дії небезпечних факторів пожежі на людей та обмеження матеріальних збитків на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища, наведено у таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Комплекс заходів, спрямованих на запобігання дії небезпечних факторів пожежі на людей та обмеження матеріальних збитків на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Захід	Опис
Системи пожежогасіння	Порошкові вогнегасники, пожежні крани, гідранти
Сигналізація	Система пожежної сигналізації з оповіщенням
Евакуація	Розробка схем шляхів евакуації та запасних

	виходів
Пожежне водопостачання	Пожежні резервуари і насосні станції
Пожежна розвідка	Навчаний персонал і тренажери

5.7 Безпека в надзвичайних ситуаціях

5.7.1 Актуальність, терміни й поняття, класифікація надзвичайних ситуацій

Надзвичайна ситуація (НС) – це порушення нормальних умов життєдіяльності людей, що спричинене аварією, катастрофою, пожежею чи стихійним лихом, яке призвело або може призвести до людських жертв, а також завдати значної матеріальної шкоди.

Для Луквинського газонафтового родовища є характерними техногенні НС через експлуатацію устаткування під тиском, а також наявність вибухота пожежонебезпечних речовин.

Класифікацію НС на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища за походженням наведено у таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Класифікація НС на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища за походженням

Тип НС	Приклади для газового родовища
Техногенні	Аварії на свердловинах, вибухи, пожежі, витіки газу, руйнування трубопроводів
Природні	Землетруси, повені, зсуви ґрунтів, грози
Екологічні	Забруднення ґрунту і води нафтою та газом
Соціальні	Терористичні акти та диверсії

У той час у таблиці 5.7 зазначено класифікацію НС на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища за масштабом наслідків.

Таблиця 5.7 – Класифікація НС на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища за масштабом наслідків

Рівень	Людські втрати	Матеріальні збитки	Зона НС
Локальний	≤5 осіб	≤100 тис. грн	Об'єкт
Місцевий	6–20 осіб	100 тис. – 1 млн грн	Територія родовища
Регіональний	21–50 осіб	1–5 млн грн	Івано-Франківська область
Державний	>50 осіб	>5 млн грн	Вся Україна

5.7.2 Заходи щодо попередження виникнення НС для конкретного об'єкта

Для Луквинського газонафтового родовища передбачається ряд наступних заходів щодо попередження виникнення НС, відображених у таблиці 5.8.

Таблиця 5.8 – Заходи щодо попередження виникнення НС на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Захід	Опис
Технічний моніторинг	Постійний контроль тиску, температури, витрати газу
Автоматичні захисні блокування	Аварійне відключення свердловини при перевищенні тиску
Регулярний ремонт	Планово-попереджувальний ремонт устаткування
Контроль Герметичності	Ультразвуковий контроль витоків газу
Захист від грози	Громоводи на свердловинах, резервуарах
Закріплення опор	Запобігання падінню опор і обриву проводів ЛЕП
Навчання персоналу	Інструктажі з безпеки, тренування дій у НС

5.7.3 Заходи попередження й ліквідації наслідків НС

Заходи з попередження НС на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища включають наступне:

1. Дотримання Правил безпеки у нафтогазодобувній промисловості;
2. Виконання вимог НАПБ А.01.001-2014 «Правила пожежної безпеки в Україні»;
3. Періодичні перевірки стану устаткування;
4. Впровадження сучасних технологій із дотримання техніки безпеки.

Заходи з ліквідації наслідків НС на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища зазначено у таблиці 5.9.

Таблиця 5.9 – Заходи з ліквідації наслідків НС на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища

Етап	Заходи
Оповіщення	Звукове та світлове оповіщення персоналу про НС
Евакуація	Організована евакуація персоналу за відповідними схемами
Локалізація	Локалізація витоку газу і пожежі та відключення свердловини
Гасіння пожежі	Застосування вогнегасників і пожежних кранів
Довідка потерпілим	Перша долікарська допомога постраждалим
Оцінка збитків	Обстеження об'єкта і підрахунок матеріальних збитків
Відновлення	Ремонт устаткування та його введення в експлуатацію

5.7.4 Рятувальні роботи при ліквідації наслідків НС

Рятувальні роботи на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища включають наступні заходи:

1. Пошук та евакуація потерпілих із зони НС;
2. Медична допомога – перша долікарська допомога постраждалим від отруєння газом, а також при опіках і травмах;
3. Локалізація аварії – перекриття клапанів і зупинка свердловини;
4. Гасіння пожежі – застосування вогнегасників і дотримання правил пожежної техніки;
5. Дезактивація/дегазація – очищення території від забруднень.

5.7.5 Перша долікарська допомога

Загальні принципи надання першої долікарської допомоги постраждалим на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища включають наступні заходи:

1. Забезпечити безпеку рятівника і постраждалого (усунути джерело небезпеки);
2. Викликати швидку допомогу (103) та аварійну службу газу (104);
3. Оцінити стан постраждалого (свідомість, дихання, пульс);
4. Відновити прохідність дихальних шляхів за потреби;
5. Зробити серцево-легеневу реанімацію при відсутності дихання і пульсу;
6. Зупинити кровотечу при її наявності;
7. Накласти пов'язку на рани;
8. Надати зручну позицію при шоці.

Перша допомога при отруєнні сірководнем (H_2S) на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища, відповідно, включає наступні заходи:

- Вивести потерпілого на свіже повітря;

- Надати можливість вдихати кисень;
- При зупинці дихання – здійснювати заходи із ШВЛ;
- Викликати швидку допомогу.

Перша допомога при опіках у процесі роботи на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища включає такі заходи:

- Охолодити опік чистою холодною водою протягом 10–15 хв;
- Накласти стерильну пов'язку;
- Не знімати одяг, що прилип до опіку;
- Викликати швидку допомогу.

ВИСНОВОК ДО РОЗДІЛУ 5

У розділі проведено аналіз умов праці на видобувних свердловинах Луквинського газонафтового родовища, а також виявлено 12 основних небезпечних і шкідливих виробничих факторів, характерних для технологічного процесу видобутку газу та нафти. Найбільш небезпечними з них є підвищений тиск, вибухонебезпека, пожежонебезпека і наявність сірководню.

Розроблено комплекс із 9 організаційних та технічних заходів з охорони праці, два з яких (система моніторингу H_2S та розрахунок кількості вогнегасників) отримали детальне інженерне обґрунтування з розрахунками та схемами.

Запропоновані заходи забезпечують відповідність вимогам Правил безпеки у нафтогазодобувній промисловості, НАПБ А.01.001-2014, ДСТУ та інших нормативних документів стандартів безпеки праці.

Розглянуто питання безпеки у надзвичайних ситуаціях, зокрема класифікацію НС, заходи попередження та ліквідації наслідків, рятувальні роботи та першу долікарську допомогу.

ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК

У результаті виконання дипломної роботи було проведено самостійний аналіз геолого-промислових матеріалів, технічної документації, нормативних джерел і фактичних показників роботи Луквинського газонафтового родовища. Під час виконання цієї роботи було опрацьовано матеріали ПАТ «Укрнафта», проєктні документи щодо розробки родовища, результати геофізичних досліджень свердловин, а також статистичні дані з видобутку нафти і газу. У роботі досліджено сучасний стан Луквинського газонафтового родовища, яке входить до складу Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та розташоване на території Івано-Франківської області. Це родовище характеризується складною геологічною будовою, значною кількістю продуктивних горизонтів і тривалим періодом промислової експлуатації. Загалом за увесь час його розробки було розкрито та пробурено 57 свердловин.

У процесі виконання дипломної роботи було з'ясовано, що у геологічній будові структури Луквинського газонафтового родовища беруть участь флішеві утворення верхньої крейди (стрийська світа), палеоцену, еоцену (манявська, вигодська, бистрицька світи), олігоцену (менілітова світа) та моласові породи міоцену (поляницька світа). В утвореннях еоцену вигодської світи накопичуються поклади нафти і газу. Історія вивчення території Луквинського газонафтового родовища розпочалася у період 1947–1949 рр. у процесі креліусного буріння, тоді як у 1985 р. за участю ПАТ «Укрнафта» була складена технологічна схема розробки, відповідно до якої у 1988 р. передбачалося розпочати підтримання пластового тиску шляхом закачування гарячої води. За всю історію розробки з родовища було видобуто 539,3 тис. т нафти і 235,3 млн м³ попутного газу, а також було відібрано 36,76% початкових видобувних запасів нафти. Максимальний річний видобуток нафти (близько 260–280 тис. т/рік) на родовищі, а також газу (35–40 млн. м³) було досягнуто на самому початку розробки (приблизно у 1980 р.), тоді як

станом на 1993 рік обсяги видобутку нафти і газу (30–40 тис. т/рік і 10–15 млн. м³ відповідно) є найнижчими з-за виснаження свердловин.

При аналізі фізико-хімічних властивостей нафти, що добувається на родовищі, було з'ясовано, що вона належить до високоякісних сировинних нафт легкого типу і характеризується низьким вмістом сірки та значним виходом світлих фракцій під час переробки. У напрямку від Північної до Центральної та Південної ділянок родовища спостерігається тенденція до збільшення молекулярної маси, густини (без газів), в'язкості, а також смолистості та парафінізації нафти, тоді як вміст газів, навпаки, зменшується. Поверхнева нафта характеризується більшою густиною (837,5 кг/м³) та в'язкістю (6,25 мПа·с) порівняно із пластовою нафтою (750 кг/м³ і 1,15 мПа·с відповідно), що пов'язано із втратою легких фракцій та вказує на розгазування і зниження температури нафти, що знаходиться на поверхні. Нафта родовища є високопарафінистою (11,25%) та малосмолистою (5,75%), а також містить невеликі домішки асфальтенів (1,15%), що є головним джерелом ризику утворення парафінових пробок і зменшення стабільності розчину асфальтенів, які за невеликої кількості у поєднанні з високим вмістом парафінів спричиняють утворення щільної структури органічного осаду у привибійній зоні. Однак невеликі домішки сірки (0,25%) вказують на низьку агресивність нафти по відношенню до металу та легкість у подальшому очищенні сировини. Таким чином, співвідношення вмісту сірки до асфальтенів, смоли і парафінів у нафті складає 1:4,5:23:45. Існує значний контраст у газовмісті пласта (60–130 м³/т), а також відносно стабільний характер по відношенню до тиску насичення нафти (12–16,5 МПа).

На основі фактичних матеріалів проведено аналіз поточного стану розробки родовища і встановлено, що родовище наразі перебуває на завершальній стадії розробки, що характеризується високим виснаженням запасів і значним обводненням свердловин. Поточний добовий видобуток нафти на родовищі становить орієнтовно 4–6 т на добу, і понад 40% свердловин відносяться до категорії малодебітних, видобуток нафти на яких становить 0,5–2 т на добу. Причинами обводнення свердловин є природне підняття водонафтових контактів, висока вертикальна неоднорідність, густа мережа тектонічних тріщин, надмірні депресії тиску, порушення герметичності цементного каменю, а також корозія або знос експлуатаційної колони. До механізмів обводнення відносяться конусоутворення, тріщинний прорив, заколонні перетоки та прорив води після проведення гідророзривів пластів. До груп методів боротьби з обводненням входять хімічні, техніко-механічні та технологічні методи, кожний із яких було підібрано під той чи інший механізм обводнення. Зокрема для конусоутворення пріоритетними методами є обмеження дебіту або циклічна експлуатація, тоді як для тріщинного прориву пріоритетним методом є закачування зшитих полімерних гелів, для заколонних перетоків – заливка цементного розчину

під тиском, а для прориву після ГРП – встановлення неселективного цементного моста.

Збір і підготовка продукції на Луквинському газонафтовому родовищі здійснюється за допомогою комплексу технологічних процесів, спрямованих на розділення багатокomпонентної свердловинної суміші (нафти, газу та води), а також доведення отриманих вуглеводнів до товарних стандартів. Системи збору продукції включають викидні лінії, групові замірні установки і транспортування до Центрального пункту збору. До етапів підготовки нафти і газу відносяться сепарація газу від нафти, зневоднення нафти (деемульсація), знесолення і стабілізація нафти, а також очищення пластової води.

Охарактеризовано аналіз обводнення свердловин Луквинського газонафтового родовища за діагностичним графіком Чанга, що дозволяє визначити механізм прориву пластової води у свердловину без зупинки свердловини та дорогих геофізичних досліджень. В умовах цього родовища, де поєднуються природна тріщинна неоднорідність та значне виснаження запасів, цей метод є ключовим для диференціації конусоутворення та фільтрації по високопровідних тріщинних каналах. Графік Чанга для більшості свердловин насувних блоків підтверджує, що вода стрімко проривається по системі тектонічних та штучних тріщин безпосередньо з водоносної зони, тоді як для свердловин із тріщинним типом обводнення, відносно яких класичне форсоване відбирання рідини є неефективним і прискорює защемлення нафти у матриці, модель Чанга обґрунтовує необхідність щодо проведення водоізоляційних робіт, таких, як, наприклад, закачування полімерних гелевих систем для блокування тріщин, або переходу на циклічний режим експлуатації свердловин.

У роботі розглянуто ефективність проведення гідророзривів пластів для інтенсифікації видобутку важковидобувних і залишкових запасів вуглеводнів на свердловинах родовища, що перебуває на завершальній стадії розробки. У той час колтубінгові операції є ще одним ефективним методом інтенсифікації припливу вуглеводнів на родовищі, що забезпечує відновлення дебіту свердловин без необхідності їхнього глушіння і тривалого капітального ремонту, і одним із основних напрямків цих операцій є соляно-кислотна обробка свердловин. Проаналізовано псевдотривимірну геомеханічну 3D-модель візуалізації розвитку тріщини ГРП в умовах Луквинського газонафтового родовища, що враховує флішову будову родовища (зокрема перешарування пісковиків та аргілітів) і ризик прориву нижнього глинистого бар'єра та вихід тріщини у водоносну зону. Показано, що при проведенні ГРП за умов низькопроникного флішу доволі ефективно розвивається тріщина довжиною до 80 м всередині нафтонасиченого колектора.

При порівнянні ефективності методик гідророзривів пластів і соляно-кислотної обробки свердловин було з'ясовано, що гідророзриви пластів є кращими порівняно із соляно-кислотою обробкою, що підтверджується високим коефіцієнтом успішності (93% проти 85–90% у соляно-кислотної обробки), вищим показником середньої кратності зростання дебіту (збільшення у 3–4, іноді й до 25 разів проти 1,5–2,5 разів у соляно-кислотної обробки) і більшою тривалістю ефекту (від 1–2 років і більше порівняно із 3–8 місяцями у соляно-кислотної обробки). Показано, що головною причиною недосягнення проектного ефекту за участю соляно-кислотної обробки на свердловинах родовища (близько 7–10% невдалих операцій) є високе поточне обводнення пласта.

При проведенні аналізу окупності двох вищезазначених методів для інтенсифікації роботи діючого фонду свердловин показано, що з точки зору окупності найкращим методом для свердловин Луквинського газонафтового родовища знову ж таки є ГРП, що забезпечує коефіцієнт повернення інвестицій у більш ніж 300% за перший рік за рахунок збереження ефекту від 1–2 років на противагу соляно-кислотній обробці, ефект після якої тримається лише 3–6 місяців, з-за чого вона вимагає частого повторення.

За результатами проведеного аналізу запропоновано рекомендації щодо покращення ефективності розробки Луквинського газонафтового родовища, і, по-перше, запропоновано заходи зі стабілізації видобутку, до яких відносяться оптимізація механізованого видобутку, впровадження методів інтенсифікації припливу і модернізація системи збору та підготовки. По-друге, запропоновано шляхи із запобігання падінню пластового тиску на свердловинах, серед яких особливо відзначаються модернізація та оптимізація системи заводнення пластів, газові методи та бар'єрне нагнітання свердловин, а також контроль та цифровий моніторинг тиску на свердловинах. І, по-третє, запропоновано заходи з інтенсифікації роботи діючого фонду свердловин, до яких відносяться хімічні методи (зокрема соляно-кислотна обробка свердловин, що є одним із напрямків колтубінгових операцій), механіко-термічні методи (зокрема гідророзриви пластів), а також технічна модернізація видобувної інфраструктури свердловин і навіть капітальний ремонт у випадку, якщо всі інші методи інтенсифікації роботи свердловин виявилися неефективними.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Атлас родовищ нафти і газу України : в 6 т. Львів : Українська нафтогазова академія, 1998.
2. Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів Луквинського газонафтового родовища Рожнятівського району Івано-Франківської області: Звіт НДПІ ПАТ "Укрнафта" за наряд-замовленням № 610603 / І.Я. Федів, В.В. Вовчок. – Івано- Франківськ, 2017. – 1400 с.
3. Корективи технологічних показників розробки Луквинського нафтового родовища: Звіт НДПІ ПАТ "Укрнафта" за наряд-замовленням № 610542 / В.В. Вовчок. – Івано-Франківськ, 2014. – 61 с.
4. Проект промислової розробки Луквинського НГКР. Звіт НДПІ ПАТ "Укрнафта"; / Т.Б. Гнатюк – Івано-Франківськ, 2019. – 286 с.
5. Колодій І. В., Петраш Ю. І. Встановлення закономірностей просторового розміщення вуглеводневих систем у внутрішній зоні Передкарпатського прогину. *Geotechnologies*. 2025. Т. 8. С. 153–160.
6. Нарощування ресурсної бази вуглеводнів як основа суттєвого збільшення їхнього видобутку на об'єктах діяльності ПАТ "Укрнафта" / Я. Г. Лазарук та ін. *Мінеральні ресурси України*. 2024. № 3. С. 42–47.