

**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
МАТЛАХІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА»**

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

Немич А.А.
(прізвище та ініціали)

Керівник: Наливайко О.І.
(прізвище та ініціали)

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

Харків – 2026 року

ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Факультет Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та
транспортної інфраструктури
Кафедра Нафтогазової інженерії і технологій
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
нафтогазової інженерії
і технологій
Ткаченко Р.Б.



« 16 » 06 2026 р.

ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ

Студенту Немичу Андрію Анатолійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: **«Стан промислової розробки видобувних свердловин
Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища»**

керівник роботи: доц., к.т.н. Наливайко О.І.

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від __ № __

2. Строк подання студентом роботи: _____

3. Вихідні дані до роботи: Спеціальні літературні джерела і виробничо-
будівельні данні, геолого-промислова характеристика родовища, результати
лабораторних досліджень.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно
зробити).

Геологічна частина. Розділ 1.: Нові дані про геологічну будову та геолого-
фізичну характеристику по Матлахівському НГКР, загальні відомості про
родовище та історія його розробки, стратиграфія, тектоніка, нафтогазоносність
та видобуток, колекторські властивості продуктивних горизонтів, фізико-хімічні
властивості нафти.

Технологічна частина. Розділ 2. : Характеристика застосовуваного обладнання,
проекування режимних параметрів роботи свердловин, розрахунок
технологічних параметрів роботи свердловини, гідравліко-технологічні

розрахунки параметрів роботи свердловини, механіко-технологічні розрахунки штангової насосної установки, спеціальне. Розділ 3. 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 нафти, причини та механізми обводнення свердловин, існуючі методи боротьби з обводненням свердловин. Розділ 4. Стан виконання проектних рішень - спрямовані на стабілізацію видобутку, запобігання падінню пластового тиску та інтенсифікацію роботи діючого фонду свердловин.

Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Розділ 5. Загальні питання охорони праці, охорона праці управління підприємства, промислова санітарія, засоби захисту, електробезпека, пожежна безпека, охорона праці навколишнього середовища.

Презентація Матлахівського родовища: оглядова карта району робіт родовища, геологічний розріз родовища, структурна карта продуктивного горизонту родовища, схема конструкції вибою свердловин та схема обладнання гирла свердловини, структурна схема збору продукції Матлахівського НГКР 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 «25» _____ 05 _____ 2026 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.- 05.06.2026 р.-	
3	Розробка презентаційного матеріалу	06.06.2026 р.	
4	Попередній захист дипломної роботи	11.06.2026 р.	
5	Рецензування дипломної роботи	16.06.2026 р.	
6	Здача закінченої дипломної роботи в ДЕК	19.06.2026 р.	

Студент



Немич А.А.

(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи



(підпис)

Наливайко О.І.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Дипломна робота на тему **«Стан промислової розробки видобувних свердловин Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища»** виконана на основі самостійного аналізу геолого-промислових матеріалів, технічної документації, нормативних джерел та фактичних показників роботи родовища. Під час виконання роботи було опрацьовано матеріали НГВУ «Чернігівнафтогаз», проєктні документи щодо розробки родовища, результати геофізичних досліджень свердловин, а також статистичні дані з видобутку нафти, газу та конденсату. У роботі досліджено сучасний стан Матлахівського нафто-газоконденсатного родовища, яке входить до складу Талалаївської групи родовищ та розташоване на території Чернігівської і Сумської областей. Родовище характеризується складною геологічною будовою, значною кількістю продуктивних горизонтів та тривалим періодом промислової експлуатації.

У процесі виконання дипломної роботи було проаналізовано геологічну будову родовища, характеристику продуктивних пластів, фізико-хімічні властивості пластових флюїдів та стан запасів вуглеводнів. Особливу увагу приділено дослідженню фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів, умов залягання пластів та ступеня виробленості запасів. На основі фактичних матеріалів проведено аналіз поточного стану фонду свердловин Матлахівського родовища. Встановлено, що частина свердловин перебуває у консервації або бездії через зниження дебітів, обводнення продукції та виснаження окремих покладів. Також проаналізовано роботу діючих видобувних і нагнітальних свердловин, досліджено показники видобутку нафти, газу та конденсату.

У роботі розглянуто систему збору, підготовки та транспортування продукції свердловин НГВУ «Чернігівнафтогаз». Проаналізовано принцип роботи установок сепарації, компресорних станцій, вузлів підготовки нафти та газу, а також систем підтримання пластового тиску. У ході дослідження було встановлено відповідність технологічних процесів чинним нормативним вимогам і правилам безпеки. Під час написання дипломної роботи самостійно виконано порівняння фактичних показників розробки з проєктними даними та визначено основні причини відхилень між запланованими і реальними показниками експлуатації родовища. До основних причин належать зниження пластового тиску, погіршення колекторських властивостей пластів, обводнення свердловин та технічний стан обладнання.

За результатами проведеного аналізу запропоновано рекомендації щодо покращення ефективності розробки Матлахівського родовища, зокрема проведення геолого-технічних заходів, оптимізацію режимів роботи свердловин, контроль за станом пластового тиску та впровадження сучасних методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів.

Ключові слова: родовище, свердловина, нафта, газ, конденсат, пласт, видобуток, запаси, розробка, пластовий тиск, система збору продукції,

ABSTRACT

The diploma thesis entitled “*The State of Industrial Development of Production Wells at the Matlakhivske Oil and Gas Condensate Field*” was completed on the basis of an independent analysis of geological and production materials, technical documentation, regulatory sources, and actual field performance indicators. During the preparation of the thesis, materials from Chernihivnaftogaz Oil and Gas Production Department, field development project documentation, results of geophysical well surveys, as well as statistical data on oil, gas, and condensate production were studied. The thesis investigates the current condition of the Matlakhivske oil and gas condensate field, which belongs to the Talalaivska group of fields and is located within the territories of Chernihiv and Sumy regions. The field is characterized by a complex geological structure, a significant number of productive horizons, and a long period of industrial exploitation.

During the preparation of the diploma thesis, the geological structure of the field, the characteristics of productive formations, the physicochemical properties of reservoir fluids, and the condition of hydrocarbon reserves were analyzed. Particular attention was paid to the study of reservoir filtration and storage properties, reservoir occurrence conditions, and the degree of reserve depletion. Based on actual field data, an analysis of the current condition of the well stock at the Matlakhivske field was conducted. It was established that some wells are under conservation or inactive due to declining production rates, water breakthrough, and depletion of certain reservoirs. The operation of active production and injection wells was also analyzed, along with oil, gas, and condensate production indicators.

The thesis examines the system for gathering, treatment, and transportation of well products operated by Chernihivnaftogaz Oil and Gas Production Department. The operating principles of separation units, compressor stations, oil and gas treatment facilities, and reservoir pressure maintenance systems were analyzed. The study confirmed the compliance of technological processes with current regulatory requirements and safety standards. During the writing of the diploma thesis, a comparison between actual field development indicators and project data was independently carried out, and the main causes of deviations between planned and actual field performance indicators were identified. The main reasons include a decline in reservoir pressure, deterioration of reservoir properties, well water cut, and the technical condition of equipment.

Based on the results of the analysis, recommendations were proposed to improve the efficiency of the development of the Matlakhivske field, including geological and technical measures, optimization of well operating conditions, monitoring of reservoir pressure, and the implementation of modern methods for hydrocarbon production enhancement.

Keywords: field, well, oil, gas, condensate, reservoir, production, reserves, development, reservoir pressure, production gathering system, production

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
РОЗДІЛ І ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	11
1.1 Загальні відомості про родовище.....	11
1.2 Стратиграфіка та Тектоніка.....	13
1.3 Нафтогазоводоносність.....	15
1.4 Аналіз геологічної будови Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища.....	16
1.5 Характеристика поточного стану розробки.....	20
1.6 Стан виконання проектних рішень.....	47
1.6.1 Система розробки.....	47
1.6.2 Причини відхилень від проектних показників.....	48
1.6.3 Рекомендації щодо виконання проектних рішень.....	48
1.6.4 Уточнення технологічних показників.....	49
ВИСНОВОК.....	51
РОЗДІЛ 2 СИСТЕМИ ЗБОРУ ТА ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРОДУКЦІЇ СВЕРДЛОВИН НГВУ "ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ".....	52
ВИСНОВОК.....	56
РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ З ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУТКУ НА РОДОВИЩАХ НГВУ "ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ".....	57
ВИСНОВОК.....	58
РОЗДІЛ 4 АНАЛІЗ ЗАХОДІВ З КОНТРОЛЮ ЗА РОЗРОБКОЮ РОДОВИЩ.....	59
4.1 Визначення конденсатогазових факторів на газоконденсатних свердловинах.....	59
4.2 Визначення газових факторів на нафтових свердловинах.....	61
ВИСНОВОК.....	63
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	64
5.1 Загальна характеристика об'єкта та організація охорони праці.....	64
5.2 Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів.....	65

5.3 Організаційні та технічні заходи щодо забезпечення безпечних умов праці.....	66
5.4 Пожежна та вибухова безпека об'єкта.....	67
5.5 Розрахунок необхідної кількості вогнегасників.....	68
5.6 Розрахунок вентиляції виробничого приміщення.....	69
5.7 Безпека в надзвичайних ситуаціях.....	70
ВИСНОВОК.....	71
ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК.....	72
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	75

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

А – адсорбер; АГЗУ – автоматизована групова замірна установка; АГНС – автомобільна газонаповнююча станція; АСПР – асфальтосмолопарафіністі речовини; БЗЗН – блок зневоднення та знесолення нафти; ВКС – вакуумна компресор на станція; ВНК – водо -нафтовий контакт; ВОГ – вузол обліку газу; ВОН – вузол обліку нафти; ГВК – газо-водяний контакт; ГЗНіГ – групова замірна установка нафти і газу; ГЗУ – групова замірна установка;

ГУ – групова установка; ГНО – глибинне насосне обладнання; ГОСТ – державний стандарт;

ГПЗ – газопереробний завод; ГППЗ – Гнідинцівський газопереробний завод; ГПВ – газопереробне виробництво; ГТУ – групова технологічна установка; ДКС – дотискна компресор на станція; ДНС – дотискна насосна станція; ЕДДП – електродинамічна дія на пласт; ЕВН – електровідцентровий насос; Е – ємність; ЗП – збірний пункт; КВГ – коефіцієнт вилучення газу; КВН – коефіцієнт вилучення нафти; КВК – коефіцієнт вилучення конденсату; КРС – капітальний ремонт свердловини; КС – компресорна станція; КСУ – кінцева сепараційна установка; КТУ – кінцева трапна установка; КГРП – кислотний гідророзрив пласта; МАУ – масло абсорбційна установка; МТР – матеріально технічні ресурси; МРП – міжремонтний період; НГВУ – нафтогазовидобувне управління; НГС – нафтогазовий сепаратор; ННЕ – нафтоналивна естакада; НСП – нафтосепараційний пункт; НЗП – нафтозбірний пункт; НРП – нафто-промисловий регіон; НТД – науково-технічна документація; ОТЗ – оперативно технічні заходи; ПАР – поверхнево активна речовина; ПОН – пункт обліку нафти; ППТ – підтримання пластового тиску; ПРС – поточний ремонт свердловин; ПТ – підігрівач трубопровідний; ПЦТТ – полегшений тампонажний цемент; РВС – резервуар вертикальний сталевий;

РГС – резервуар горизонтальний сталевий; РІР – ремонтно ізоляційні роботи; С – сепаратор;

СТП – стандарт підприємства; Т – теплообмінник; ТУ – технічні умови; ТМС – транс- краніальна магнітна стимуляція; ТУНТС – тимчасова установка низькотемпературної сепарації; УБСН – установка блочна сепараційна нафтова; УЕВН – установка електро-відцентрового насоса; УНТС – установка низькотемпературної сепарації; УППГ – установка попередньої підготовки газу; УПН – установка підготовки нафти; УПК – установка підготовки конденсату; УППК – установка попередньої підготовки конденсату;

УПС – установка попереднього скиду; УХД –ультра хвильова дія; Ф – фільтр; Х – холодильник; Ц – циклон; ЦКР – центральна комісія розробки; ЦВНГ – цех видобування нафти і газу; ЦПЗ – центральний пункт збору; ЦПГ –цех підготовки газу; ЦППН – цех підготовки і перекачки нафти; ЦПСН – центральний пункт збору нафти; ШФЛВ – широка фракція легких вуглеводнів; НДПІ – науково-дослідний і проектний інститут; НДР – науково-дослідна робота; НГКР – нафтогазоконденсатне родовище; ГЕО – геолого-економічна оцінка; ДКЗ – Державна комісія України по запасах корисних копалин;

ДПР – дослідно-промислова розробка; НГВУ – нафтогазовидобувне управління;

ВСТУП

Чернігівська область розташована у північній частині України та є одним із важливих регіонів розвитку нафтогазовидобувної промисловості держави. Загальна площа області становить близько 31,9 тис. км², із яких перспективними на нафту і газ вважаються майже 20 тис. км². Завдяки значному обсягу геологорозвідувальних робіт, які проводилися протягом багатьох років, на території області було відкрито 23 родовища вуглеводнів. Серед них особливе значення мають Гнідинцівське, Леляківське та Талалаївське родовища, які характеризуються значними запасами та високою якістю вуглеводневої сировини. Саме відкриття та подальша розробка цих родовищ стали основою формування нафтогазовидобувної галузі Чернігівської області та сприяли розвитку паливно-енергетичного комплексу України. Найбільшого рівня видобутку нафти в області було досягнуто у 1972 році, коли обсяги видобутку перевищили 8 млн тонн.

Проте з часом значна частина родовищ перейшла на пізню стадію розробки, що супроводжується зниженням пластового тиску, обводненням свердловин, зменшенням дебітів та виснаженням запасів вуглеводнів. Незважаючи на це, нафтогазова галузь Чернігівської області й надалі залишається важливою складовою енергетичного сектору країни. Станом на 2023 рік у розробці перебувало 12 родовищ, серед яких шість нафтових, одне нафтогазове, чотири нафтогазоконденсатних та одне газоконденсатне родовище. Частина родовищ у цей період не розроблялася через відсутність діючих видобувних свердловин та низьку економічну ефективність експлуатації. Основний видобуток нафти забезпечували Гнідинцівське, Ярошівське та Скороходівське родовища, тоді як найбільші обсяги видобутку природного газу припадали на Мільківське та Богданівське нафтогазоконденсатні родовища. Видобуток вуглеводнів у цілому по НГВУ за вісім місяців 2023 року склав: нафти – 109,119 тис. т, конденсату – 9,435 тис. т, вільного газу – 39,746 млн м³, розчиненого газу – 16,160 млн м³.

У даній дипломній роботі розглядається Матлахівське нафтогазоконденсатне родовище, яке є одним із об'єктів розробки НГВУ «Чернігівнафтогаз». Родовище характеризується складною геологічною будовою, наявністю кількох продуктивних горизонтів та тривалим періодом експлуатації. Під час виконання роботи мною було самостійно опрацьовано геологічні та промислові матеріали, технічну документацію, результати геофізичних досліджень свердловин, а також статистичні дані щодо видобутку нафти, газу та конденсату.

У процесі написання дипломної роботи було проаналізовано сучасний стан фонду свердловин, досліджено показники видобутку вуглеводнів, виконано оцінку ефективності розробки родовища та визначено основні проблеми, які виникають під час його експлуатації.

РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Загальні відомості про родовище

Матлахівське нафтогазове родовище відноситься до Талалаївської групи родовищ (Талалаївське, Скороходівське, Матлахівське, Нинівське), що розробляються НГВУ "Чернігівнафтогаз". Родовище розташоване на території Прилуцького та Роменського районів Чернігівської та Сумської області на відстані 5 км від Талалаївського і 8 км від Скороходівського родовищ. Найближчими населеними пунктами є с. Великі Бубни і смт. Талалаївка, відстань до якого 4 км. Неподалік розташовані міста Прилуки, Ромни, Бахмач. В районі родовища пролягає асфальтована дорога Суми – Прилуки – Київ. По території родовища проходить залізниця з найближчою станцією Талалаївка. Відстань до Чернігова 130 км на північний захід. Матлахівське нафтогазоконденсатне родовище відкрито в 1974 р. свердловиною 13. Сейсмічними дослідженнями МСГТ у 1972–1973 рр. на території родовища було виявлено структурне підняття та підготовлено його до глибокого буріння по нижньокам'яновугільних відкладах. У 1973 р. пробурено розвідувальну свердловину №13, а в 1974 р. під час випробування нижньовізейських відкладів отримано промисловий приплив нафти дебітом 81 м³/добу через штуцер діаметром 7 мм. У 1975 р. встановлено продуктивність верхньовізейських горизонтів В-15, В-16 та В-17, після чого родовище було взято на державний баланс. Дослідно-промислову експлуатацію родовища розпочато в 1977 р., а промислову розробку – в 1981 р. Спеціальний дозвіл № 2034 на користування надрами видана власнику ПАТ "Укрнафта" НГВУ "Чернігівнафтогаз" від 11.11.1999 р. на 20 років. Термін дії продовжено до 11.11.2039 р.

За результатами буріння свердловин, а також за результатами сейсмічних досліджень побудовано уточнену геологічну модель Матлахівської площі. За наявними матеріалами підрахунок запасів виконано об'ємним методом по всіх покладах нижньовізейських відкладів нижнього карбону. За промисловим значенням запаси віднесені до балансових, позабалансових та умовно балансових, за ступенем геологічної вивченості – розвідані і попередньо розвідані запаси, які включають коди класів 111 + 221, 122 + 222, 222 і 332.

У кінці 2017 р. НДППАТ "Укрнафта" виконано "Доповнення до проекту розробки Матлахівського родовища". У роботі наведено коротку характеристику геологічної будови родовища, властивостей порід-колекторів та пластових флюїдів, запаїв вуглеводнів. Проаналізовано поточний стан розробки родовища, його відповідність діючому проектному документу та розраховано технологічні показники розробки родовища на наступні п'ять років. Надано рекомендації для здійснення контролю за розробкою родовища.

В 2022 р. виконано "Уточнений проект промислової розробки Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища", згідно якого родовище на даний час розробляється.

Зважаючи на актуальність роботи, остання була використана для порівняння фактичних та проектних показників розробки.

Рельєф території слабо хвилястий. Абсолютні відмітки поверхні змінюються від +110 до +185 м. Клімат району помірно континентальний. Середньорічна температура повітря становить близько +6 °С. Найхолоднішим місяцем є січень із середньою температурою –6 – 8 °С, а найтеплішим – липень із середньою температурою близько +16 °С. Середньорічна кількість атмосферних опадів складає близько 550 мм.

Характерною особливістю клімату району є достатнє зволоження території протягом року з максимумом опадів у літній період. Стійкий сніговий покрив утворюється переважно в грудні та зберігається до початку березня. Переважаючими є вітри західного та північно-західного напрямків із середньорічною швидкістю 3 – 5 м/с. Тривалість безморозного періоду становить у середньому 150 – 170 днів. Кліматичні умови району загалом сприятливі для проведення геологорозвідувальних робіт, буріння та експлуатації свердловин протягом більшої частини року. Водночас у зимовий період можливі короточасні ускладнення, пов'язані з низькими температурами, ожеледицею та сніговими заметами, що необхідно враховувати під час організації виробничих процесів і транспортування обладнання.



Рисунок 1.1 – Географічне розміщення родовища

1.2 Стратиграфія та Тектоніка

У верхньовізейських відкладах виявлені чотири нафтові (горизонти В-15, В-16 в, В-19, В-20) і один газоконденсатний (В-17) поклади, а в нижньовізейських - нафтовий з газовою шапкою (В-26). Загальна потужність верхньодевонських утворень в розрізі покладу явно перевищує 1500 м. Кам'яновугільні породи залягають на розмитій поверхні девону. Він представлений нижнім, середнім і верхнім відділами. Нижня частина поділяється на турнейський, візейський і серпуховський яруси.

Турнейський ярус (C_{1t}) складений теригенними породами з шарами карбонатних різновидів. Потужність шару в межах покладу становить 170 – 200 м.

Візейський ярус (C_{1v}) залягає на турнейських і місцями девонських відкладах. Розріз поділяється на нижньовізейський і верхньовізейський під'яруси.

Нижньовізейські відклади представлені піщано-глинистими та карбонатно-глинистою товщами. В основі піщано-глинистої товщі продуктивний горизонт В-26 виділяється, який складений пісковиками, подібними до турнеських.

Пізнєовізейські відклади неузгоджено залягають на ранньовізейських утвореннях. Вони поділяються на дві літологічні шари: нижні глинисто-карбонатні та темно-сірі пісковики і верхні глинисто-алевритово-піщані та вапнякові прошарки. У верхніх візейських прошарках виявлено ряд піщано-алевролітових горизонтів (від В-15 і далі), пов'язаних з промисловими покладами нафти. Загальна потужність візейської літосфери становить 440 – 500 м.

Серпухівські породи (C_{1s}) залягають на розмитій поверхні візейських відкладів. Ці породи представлені глинистими прошарками з домішками пісковиків і алевролітів, іноді вапняків і кам'яного вугілля. Потужність серпухівського відкладу становить близько 250 м. Середній карбон складений теригенно-карбонатними породами башкирського і московських ярусів, типовими для всієї ДДЗ. Вони розкриті всіма свердловинами, пробуреними в межах родовища.

Башкирський ярус (C_{2b}) неузгоджено залягає над породами нижньокам'яновугільного періоду і підрозділяється на два шари: нижній (завтовшки до 100 м) карбонатно-глинистий і верхній аргіліто-піщаний. Нижній шар представлений в основному пачкою органогенно-хімічно сформованих вапняків, відомою як Башкирська плита. Товщина до 230 м.

Верхня частина пласта складається з піщаного алевроліту, змішаного з аргілітом, іноді вапняком і вугіллям. Товщина ярусу приблизно 300 м.

Відкладення московського віку (C_2m) узгоджено перекривають башкирські та літологічно характеризуються алевролітами, затиснутими між пісковиками та аргілітами. Товщина приблизно 250 м.

Пізньюкам'яновугільні відкладення представлені піщано-глинистою товщею. Пермські відклади неузгоджено залягає на породах карбону. Складаються з ранньопермських пісковиків, глин, вапняків, доломітів та ангідритів. Тріасові та пермські відклади розмиваються юрськими відкладами. Юрські відклади складаються з алевроліту і сірої глини, змішаних із пісковиком і мергеле. Крейдова система представлена нижнім та верхнім відділами. Загальна товщина пізньюкрейдових відкладень 490 – 530 м. Палеогенові відкладення кайнозойської групи залягають із кутовим. Літологічно представлені в основному пухкими глауконіто-кварцовими пісками із прошарками глин. Товщина цих відкладень у розрізі родовища від 280 до 320 м.

Розріз неогенового та четвертинного покладів представлений строкатими глинами, пісками та лісоподібними суглинками.

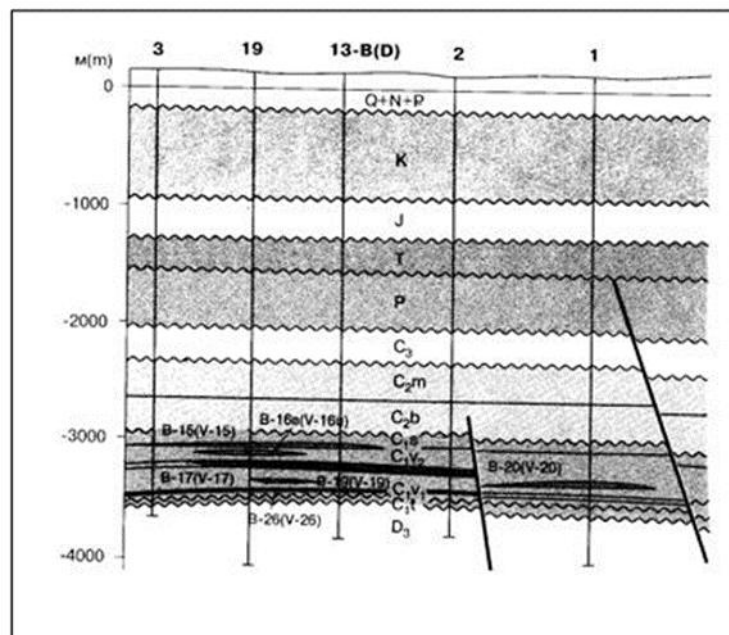


Рисунок 1.2 – Геологічний розріз по лінії I – I

Структура є брахіантикліналлю північно-західного простягання. По площині скиду її південно-східна частина опущена на 15 – 20 м. Розмір складки в межах закритої ізогіпси становить 3225 м, 4,0 x 1,5 км і 50 м за амплітудою.

1.3 Нафтогазоводоносність

Потужність нафтогазоносності становить 320 м. Дослідно-промислова експлуатація покладів почалася видобутком нафти в 1977 р. На 1.01 1994 р. пробурено 19 свердловин. Поклади нафти розробляються вісьмома експлуатаційними свердловинами: горизонти В-15, В-19 - двома, В-20 і В-26 - шістьма. Газові поклади горизонту В-17 експлуатуються трьома свердловинами, В-26 - однією.

Крім цього, як нагнітальні використовуються ще дві свердловини. Більшість покладів у горизонтах В-15, В-19, В-20 розробляються у пружноводонапірному режимі, В-26 - з підтриманням пластового тиску. Основний об'єкт - горизонт В-26 характеризується складними умовами розробки.

На початковій стадії це був режим розчиненого газу. При зменшенні відбору рідини з покладу спостерігається підвищення пластового тиску. Значні залишкові запаси нафти можна вилучити при введенні нових експлуатаційних свердловин. На цей час родовище знаходиться в промисловій розробці.

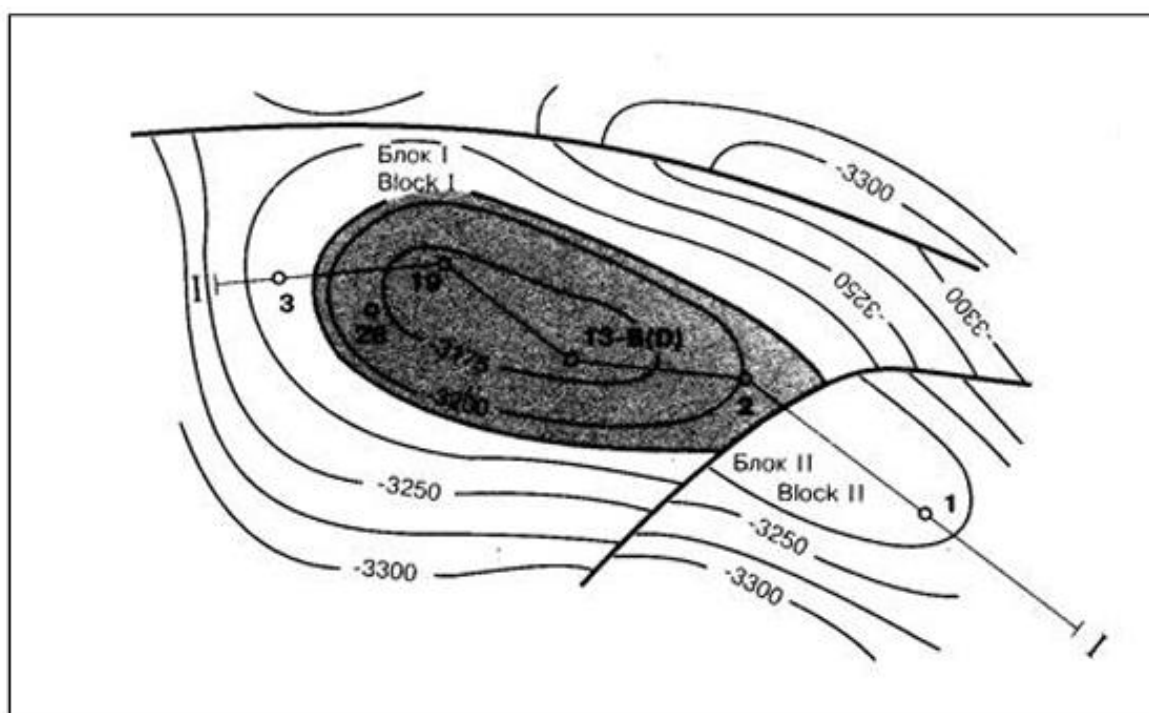


Рисунок 1.3 – Структурна карта

1.4 Аналіз геологічної будови Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища

Матлахівське нафтогазоконденсатне родовище приурочене до Дніпровсько-Донецької западини, в геологічному розрізі якої беруть участь відклади девонської, кам'яновугільної, пермської, тріасової, юрської, крейдової та кайнозойської систем. Продуктивними є відклади нижнього карбону, зокрема візейського ярусу. У верхньовізейських відкладах виявлено нафтові поклади горизонтів В-15, В-16 в, В-19, В-20 та газоконденсатний поклад горизонту В-17. У нижньовізейських відкладах встановлено нафтовий поклад з газовою шапкою горизонту В-26.

Кам'яновугільні породи залягають на розмитій поверхні девонських відкладів і представлені нижнім, середнім та верхнім відділами. Нижній карбон включає турнейський, візейський та серпухівський яруси. Турнейський ярус складений переважно теригенними породами з прошарками карбонатних утворень. Його потужність у межах родовища становить 170 – 200 м.

Візейський ярус поділяється на нижньо- та верхньовізейський під'яруси. Нижньовізейські відклади представлені піщано-глинистими та карбонатно-глинистими породами. У нижній частині розрізу виділяється продуктивний горизонт В-26, складений переважно пісковицями. Верхньовізейські відклади представлені глинисто-карбонатними, алевроитово-піщаними породами з прошарками вапняків. Саме з ними пов'язані основні промислові поклади нафти та газоконденсату родовища. Загальна потужність візейських відкладів становить 440 – 500 м.

В розрізі Матлахівського родовища виявлені продуктивні комплекси порід приурочені до відкладів нижнього карбону, зокрема візейського ярусу (горизонт В-15, В-16 в, В-16 н, В-17 в + с, В-19 в, В-19 с, В-19 н, В-20 в, В-20 с, В-20 н, В-26 в, В-26 н). Номенклатурна індексація продуктивних горизонтів проведена з врахуванням діючого "Стратиграфічного кодексу України" 1997 року. Зміна індексації продуктивних горизонтів представлених в звіті у відповідності до затверджених ДКЗ СРСР в 1979 році (протокол № 8381 від 02.11.1979 р.) попереднього підрахунку наведені у **таблиці 1.1**.

Продуктивний розріз розкритий в межах глибин 3268 – 3672 м. Поверх нафтогазоносності не перевищує 404 м. Ефективні товщини продуктивних горизонтів змінюються від 0,8 м (горизонт В-15 свердловина 116) до 44,6 м (горизонт В-17 в + с свердловина 29).

Пласти горизонту В-15 нафтонасичені в блоках 1 а, 1 б і водонасичені в блоці 2. Колектори горизонту в східній частині заміщуються щільними породами (свердловини 1, 2). Розкрита ефективна товщина коливається від 2,0 м (свердловини 28, 116) до 6,8 м (свердловина 34). Величина пористості проникних частин горизонту змінюється від 9,0 % до 18,6 %, нафтонасиченість

– від 57% до 88 %, коефіцієнт розчленованості становить 0,99, піщанистості – 0,1.

Пласти горизонту В-16 в заміщуються непроникними породами вздовж поперечної осі складки (свердловини 33, 13, 46, 117, 112, 114, 118, 36, 116, 104) та в північно-східній частині структури (свердловини 27, 39). Ефективні товщини колекторів незначні: від 1,2 м (свердловини 28, 34) до 2,4 м (свердловини 29, 38). Пористість змінюється від 9,9 % до 16,1 %, нафтонасиченість – від 56 % до 72 %, коефіцієнт розчленованості становить 0,75, піщанистості – 0,12.

Пласти горизонту В-16 н на Матлахівському склепінні є щільними за виключенням центральної частини (свердловини 27, 36, 114), північно-західної перикліналі (свердловина 19) та центральної частини південної перикліналі (свердловини 13, 33). Колектор горизонту є продуктивним в районі свердловини 13. Ефективна товщина пластів змінюється: від 1,2 м (свердловини 13, 36) до 3,0 м (свердловина 27). Пористість коливається від 10,1 % до 16,8 %, нафтонасиченість – 60 %, коефіцієнт розчленованості становить 0,17, піщанистості – 0,4.

Пласти горизонту В-17 в + с є насиченими в межах блоків 1 а та 1 б і водоносні у блоці 2. За даними ГДС пласти продуктивні в свердловинах 2, 13, 19, 27, 28, 29, 30, 33, 34, 36, 37, 38, 39, 46, 102, 104, 112, 114, 116, 117, 118, та водонасичені – в свердловинах 1, 35. Максимальні товщини зосереджені в центральній та північно-західній частинах склепіння. Ефективна товщина змінюється від 1,6 м (свердловина 35) до 46,6 м (свердловина 29). Величина пористості коливається змінюється від 9,5 % до 22,0 %, газонасиченість – від 57 % до 94 %, коефіцієнт розчленованості становить 2,96, піщанистості – 0,52.

Таблиця 1.1 – Зміна індексу продуктивного горизонту

Індекс горизонту, представлений у звіті	Індекс горизонту, затверджений ДКЗ (протокол № 8381 від 02.11.1979 р.)	Тип покладу за фазовим вуглеводневим складом	Примітка
В-15	В-15	нафтовий	–
В-16 в	В-16	нафтовий	–
В-16 н	не представлений	нафтовий	–
В-17 в + с	В-17	нафтовий	був представлений як газоконденсатний
В-19 в	не представлений	нафтовий	–
В-19 с	не представлений	нафтовий	–
В-19 н	не представлений	нафтовий	–
В-20 в	не представлений	нафтовий	–
В-20 с	не представлений	нафтовий	–
В-20 н	не представлений	нафтовий	–

Індекс горизонту, представлений у звіті	Індекс горизонту, затверджений ДКЗ (протокол № 8381 від 02.11.1979 р.)	Тип покладу за фазовим вуглеводневим складом	Примітка
В-26 в	В-26	нафтовий з газовою шапкою (блок 1 а + б) газоконденсатний (блок 2)	був представлений як нафтовий з газовою шапкою (блок 1 а + б) газоконденсатний (блок 2)
В-26 н		нафтовий (блок 1 а, 1 б)	

Пласти горизонту В-19 в поширені по всій площі Матлахівської структури. За даними ГДС пласти нафтонасичені в свердловинах 34, 36, 37, 39, 46, 102, 112, 114, 116, 117, 118. Максимальні товщини зосереджені в склепінні і зменшуються до периферії. Ефективна товщина пластів змінюється від 4,8 (свердловина 33) до 17,9 м (свердловина 114). Пористість змінюється від 13,3 % до 21,1 %, нафтонасиченість – від 64 % до 95 %, коефіцієнт розчленованості становить 1,0, піщанистості – 0,53.

Колектори горизонту В-19 с зосереджені в склепінні Матлахівської структури і обмежені з північного сходу (свердловини 2, 13, 27, 29, 34, 39, 46, 102, 104, 116, 118) і на південного заходу (свердловина 28) літологічним заміщенням порід продуктивних колекторів непроникними. Пласти нафтонасичені в свердловинах 36, 37, 38, 103, 112, 114, 117, непроникні в свердловинах 2, 13, 27, 28, 29, 39, 46, 102, 104, 118. Ефективні товщини пластів незначні: від 1,2 (свердловина 112) до 4,0 м (свердловина 1). Пористість коливається від 9,8 % до 18,8 %, а нафтонасиченість – від 58 % до 86 %, коефіцієнт розчленованості становить 0,46, піщанистості – 0,33.

Пласти горизонту В-19 н поширені в північно-східній частині Матлахівської структури. Пористість коливається від 11,2 % до 22,0 %, нафтонасиченість – від 56 % до 90 %, коефіцієнт розчленованості становить 0,77, піщанистості – 0,36. Товщина пластів змінюється від 1,2 м (свердловина 2) до 4,0 м (свердловина 36).

Колектори горизонту В-20 в зосереджені в центральній і південно-східній частині Матлахівської структури і є нафтонасиченими. Ефективна товщина змінюється від 2,0 м (свердловини 34, 35) до 7,6 м (свердловина 1). Пористість змінюється від 9,6 % до 18,4 %, нафтонасиченість – від 72 % до 88 %, коефіцієнт розчленованості становить 1,17, піщанистості – 0,48.

Горизонт В-20 с включає в себе нафтонасичені і водонасичені пласти Матлахівського склепіння. Колектори продуктивних пластів заміщуються непроникними породами в південно-східній (свердловини 1, 35), північно-східній (свердловина 19) частинах та вздовж південного крила (свердловини 13,

34). Товщина пластів змінюється від 1,2 м (свердловина 2) до 6,8 м (свердловина 27). Пористість коливається від 11,6 % до 20,8 %, нафтонасиченість – від 64 % до 94 %, коефіцієнт розчленованості становить 0,95, піщанистості – 0,55. Пласти характеризуються хорошими фільтраційно-ємнісними властивостями.

Колектори горизонту В-20 н поширені по всій Матлахівській структурі окрім її західної частини (свердловина 28). Ефективна товщина пластів змінюється від 1,6 м (свердловина 3) до 10,4 м (свердловина 2). Пористість коливається від 10,2 % до 19,6 %, нафтонасиченість – від 67 % до 91 %, коефіцієнт розчленованості становить 0,58, піщанистості – 0,45. Пласти характеризуються хорошими фільтраційно-ємнісними властивостями.

Продуктивний горизонт В-26 поділено на два горизонти В-26 в та В-26 н в результаті переінтерпретації раніше отриманих даних та нових геолого-геофізичних матеріалів, згідно з якими в межах горизонту В-26 в ВНК встановлений в свердловині 28, 33 на абсолютній відмітці мінус 3418,6 м, а в межах горизонту В-26 н в свердловині 13 виділяється нафтонасичений пласт.

Горизонт В-26 в поширений по всій площі Матлахівського склепіння і характеризується хорошими фільтраційно-ємнісними властивостями. Товщина пластів змінюється від 4,0 м (свердловина 116) до 16,0 м (свердловина 19). Пористість коливається від 10,9 % до 18,9 %, нафтонасиченість – від 54 % до 95 %, коефіцієнт розчленованості становить 3,26, піщанистості – 0,47.

Колектори горизонту В-26 н заміщені непроникними породами в склепінній частині Матлахівської структури (свердловини 36, 114, 116, 118), а також в західній частині (свердловина 28). Мінімальні товщини зосереджені в склепінні покладу і збільшуються до периферії: від 0,8 м (свердловина 34) до 14,4 м (свердловина 1). Пористість коливається від 11,1 % до 18,0 %, нафтонасиченість – від 53 % до 88 %, коефіцієнт розчленованості становить 0,78, піщанистості – 0,42.

Всього по родовищу підраховані в підрахунку запасів початкові загальні запаси нафти класу 111 + 221 складають 3104 тис. т, класу 122 + 222 – 7 тис. т. Видобувні запаси класу 111 становлять 1121 тис. т, класу 122 – 3 тис. т.

Запаси вуглеводнів, підраховані в, взяті на державний баланс.

Зміна запасів та ресурсів на Матлахівському родовищі відбулася в основному за рахунок зміни геологічної моделі (перерозподіл запасів по блоках та категоріях) та нової інформації в результаті буріння 19 свердловин.

Зведені таблиці підрахункових параметрів та запасів нафти, розчиненого газу, вільного газу та конденсату наведено в **таблицях 1.2 та 1.3**. Більш повну характеристика запасів наведено.

1.5 Характеристика поточного стану розробки

Станом на 01.09.2023 р. на родовищі пробурено 25 свердловин, з них:

- видобувних нафтових – вісім (27, 34, 36, 38, 102, 103, 104, 117) з них діючі тільки одна свердловина 117;
- нагнітальних – дві (3, 28);
- п'єзометричних – 14 (1, 13, 19, 29, 30, 33, 35, 37, 39, 46, 112, 114, 116, 118);
- ліквідованих – одна (2).

Характеристику фонду свердловин Матлахівського родовища станом на 01.09.2023 р. наведено в **таблиці 1.4**.

Накопичений видобуток по Матлахівському родовищу станом на 01.09.2023 р. становить:

- по нафтових покладах: 1067,248 тис. т нафти, 3576,2777 тис. т рідини, 613,919 млн м³ нафтового газу;
- по газових покладах: 44,017 млн м³ газу, 14,030 тис. т конденсату, 16,018 тис. т води.

Розподіл діючого фонду нафтових свердловин Матлахівського родовища за основними показниками станом на 01.09.2023 р. наведено в **таблиці 1.2**.

Таблиця 1.2 – Характеристика запасів нафти та розчиненого газу Матлахівського родовища станом на 01.01.2023 р.

Горизонт (Блок, ділянка)	Ліцензійна ділянка	Зона	Клас запасів	Категорія запасів	Площа нафтоносності, тис. м ²	Середня нафтонасичена товщина, м	Об'єм нафтонасичених порід, тис. м ³	Коefіцієнти, частка одиниці			Густина нафти, кг/м ³	Початкові загальні запаси нафти, тис. т	Початкові видобувні запаси нафти, тис. т	Газовміст пластової нафти, м ³ /т	Початкові запаси газу розчиненого в нафті, млн м ³	
								відкрита пористість	нафто- насиче- ність	перерахун- ковий						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
В-15 (1а)	всього	нафтова	111+221	А	807	3.1	2501.7	0.118	0.75	0.594	786	103	–	–	–	–
		нафто- водяна			174	1.5	261.0	0.118	0.75	0.594	786	11	–	–	–	–
		Всього:			981	2.8	2762.7	–	–	–	–	114	–	279	32	–
		111	–		–	–	–	–	–	–	–	33	–	–	9	
		221	–		–	–	–	–	–	–	81	–	–	23	–	
В-15 (1б)	всього	нафтова	111+221	А	1931	3.9	7530.9	0.129	0.78	0.508	801	308	–	–	–	–
		нафто- водяна			517	2.2	1137.4	0.129	0.78	0.508	801	47	–	–	–	–
		Всього:			2448	3.5	8668.3	–	–	–	–	355	–	384	136	–
		111	–		–	–	–	–	–	–	–	151	–	–	66	
		221	–		–	–	–	–	–	–	204	–	–	70	–	
Всього по горизонту В-15:			111+221	А	–	–	–	–	–	–	469	–	–	168	–	
			111		–	–	–	–	–	–	–	184	–	–	75	
			221		–	–	–	–	–	–	–	285	–	–	93	–
В-16а (1а')	всього	нафтова	222	С ₂ мб	52	0.9	46.8	0.109	0.62	0.942	905	3	–	–	–	–
		нафто- водяна			24	0.9	21.6	0.109	0.62	0.942	905	1	–	–	–	–
		Всього:			76	0.9	68.4	–	–	–	–	4	–	7	н.з.	–
	всього	нафтова	332	С ₂	40	0.8	32.0	0.109	0.62	0.942	905	2	–	–	–	–
		нафто- водяна			25	0.9	22.5	0.109	0.62	0.942	905	1	–	–	–	–
		Всього:			65	0.8	54.5	–	–	–	–	3	–	7	н.з.	–
В-16а (1а'')	всього	нафтова	332	С ₂	39	0.7	27.3	0.099	0.68	0.942	905	2	–	–	–	–
		нафто- водяна			2	0.6	1.2	0.099	0.68	0.942	905	0	–	–	–	–
		Всього:			41	0.7	28.5	–	–	–	–	2	–	7	н.з.	–
В-16а (1б')	всього	нафтова	332	С ₂	635	1.4	889.0	0.106	0.60	0.942	905	48	–	–	–	–
		нафто- водяна			65	0.9	58.5	0.106	0.60	0.942	905	3	–	–	–	–
		Всього:			700	1.4	947.5	–	–	–	–	51	–	7	н.з.	–
В-16а (1б'')	всього	нафтова	122+222	С ₂	36	1	36.0	0.161	0.72	0.942	905	4	–	–	–	–
		нафто- водяна			2	0.9	1.8	0.161	0.72	0.942	905	0	–	–	–	–
		Всього:			38	1.0	37.8	–	–	–	–	4	–	7	н.з.	–
		122	–		–	–	–	–	–	–	–	2	–	–	н.з.	
		222	–		–	–	–	–	–	–	–	2	–	–	н.з.	
			–		–	–	–	–	–	–	–	4	–	–	н.з.	–
Всього по горизонту В-16а:			122+222	С ₂	–	–	–	–	–	–	4	–	–	н.з.	–	
			122		–	–	–	–	–	–	–	2	–	–	н.з.	
			222		–	–	–	–	–	–	–	2	–	–	н.з.	
			332		–	–	–	–	–	–	–	56	–	–	н.з.	

Продовження таблиці 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
В-16н (16)	всього	нафтова	222	С _{2тб}	39	0.7	27.3	0.108	0.60	0.938	909	2	–	–	–	–
		нафто- водяна			6	0.6	3.6	0.108	0.60	0.938	909	0	–	–	–	–
		Всього:			45	0.7	30.9	–	–	–	–	2	–	7	н.з.	–
		Всього по горизонту В-16н:			222	С _{2тб}	–	–	–	–	–	2	–	–	н.з.	–
В-17в+с (1а+16)	всього	нафтова	111+221	А	667	19.3	12873.1	0.161	0.86	0.262	790	369	–	–	–	–
		нафто- водяна			2757	8.9	24537.3	0.163	0.86	0.262	790	712	–	–	–	–
		Всього:			3424	10.9	37410.4	–	–	–	–	1081	–	1119	1210	–
		111	–	–	–	–	–	–	–	–	321	–	–	424		
		221	–	–	–	–	–	–	–	760	–	–	786	–		
Всього по горизонту В-17в+с (1а+16):			111+221	А	–	–	–	–	–	–	1081	–	–	1210	–	
111	–	–	–		–	–	–	–	–	321	–	–	–			
221	–	–	–		–	–	–	–	760	–	–	786	–			
В-19н (1а+16)	всього	нафтова	111+221	А	31	12.3	381.3	0.175	0.85	0.856	885	43	–	–	–	–
		нафто- водяна			347	5.6	1943.2	0.175	0.85	0.856	885	219	–	–	–	–
		Всього:			378	6.1	2324.5	–	–	–	–	262	–	76	20	–
		111	–	–	–	–	–	–	–	–	171	–	–	17		
		221	–	–	–	–	–	–	–	91	–	–	3	–		
Всього по горизонту В-19н			111+221	А	–	–	–	–	–	–	262	–	–	20	–	
111	–	–	–		–	–	–	–	–	171	–	–	17			
221	–	–	–		–	–	–	–	91	–	–	3	–			
В-19с (1а)	всього	нафтова	332	С ₂	43	0.9	38.7	0.119	0.66	0.856	870	2	–	–	–	–
		нафто- водяна			10	0.5	5.0	0.119	0.66	0.856	870	0	–	–	–	–
		Всього:			53	0.8	43.7	–	–	–	–	2	–	76	н.з.	–
В-19с (16)	всього	нафтова	111+221	А	91	1.1	100.1	0.136	0.78	0.856	870	8	–	–	–	–
		нафто- водяна			60	0.6	36.0	0.136	0.78	0.856	870	3	–	–	–	–
		Всього:			151	0.9	136.1	–	–	–	–	11	–	76	1	–
		111	–	–	–	–	–	–	–	–	2	–	–	0		
		221	–	–	–	–	–	–	–	9	–	–	1	–		
Всього по горизонту В-19с:			111+221	А	–	–	–	–	–	–	–	11	–	–	1	–
			111		–	–	–	–	–	–	–	2	–	–	0	
			221		–	–	–	–	–	–	–	9	–	–	1	–
			332	С ₂	–	–	–	–	–	–	–	2	–	–	н.з.	–
В-19н (1а)	всього	нафтова	111+221	А	179	2.3	411.7	0.135	0.77	0.856	870	32	–	–	–	–
		нафто- водяна			75	1.1	82.5	0.135	0.77	0.856	870	6	–	–	–	–
		Всього:			254	1.9	494.2	–	–	–	–	38	–	76	3	–
		111	–	–	–	–	–	–	–	–	21	–	–	2		
		221	–	–	–	–	–	–	–	17	–	–	1	–		
В-19н (16)	всього	нафтова	111+221	А	58	2.1	121.8	0.165	0.83	0.856	870	12	–	–	–	–
		нафто- водяна			35	1.5	52.5	0.165	0.83	0.856	870	5	–	–	–	–
		Всього:			93	1.9	174.3	–	–	–	–	17	–	76	1	–
		111	–	–	–	–	–	–	–	–	2	–	–	0		
		221	–	–	–	–	–	–	–	15	–	–	1	–		
Всього по горизонту В-19н:			111+221	А	–	–	–	–	–	–	–	55	–	–	4	–
			111		–	–	–	–	–	–	–	–	23	–	–	2
			221		–	–	–	–	–	–	–	32	–	–	2	–

Продовження таблиці 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
В-20в (1б)	всього	нафтова	111+221	А	993	2.8	2780.4	0.108	0.82	0.704	828	144	—	—	—	—
		нафто- водяна			25	2.6	65.0	0.108	0.82	0.704	828	3	—	—	—	—
					1018	2.8	2845.4	—	—	—	—	147	—	170	25	—
		Всего:	111		—	—	—	—	—	—	—	89	—	—	17	
			221		—	—	—	—	—	—	58	—	—	8	—	
В-20в (2)	всього	нафтова	111+221	А	428	4.2	1797.6	0.169	0.86	0.704	815	150	—	—	—	—
		нафто- водяна			267	2.9	774.3	0.169	0.86	0.704	815	65	—	—	—	—
					695	3.7	2571.9	—	—	—	—	215	—	170	37	—
		Всего:	111		—	—	—	—	—	—	—	61	—	—	25	
			221		—	—	—	—	—	—	—	154	—	—	12	—
Всего по горизонту В-20в:			111+221	А	—	—	—	—	—	—	362	—	—	62	—	
			111		—	—	—	—	—	—	150	—	—	42		
			221		—	—	—	—	—	—	212	—	—	20	—	
В-20с (1а)	всього	нафтова	111+221	А	638	4.4	2807.2	0.154	0.82	0.704	830	207	—	—	—	—
		нафто- водяна			267	2.5	667.5	0.154	0.82	0.704	830	49	—	—	—	—
					905	3.8	3474.7	—	—	—	—	256	—	170	44	—
		Всего:	111		—	—	—	—	—	—	—	89	—	—	15	
			221		—	—	—	—	—	—	—	167	—	—	29	—
В-20с (1б)	всього	нафтова	111+221	А	219	3.1	678.9	0.140	0.81	0.704	826	45	—	—	—	—
		нафто- водяна			60	1.2	72.0	0.140	0.81	0.704	826	5	—	—	—	—
					279	2.7	750.9	—	—	—	—	50	—	170	9	—
		Всего:	111		—	—	—	—	—	—	—	31	—	—	6	
			221		—	—	—	—	—	—	—	19	—	—	3	—
Всего по горизонту В-20с:			111+221	А	—	—	—	—	—	—	306	—	—	53	—	
			111		—	—	—	—	—	—	—	120	—	—	21	
			221		—	—	—	—	—	—	—	186	—	—	32	—
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	15	19	21	22
В-20н (1а)	всього	нафтова	111+221	А	69	2.8	193.2	0.158	0.82	0.704	815	14	—	—	—	—
		нафто- водяна			26	1.7	44.2	0.158	0.82	0.704	815	3	—	—	—	—
					95	2.5	237.4	—	—	—	—	17	—	170	3	—
		Всего:	111		—	—	—	—	—	—	—	6	—	—	1	
			221		—	—	—	—	—	—	—	11	—	—	2	—
В-20н (1б)	всього	нафтова	111+221	А	178	5.2	925.6	0.165	0.83	0.704	834	74	—	—	—	—
		нафто- водяна			120	2.9	348.0	0.165	0.83	0.704	834	28	—	—	—	—
					298	4.3	1273.6	—	—	—	—	102	—	170	17	—
		Всего:	111		—	—	—	—	—	—	—	64	—	—	11	
			221		—	—	—	—	—	—	—	38	—	—	6	—
Всего по горизонту В-20н:			111+221	А	—	—	—	—	—	—	119	—	—	20	—	
			111		—	—	—	—	—	—	—	70	—	—	12	
			221		—	—	—	—	—	—	—	49	—	—	8	—

Кінець таблиці 1.2

В-26в (1а+1б) ГНК	всего	нафто-газова	111+221	А	614	4.9	3008.6	0.160	0.77	0.402	812	121	–	–	–	–	
		нафто-газo-водьяна			313	7.9	2472.7	0.160	0.77	0.402	812	99	–	–	–	–	
		нафтова			15	6.5	97.5	0.160	0.77	0.402	812	4	–	–	–	–	
		нафто-водьяна			1243	3.3	4101.9	0.160	0.77	0.402	812	165	–	–	–	–	
					2185	4.4	9680.7	–	–	–	–	389	–	625	243	–	
		Всего:	111	–	–	–	–	–	–	–	65	–	–	–	41		
			221	–	–	–	–	–	–	–	324	–	–	202	–		
Всего по горизонту В-26в:			111+221	А	–	–	–	–	–	–	389	–	–	243	–		
			111		–	–	–	–	–	–	65	–	–	–	41		
			221		–	–	–	–	–	–	324	–	–	198	–		
В-26н (1а')	всего	нафтова	222	C _{2m6}	7	1.0	7.0	0.150	0.56	0.666	856	0	–	–	–	–	
		нафто-водьяна			11	1.0	11.0	0.150	0.56	0.666	856	1	–	–	–	–	
		Всего:			18	1.0	18	–	–	–	–	1	–	246	н.з.	–	
В-26н (1а'')	всего	нафтова	122+222	C ₂	10	1.2	12.0	0.136	0.74	0.666	856	1	–	–	–	–	
		нафто-водьяна			19	1.5	28.5	0.136	0.74	0.666	856	2	–	–	–	–	
					29	1.4	40.5	–	–	–	–	3	–	246	1	–	
		Всего:			122	–	–	–	–	–	–	–	1	–	–	н.з.	
			222		–	–	–	–	–	–	–	2	–	–	1	–	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	15	19	21	22	
В-26н (1б)	всего	нафтова	111+221	А	141	2.9	408.9	0.136	0.62	0.666	856	20	–	–	–	–	
		нафто-водьяна			237	2.6	616.2	0.136	0.62	0.666	856	30	–	–	–	–	
					378	2.7	1025.1	–	–	–	–	50	–	246	12	–	
		Всего:	111		–	–	–	–	–	–	–	–	15	–	–	8	
			221		–	–	–	–	–	–	–	35	–	–	4	–	
Всего по горизонту В-26в:			111+221	А	–	–	–	–	–	–	–	50	–	–	12	–	
			111		–	–	–	–	–	–	–	15	–	–	8		
			221		–	–	–	–	–	–	35	–	–	4	–		
			122+222	C ₂	–	–	–	–	–	–	–	3	–	–	1	–	
			122		–	–	–	–	–	–	–	1	–	–	н.з.		
			222		–	–	–	–	–	–	–	2	–	–	1	–	
			222		C _{2m6}	–	–	–	–	–	–	–	1	–	–	н.з.	–
Всего по родовищу:			111+221	А+В	–	–	–	–	–	–	–	3104	–	–	1793	–	
			111		–	–	–	–	–	–	–	–	1121	–	–	642	
			221		–	–	–	–	–	–	–	1983	–	–	1151	–	
			122+222	C ₂	–	–	–	–	–	–	–	7	–	–	1	–	
			122		–	–	–	–	–	–	–	–	3	–	–	н.з.	
			222		–	–	–	–	–	–	–	4	–	–	1	–	
			222	C _{2m6}	–	–	–	–	–	–	–	–	7	–	–	н.з.	–
			332	C ₂	–	–	–	–	–	–	–	–	58	–	–	н.з.	–

Таблиця 1.3 – Характеристика запасів вільного газу та конденсату Матлахівського родовища станом на 01.01.2023 р.

Горизонт (Блок, ділянка)	Зона	Клас запасів	Категорія запасів	Площа газоносності, тис. м ²	Середня газонасичена товщина, м	Об'єм газонасичених порід, тис. м ³	Коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниць	Коефіцієнт газонасиченості, частка одиниць	Початковий пластовий тиск, МПа	Залишковий пластовий тиск, МПа	Поправки, частка одиниць		Початкові загальні запаси пластового газу, млн м ³	Мольна частка "сухого" газу, частка одиниць	Початкові загальні запаси "сухого" газу, млн м ³	Початкові видобувні запаси газу, млн м ³	Вміст конденсату, т/млн м ³	Початкові загальні запаси конденсату, тис. т	Початкові видобувні запаси конденсату, тис. т
											на температуру	на відхилення від закоу Бойля-Мариотта							
В-26а (1а+1б)	газова	111+221	А	315	7.2	2268.0	0.160	0.81	37.88	0.1	0.78	0.97	83	0.946	79	–	–	–	–
	нафто-газова			614	4.9	3008.6	0.160	0.81	37.88	0.1	0.78	0.97	110	0.946	104	–	–	–	–
	нафто-газо-водяна			313	1.9	594.7	0.160	0.81	37.88	0.1	0.78	0.97	22	0.946	21	–	–	–	–
				1242	4.7	5871.3	–	–	–	–	–	–	215	–	204	–	321	65	–
	Всього:	111		–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	102	–	–	17
		221		–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	102	–	–	48	–
В-26а (2)	газова	111+221	А	144	9.3	1339.2	0.153	0.68	38.40	0.1	0.78	0.96	39	0.946	37	–	–	–	–
	газо-водяна			660	5.2	3432.0	0.153	0.68	38.40	0.1	0.78	0.96	101	0.946	96	–	–	–	–
				804	5.9	4771.2	–	–	–	–	–	–	140	–	133	–	556	74	–
	Всього:	111		–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	67	–	–	19
		221		–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	66	–	–	55	–
Всього по родовищу:		111+221	А	–	–	–	–	–	–	–	–	–	355	–	337	–	–	139	–
		111		–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	169	–	–	36
		221		–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	168	–	–	103	–

Таблиця 1.4 – Характеристика фонду свердловин Матлахівського родовища станом на 01.09.2023 р.

Назва	Характеристика фонду свердловин	Кількість свердловин	Номера свердловин
Фонд видобувних нафтових свердловин	всього	8	–
	в тому числі: діючі	–	–
	з них: фонтанні	–	–
	ЕВН	1	117 (В17)
	ШГН	–	–
	газліфт	–	–
	в бездії	1	104 (В-15)
	в консервації	6	27, 34, 36, 38, 102, 103
	в очікуванні ліквідації	–	–
	ліквідовані	–	–
Фонд видобувних газових свердловин	всього	1	–
	в тому числі: діючі	–	–
	в бездії	–	–
	в консервації	–	–
	в очікуванні ліквідації	–	–
	ліквідовані	1	2
Фонд нагнітальних свердловин	всього	2	–
	під закачкою	2	3, 28
	в бездії	–	–
	в консервації	–	–
	в очікуванні ліквідації	–	–
	ліквідовані	–	–
Фонд спеціальних свердловин	всього	14	–
	в т. ч. контрольні та п'єзометричні	14	1, 13, 19, 29, 30, 33, 35, 37, 39, 46, 112, 114, 116, 118
	поглинальні	–	–
	водозабірні	–	–

Таблиця 1.5 – Розподіл діючого фонду нафтових свердловин Матлахівського родовища за основними показниками станом на 01.09.2023 р.

Фонд свердловин	Обводнення, %					Дебіт нафти, т/д				ГФ, м³/т			
	0	<10	10 – 50	50 – 90	>90	<1	1 – 10	10 – 50	>50	<100	100 – 300	300 – 1000	>1000
шт.	–	–	–	–	1	–	1	–	–	–	1	–	–
%	–	–	–	–	100	–	100	–	–	–	100	–	–

Уточнення геологічної будови родовища, а саме виділення трьох окремих тектонічних блоків з різними початковими тисками в межах одного горизонту, а також динаміка основних показників експлуатації свердловин дає підставу виділити нові експлуатаційні об'єкти. Згідно підрахунку запасів 2016 р. на виділено 24 об'єкти розробки, з яких 17 перебували в експлуатації. Зведену таблицю експлуатаційних об'єктів із зазначенням свердловин, що розробляли об'єкт, наведено в **таблиці 1.6**. Нумерацію об'єктів здійснено зверху вниз.

Таблиця 1.6 – Експлуатаційні об'єкти Матлахівського родовища

Об'єкт	Горизонт	Блок (поклад)	Свердловини
I	B-15	1a	19, 104
II		1б	3, 28, 103, 13
III	B-16в	1a'	не розроблявся
IV		1a''	не розроблявся
V		1б'	не розроблявся
VI		1б''	не розроблявся
VII	B-16н	1б	не розроблявся
VIII	B-17в+с	1a+1б	38, 19, 103, 30, 117, 37, 36, 33, 29
IX	B-19в	1a+1б	112, 37, 116, 114, 36, 102, 39
X	B-19с	1a	не розроблявся
XI		1б	103, 114
XII	B-19н	1a	104, 116, 102, 39
XIII		1б	114
XIV	B-20в	1б	46, 118
XV		2	1, 35
XVI	B-20с	1a	37, 104, 116, 102, 39, 27
XVII		1б	34, 117, 46, 114, 118
XVIII	B-20н	1a	39
XIX		1б	112, 117, 46, 118, 34
XX	B-26в	1a+1б	28, 38, 104, 102, 33, 34, 39, 27
XXI		2	35
XXII	B-26н	1a'	37
XXIII		1a''	не розроблявся
			103, 117

Виділені об'єкти розробки та їх характеристика подані в нижче.

Об'єкт І (нафтовий) – поклад нафти горизонту В-15 в блоці 1 а. Розроблявся двома свердловинами 19 та 104.

Видобуток нафти з об'єкту розпочато в жовтні 1996 р. свердловиною 19, яка самостійно розробляла поклад до 2002 р., після чого було введено свердловину 104 і до кінця 2008 р. експлуатаційний фонд становив дві свердловини. З жовтня 2008 р. свердловину 19 переведено в контрольний фонд і в подальшому розробка здійснювалась однією свердловиною 104.

Свердловину 19 переведено на горизонт В-15 01.11.1996 р. та введено в експлуатацію фонтанним способом. Після нетривалого фонтанування з дебітом 0,1 т/д в липні 1997 р. її переведено на механізований спосіб експлуатації (ЕВН). До лютого 1999 р. дебіт становив 19 т/д рідини при обводненні 10 %, після чого різко знизився до 2 т/д рідини. Варто зазначити, що 10.09.1997 р., 26.09.1999 р. та 22.08.2001 р. в свердловині проведено повторні перфорації в інтервалі від 3296 до 3302 м.

В січні 2005 р. свердловину переведено на експлуатацію ШГН з дебітом 1 т/д безводної нафти. В листопаді 2007 р. дебіт знизився до 0,1 т/д і 01.10.2008 р. її переведено в п'єзометричний фонд.

У серпні 2002 року горизонт В-15 розкрито у свердловині 104 в інтервалі перфорації від 3322 до 3329 м та від 3331 до 3335 м. В експлуатацію свердловину введено фонтанним способом з початковим дебітом нафти 36 т/д за обводнення 10 %. Початковий ГФ становив 180 м³/т. Вже з наступного місяця дебіт нафти зменшився і до середини 2006 р. він становив в середньому 11,5 т/д, вода в продукції з'являлась періодично в невеликій кількості до 7 %.

Починаючи з серпня 2006 р. дебіт нафти раптово зменшився до 1 т/д і залишався на такому рівні до червня 2012 р. У липні 2012 року дебіт нафти знизився до 0,01 т/д. У листопаді 2012 р. через низьку продуктивність свердловину переведено в бездіючий фонд в якому вона перебувала до 2018 р. Відновлено роботу свердловини в травні 2018 р. фонтанним способом з дебітом нафти 14 т/д з тенденцією до зменшення. Впродовж 2018 – 2021 р. спостерігається значне зростання ГФ, який досягав значення 1846 м³/т (вересень 2021 р.). В 2022 р. така негативна тенденція продовжилась (червень 2022 р. – 8853 м³/т), дебіт нафти не перевищував 1 т/д за періодичної роботи свердловини. Пластовий тиск в вересні 2021 р. становив 5,3 МПа, при тиску насичення 17 МПа. Таким чином поклад розробляється на режимі розчиненого газу при значному розгазуванні нафти як в стовбурі свердловини так і в пласті. В вересні 2022 р. свердловина 104 перейшла в бездію. Впродовж 2023 р. не працювала.

Станом на 01.09.2023 р. з покладу відібрано 35,833 тис. т нафти, 38,279 тис. т рідини та 12,715 млн м³ розчиненого газу.

Об'єкт II (нафтовий) – поклад нафти горизонту В-15 в блоці 1 б. Розроблявся чотирма свердловинами 3, 13, 28 та 103. Також в 2019 р. на даний об'єкт переведено свердловину 38, яка на горизонті В-15 не експлуатувалась, станом на 01.01.2022 р. остання перебуває в консервації.

Розробку покладу розпочато свердловиною 13, яку введено в експлуатацію в лютому 1977 р. з початковим дебітом безводної нафти 36 т/д та ГФ – 277 м³/т. Початковий пластовий тиск становив 34 МПа. В наступні роки експлуатації свердловини спостерігалась тенденція до зниження пластового тиску.

Періодично свердловина пропрацювала до серпня, а з вересня 1977 р. по березень 1979 р. поклад не розроблявся у зв'язку з переведенням свердловини в консервацію. Видобуток нафти відновлено у вересні 1979 р. і до середини 1981 р. середньорічний видобуток нафти зростав і становив в середньому 12,5 тис. т. Вода в продукції була практично відсутня, ГФ зріс до 315 м³/т.

В серпні 1981 р. на поклад з буріння введено свердловину 3 з початковим пластовим тиском 31 МПа і впродовж наступних 13 років об'єкт розроблявся двома свердловинами. Збільшення експлуатаційного фонду дало змогу наростити річний відбір нафти до 24,2 тис. т у 1982 р. У 1989 р. відбулось поступове падіння видобутку – до 2 тис. т на рік, вода в продукції була практично відсутня. В лютому 1990 року обидві свердловини синхронно обводнились до 37 %, що в подальшому збільшило темп падіння видобутку. Разом з цим відбулось значне зростання ГФ по покладу – до 2363 м³/т, в основному через свердловину 13, по якій ГФ перевищував 4000 м³/т. До 1994 року річний видобуток з покладу зменшився до 117 т і зважаючи на високий ГФ обидві експлуатаційні свердловини було переведено у контрольний фонд. Таким чином з липня 1994 року по вересень 1996 року поклад не розроблявся.

З 1988 року пластовий тиск по свердловині 13 різко змінювався в межах 10 – 25 МПа, і стабілізувався на рівні 19 – 22 МПа у 1995 р. (відновився в зупиненій свердловині).

В грудні 1997 р. з метою ППТ свердловину 3 переведено під нагнітання води. У 2001 р. на поклад додатково введено свердловину 28 з початковим пластовим тиском 22 МПа та відновлено видобуток із свердловини 13. В 2003 р. річний відбір нафти становив 7,446 тис. т, середньорічне обводнення становило 9,1 %, ГФ – 187 м³/т.

У 2006 р. на поклад введено свердловину 103, проте стабілізувати падіння видобутку не вдалось і з падінням річного видобутку до 700 т на рік відбулось виведення з експлуатації свердловини 28 у 2008 р. Незважаючи на переведення свердловину 13 у 2011 році також виведено з

експлуатації у зв'язку з низькою продуктивністю. На кінець 2011 р. пластовий тиск по свердловині 28 складав 27 МПа. Початковий пластовий тиск у свердловині 103 складав 22 МПа.

Видобуток вуглеводнів з об'єкту вівся до 2014 р.. Станом на 01.01.2022 р. свердловина 103 перебуває в консервації. Варто зазначити, що в період з 2015 по 2021 р. на об'єкті проводилось нагнітання в свердловини 3 та 28. Річні об'єми закачки в дві свердловини не перевищували 1,2 тис. м³ води. Пластовий тиск в свердловині 28 в квітні 2021 р. становив близько 14,6 МПа.

Станом на 01.09.2023 р. поклад не розробляється. Свердловина 103 перебуває в консервації. Нагнітання води здійснюється в свердловини 3 та 28.

Накопичений видобуток нафти становить 144,187 тис. т, розчиненого газу – 63,773 млн м³, рідини – 149,259 тис. т. В поклад запомповано 205,400 тис. м³ води.

Об'єкт III (нафтовий) – поклад нафти горизонту **В-16 в в блоці 1 а**. В розробці не перебував. Розкритий свердловинами 19 та 37. Клас запасів 222 пзб та 332.

Об'єкт IV (нафтовий) – поклад нафти горизонту **В-16 в в блоці 1 а"**. В розробці не перебував. Розкритий свердловиною 102. Клас запасів 332.

Об'єкт V (нафтовий) – поклад нафти горизонту **В-16 в в блоці 1 б**. В розробці не перебував. Розкритий свердловинами 28, 30 ,38 та 103. Клас запасів 332.

Об'єкт VI (нафтовий) – поклад нафти горизонту **В-16 в в блоці 1 б"**. В розробці не перебував. Розкритий свердловиною 34. Клас запасів 122 + 222.

Об'єкт VII (нафтовий) – поклад нафти горизонту **В-16 н в блоці 1 б**. В розробці не перебував. Розкритий свердловиною 13. Клас запасів 222 пзб.

Об'єкт VIII (нафтовий) – поклад нафти горизонту **В-17 в + с в блоках 1 а та 1 б**. Поклад вважається нафтовим про що детально описано. Об'єкт розроблявся вісьмома свердловинами 19, 29, 30, 33, 36, 37, 38 та 117.

Свердловину введено в експлуатацію 29.04.1980 р. на горизонт В-17 в + с з дебітом нафти 30,7 т/д. Початковий пластовий тиск становив 36,3 МПа. Варто зазначити, що свердловина вважалась газовою. Зміна уявлень про поклад, обґрунтування і визначення його як нафтовий відбулось в підрахунку запасів 2016 р.

З червня 1983 р. в продукції свердловини почала періодично з'являтися пластова вода з тенденцією до зростання, а в жовтні наступного року фонтанування свердловини практично припинилось. Видобування велось тільки розчиненого газу з дебітом близько 0,2 тис. м³/д. Для забезпечення подальшої

експлуатації свердловини на горизонті В-17 в + с в серпні-вересні 1985 р. проведено РІР шляхом встановлення цементного мосту в інтервалі від 3365 до 3389 м з перфорацією інтервалу 3356 – 3375 м. Однак при освоєнні свердловини отримано приплив пластової води, тому в січні 1986 р. проведено повторну ізоляцію пластової води шляхом встановлення цементного мосту в інтервалі від 3383 до 3350 м з повторною перфорацією інтервалу 3357 – 3372 м. Проте припливу флюїду не отримано. Результати перевірки вибою свердловини вказували на те, що вибій знаходиться вище верхніх дір перфорації на 7 м. В березні 1986 р. розбурено піщану пробку до глибини 3373 м і перфоровано горизонт в інтервалі 3357 – 3367 м. Після цього проведено освоєння свердловини шляхом зниження рівня рідини в свердловині. Припливу не отримано.

Поступово свердловину виведено на періодичну експлуатацію з дебітом розчиненого газу 0,2 тис. м³/д. Пластовий тиск становив 26 МПа. Стовбур свердловини до глибини 1500 м заповнений пластовою водою, яка з вибою не виносилась. До липня 1994 р. дебіт знизився до 0,1 тис. м³ газу, а до кінця вересня 1995 р. фонтанування припинилось. У зв'язку з неможливістю подальшої експлуатації свердловини на горизонті В-17 в + с, прийнято рішення про її переведення на горизонт В-15.

30 червня 1981 р. введено в експлуатацію фонтанним способом на горизонт В-17 в + с свердловину 30. Початковий пластовий тиск становив 32 МПа. До кінця 1982 року свердловина працювала стабільно з середньодобовим дебітом нафти 11 – 15 т/д, ГФ перевищував 1140 м³/т. Починаючи з листопада 1983 р. в продукції свердловини з'явилась пластова вода у незначній кількості – до 30 г/м³. В подальшому протягом 10 років експлуатації здійснювались доволі часті заміни штуцерів, що призводило до незначної зміни дебіту нафти.

В лютому 1998 р. внаслідок накопичення пластової води в стовбурі свердловини фонтанування свердловини практично припинилось. В квітні 1998 р. в свердловині виконано РІР. Інтервал перфорації після виконаних робіт від 3358 до 3370 м. З метою збільшення продуктивності свердловину переведено на механізований спосіб експлуатації за допомогою ЄВН.

В червні 1998 року в свердловині виконано додаткову перфорацію в інтервалі від 3358 до 3375 м. Після освоєння середній дебіт нафти становив 2,2 т/д. Спостерігалось негативна тенденція зростання ГФ. У вересні 2012 року через низьку продуктивність свердловину переведено в спостережний фонд (станом на 01.01.2022 р. перебувала в спеціальному фонді).

В 1998 р. до розробки покладу залучено свердловину 36, введення якої особливого ефекту на приріст видобутку не мало. Впродовж 1999 – 2005 р. річний відбір нафти не перевищував 2,6 тис. т. В 2000 р. в експлуатацію також введено свердловину 33. Після виконання геофізичних робіт (ПНК) роботи по переведенню здійснено в жовтні 2000 р., після чого свердловину введено в

експлуатацію на горизонт В-17 в + с з інтервалу глибин від 3365 до 3375 м з початковим дебітом нафти 1 т/д, ГФ перевищував 13000 м³/т (до моменту підрахунку 2016 р. свердловина вважалась газовою). Протягом наступних двох років експлуатації відбувалось поступове зменшення продуктивності. Свердловина експлуатувалась на ЄВН. В серпні 2008 р. проведено повторну перфорації існуючого інтервалу. Проте позитивного результату не отримано.

Свердловина видобувала лише розчинений газ з дебітом до 1 тис. м³/д. У вересні 2012 р. через низьку продуктивність свердловину переведено в спостережний фонд (станом на 01.01.2022 р. перебувала в спеціальному фонді).

В серпні 2004 р. горизонт випробувано свердловиною 103, проте припливу отримано не було і в кінці листопада того ж року її було переведено на вище залягаючий горизонт В-15.

В 2006 р. на горизонт В-17 введено ряд свердловин (37, 38, 117), завдяки чому вдалось збільшити темпи видобутку, проте ефект був недовготривалим. В 2006 р. річний відбір нафти становив 10,018 тис т, а вже за два роки знизився до 0,801 тис. т.

Починаючи з 2013 р. фонд свердловин різко зменшився через незначний приплив флюїду до свердловин та економічну неефективність подальшої їх експлуатації (свердловини 29, 30, 33), останні переведено в спеціальний фонд. Згодом вийшли в бездію свердловини 36, 37 та 38 (станом на 01.01.2022 р. й перебували в консервації). Варто відзначити значне розгазування флюїду перед зупинкою роботи у вищезгаданих свердловинах.

Впродовж 2017 – 2021 рр. поклад розроблявся лише свердловиною 117. Річні відбори не перевищували 1 млн т. Газовий фактор стабілізувався на рівні від 213 м³/т до 309 м³/т. Свердловина експлуатувалась за обводнення продукції до 98 %. Пластовий тиск в листопаді 2021 р. становив 31,8 МПа.

З 2022 р. до вересня 2023 р. дебіт нафти змінювався стрибкоподібно та становив близько 2 т/д, обводненість перевищувала 98%. Пластовий тиск в червні 2023 р. становив 34 МПа.

Станом на 01.09.2023 р. з покладу відібрано 299,094 тис. т нафти, 898,245 тис. т рідини та 398,439 млн м³ розчиненого газу.

Об'єкт ІХ (нафтовий) – нафтовий поклад горизонту **В-19 в в блоках 1 а та 1 б**. Розроблявся сімома свердловинами 36, 37, 39, 102, 112, 114 та 116.

Видобуток нафти з об'єкта розпочато в березні 1990 р. свердловиною 36, яка самостійно розробляла поклад впродовж наступних п'яти років і працювала на покладі до 1997 р.

Початковий дебіт нафти становив 31 т/д за обводнення 57 %, ГФ становив 211 м³/т. Продуктивну товщу розкрито перфорацією в інтервалі від 3430 до 3445 м. До кінця року поступлення в свердловину води майже повністю припинилось, а дебіт становив в середньому 35 т/д. З січня 1991 р. відбулось стрімке зростання видобутку і протягом наступних двох років середньодобовий відбір нафти утримувався на рівні 68 т/д, обводнення при цьому дещо зросло – до 30 %, ГФ навпаки зменшився до 70 м³/д. В лютому 1993 р. свердловину переведено на ЕВН проте зростання видобутку нафти не отримано, навпаки розпочався процес поступового зростання обводнення.

До липня 1994 р. обводнення продукції сягнуло 99 % у зв'язку з чим у вересні виконано РІР та здійснено перфорацію горизонту в інтервалі від 3430 до 3439 м. Позитивного ефекту отримано не було тому в жовтні того ж року повторно виконано РІР та перфорацію в інтервалі від 3430 до 3432 м. Після введення в експлуатацію середній дебіт нафти становив 0,8 т/д на фоні значного обводнення – 99 %. В червні 1996 р. черговий раз виконано РІР та перфорацію в інтервалі від 3430 до 3433 м. Було отримано короткотривалий ефект зростання дебіту нафти – до 4,3 т/д, проте вже з жовтня дебіт знизився до попереднього рівня. У зв'язку з низькою продуктивністю свердловини та практично повним її обводненням в червні здійснено її переведення на вище залягаючий горизонт В-17 в + с.

Максимальний річний відбір свердловиною 36 був у 1992 р. та становив 24,6 тис. т.

У 1995 р., на поклад введено свердловину 37, а у кінці 1999 р. – свердловину 116 (спільно з горизонтом В-19 н), і в подальшому експлуатаційний фонд становив дві свердловини (до 2004 р.). По мірі введення нових свердловин річний відбір нафти змінювався стрибкоподібно проте не перевищував 8,1 тис. т. Обводнення продукції поступово зростало, до 2004 р. його значення збільшилось до 90,9 %. ГФ становив 80 м³/т.

В 2006 р. експлуатаційний фонд свердловин зріс до п'яти за рахунок введення свердловин 39, 102, 112, та 114, в той же час з експлуатації вибула свердловина 37. Що стосується річних відборів, останні особливо не зросли. В 2007 р. п'ятьма свердловинами видобуто всього 2,631 тис. т нафти. Обводнення продукції зросло до 95,7 %, ГФ стабільний – 77 м³/т.

По мірі виведення свердловин із експлуатації до 2012 р., річний відбір нафти змінювався стрибкоподібно з повільною тенденцією до зменшення.

У листопаді 2011 року свердловина 114 вибула з експлуатаційного фонду через обрив НКТ. У червні 2012 р свердловину переведено в контрольний фонд в якому вона перебуває станом на 01.01.2022 р. У вересні 2012 р через високе обводнення свердловину 116 переведено в контрольний фонд. Через обводнення на низький видобуток нафти з експлуатації також виведено свердловину 112.

Що стосується свердловини 36, зважаючи на значне обводнення продукції на горизонті В-19 н свердловину в грудні 2006 р. переведено на вищезалягаючий горизонт В-19 в, який розкрито в інтервалі перфорації від 3476 до 3479 м та від 3480 до 3482 м. Проте і в цьому інтервалі продуктивні пласти виявились повністю обводненими, дебіт нафти становив 0,8 т/д за обводнення 99,1 %. У зв'язку з нерентабельністю подальшої експлуатації свердловину з грудня 2007 р. переведено в контрольний фонд.

Впродовж 2012 – 2017 рр. поклад розроблявся лише свердловиною 102. Спостерігалось поступове обводнення свердловини до 98,1 % за падіння річних відборів до 0,805 тис. т. В грудні 2017 р. свердловина перейшла в бездію, а згодом в консервацію, де і перебувала станом на 01.09.2023 р. На даний час поклад не розробляється через відсутність видобувного фонду.

Станом на 01.09.2023 р. з покладу відібрано 146,842 тис. т нафти, 1030,674 тис. т рідини та 14,446 млн м³ розчиненого газу.

Об'єкт Х (нафтовий) – поклад нафти горизонту В-19 с в блоці 1 а. В розробці не перебував. Розкритий свердловинами 36 та 37. Клас запасів 332.

Об'єкт ХІ (нафтовий) – нафтовий поклад горизонту В-19 с в блоці 1 б. Розроблявся двома свердловинами 103 та 114.

Розробку об'єкту розпочато в березні 1999 р. свердловиною 103, яка самостійно розробляла поклад впродовж наступних шести років.

Свердловину переведено з горизонту В-26 н через низьку продуктивність, продуктивну товщу горизонту В-19 с розкрито в інтервалі перфорації від 3472 до 3482 м. Останню введено в експлуатацію механізованим способом за допомогою ЕВН, з середнім дебітом нафти 0,07 т/д за обводнення 99 %.

В березні дебіт нафти стрімко зріс і сягнув 3,8 т/д, обводнення при цьому зменшилось до 48 %. Проте така ситуація зберігалась не довго і вже до вересня 2000 р. дебіт нафти зменшився до 1 т/д. З серпня 2001 р. видобуток нафти зменшився до 1 т на місяць, а з січня 2004 р. свердловину переведено в бездію. З горизонту В-19 с свердловиною видобуто всього 0,720 тис. т нафти, 7,036 тис. т рідини та 0,076 млн м³ розчиненого газу. В серпні 2004 р. виконано переведення свердловини 103 на вищезалягаючий горизонт В-17 в + с який розкрито перфорацією в інтервалі від 3365 до 3379 м. Проте припливу нафти отримано не було. Згодом її переведено на горизонт В-15.

До листопада 2006 р. об'єкт не розроблявся через відсутність видобувного фонду свердловин.

В грудні 2006 р. на горизонт В-19 с введено свердловину 11, що розкрила одночасно весь горизонт В-19 в + с + н в інтервалах перфорації від 3446 до 3448 м від 3469 до 3471 м та від 3490 до 3494 м. Дебіт нафти після

введення в експлуатацію становив 0,93 т/д, обводнення 96,1 %. Протягом наступних чотирьох років експлуатації видобуток нафти залишався практично незмінним та коливався від 0,57 т/д до 1,18 т/д, обводнення теж утримувалось на рівні 97% – 98 %.

У листопаді 2011 р. свердловина вибула з експлуатаційного фонду через обрив НКТ. У червні 2012 р. свердловину переведено в контрольний фонд в якому вона перебуває станом на 01.09.2023 р.

Станом на 01.09.2023 р. з покладу відібрано 1,769 тис. т нафти, 46,293 тис. т рідини та 0,163 млн м³ розчиненого газу. Розробку покладу завершено.

Об'єкт XII (нафтовий) – нафтовий поклад горизонту В-19 н в блоці 1 а. Розроблявся чотирма свердловинами 39, 102, 104 та 116.

Розробку об'єкту розпочато в серпні 1996 р. свердловиною 104, яка самостійно розробляла поклад впродовж наступних двох років. Продуктивну товщу розкрито в інтервалі перфорації від 3517 до 3521 м. Свердловину введено в експлуатацію за допомогою ЕВН з початковим дебітом нафти 0,4 т/д та обводненням 82 %. У зв'язку з низькою продуктивністю в лютому 1997 р. виконано повторну перфорацію сургучного інтервалу. Роботи виявились ефективними, дебіт нафти зріс до 11,1 т/д, обводнення зменшилось 16 %. Напротязі наступних трьох з половиною років експлуатації тривав процес поступового зменшення середньодобового видобутку нафти в межах від 6,7 до 0,6 т/д, обводнення при цьому становило в середньому 17 %. З метою інтенсифікації в листопаді 2000 р. здійснено обробку ПЗП ультразвуком. Захід виявився неефективним у зв'язку з тим, що після обробки значно зросло обводнення продукції – до 98 %, видобуток нафти при цьому зменшився до 1 т на місяць.

У вересні 2001 р. здійснено заміну ЕВН на більш продуктивний, що призвело до короткотривалого зростання дебіту нафти до 2,7 т/д з подальшим його зменшенням до 0,3 т/д. Зважаючи на низьку продуктивність свердловини та значне обводнення продукції було прийнято рішення перевести свердловину на вищезалягаючий горизонт. З горизонту В-19 н свердловиною видобуто: 4,060 тис. т нафти, 2,309 тис. т води та 0,333 млн м³ газу.

У липні 1998 р. фонд видобувних свердловин зріс до двох за рахунок введення в експлуатацію свердловини 116. Горизонт В-19 н розкрито в інтервалі перфорації від 3489 до 3493 м. Після введення свердловини в експлуатацію дебіт нафти виявився низьким – 3 т/д з тенденцією до подальшого швидкого зменшення. Обводнення продукції коливалось на позначці близько 38 %.

До лютого 1999 р. дебіт знизився до 0,6 т/д, що й стало причиною дострілу верхньої частини горизонту В-19 в інтервалі від 3447 до 3456 м. В процесі поступового плавного збільшення вмісту води в

продукції до 86 %. Починаючи з січня 2004 р. обводнення продукції набуло більш прогресуючого характеру, що в свою чергу вплинуло на темпи відборів.

У 2001 р. фонд видобувних свердловин зріс до трьох за рахунок введення свердловини 102, розкрито горизонт в інтервалі від 3510 до 3516 м. Початковий дебіт нафти становив 27,3 т/д при обводненні 17 %. Тенденція до зменшення видобутку зберігалась і під час експлуатації на цьому горизонті – за рік дебіт зменшився до 1,7 т/д. У зв'язку з цим в листопаді 2002 р. виконано дилатансійне торпедування проте позитивного результату отримано не було – дебіт залишився на попередньому рівні, а обводнення навпаки зросло до 97 %.

В серпні 2003 р. виконано додатковий достріл інтервалу від 3490 до 3494 м. Це позитивно вплинуло на динаміку видобутку – дебіт зріс до 13 т/д, а обводнення навпаки зменшилось до 23 %. До лютого 2006 р. обводнення сягнуло 100 %.

В квітні 2006 р. в свердловині 102 виконано РІР та ізолювано горизонт В-19 н.

В червні 2006 р. в свердловині 116 (в бездії) також виконано РІР, та ізолювано горизонт В-19 н.

Видобуток відновлено в жовтні 2006 р. введенням свердловини 39, проте за два місяці експлуатації у зв'язку з повним обводненням її було переведено на вищезалягаючий горизонт В-19 в. З січня 2007 р. об'єкт не розробляється.

Станом на 01.09.2023 р. з покладу відібрано 20,015 тис. т нафти, 102,120 тис. т рідини та 1,776 млн м³ розчиненого газу.

Карти накопичених відборів наведено в додатку 51.

Об'єкт XIII (нафтовий) – поклад нафти горизонту В-19 н в блоці 1 б. Розроблявся однією свердловиною 114 впродовж 2006 – 2011 рр. Розробка велась одночасно з горизонту В-19 н, В-19 с та В-19 в.

Свердловину виведено з експлуатації у зв'язку із значним обводненням продукції. Середньорічний дебіт нафти впродовж всього періоду роботи свердловини на даному покладі не перевищував 1,9 т/д. Газовий фактор стабільний – близько 80 м³/т.

Станом на 01.09.2023 р. з покладу відібрано 1,660 тис. т нафти, 62,234 тис. т рідини та 0,137 млн м³ розчиненого газу.

Відповідно до сучасних уявлень про будову продуктивних покладів горизонтів В-20 в, В-20 с та В-20 н, що раніше входили до одного експлуатаційного об'єкту В-20 здійснено перерозподіл видобутків по кожному з об'єктів. При цьому по об'єктах XIV, XVI, XVII, XVIII та XIX у зв'язку із одночасно-сумісною експлуатацією їх різними свердловинами в різних

комбінаціях (а саме св. 34, 39, 46, 117, 118) видобутки прийнято пропорційно до їх запасів, виходячи з припущення про рівномірне вироблення запасів та виснаження пластової енергії за умов ідентичності режимів розробки. По об'єкту XV видобуток прийнято по накопиченим відборам свердловин 1 і 35.

Об'єкт XIV (нафтовий) – поклад нафти горизонту В-20 в блоці 1 б. Розроблявся двома свердловинами 46 та 118 впродовж 1986 – 2012 рр., свердловину 118 введено з 2005 р.

Свердловину 46 введено в експлуатацію на горизонт В-20 в 26.03.1986 р. фонтанним способом з дебітом безводної нафти 48,7 т/д, ГФ при цьому становив 235 м³/т. Початковий пластовий тиск складав 32 МПа. Протягом першого року експлуатації пластовий тиск по даній свердловині дещо знизився, і на кінець 1986 р. складав 29,5 МПа.

До кінця 1986 р. дебіт нафти знизився до 36 т/д, обводнення при цьому не перевищало 3 %. В жовтні того ж року свердловину переведено на механізований спосіб експлуатації за допомогою ЕВН, після чого дебіт нафти зріс до 41 т/д, одночасно зросло обводнення до 47 %, проте, вже через три місяці показники становили 10 т/д нафти при обводненні 80 %. Впродовж наступних п'яти років експлуатація свердловини характеризувалась стабільними відборами, середній дебіт змінювався в межах від 0,3 до 21 т/д нафти та становив в середньому 7,7 т/д, обводнення не перевищувало 96 % і становило в середньому 74 %.

В червні 1994 р. з причин зниження дебіту нафти до 2 т/д, в свердловині виконано перфорацію в інтервалах від 3518 до 3523 м, від 3529 до 3535 м та від 3538 до 3551 м. В інтервалах перфорації розкрито горизонти В-20 в, В-20 с та В-20 н. Дебіт свердловини, після перфорації, суттєво зріс і сягнув 36 т/д при обводненні 33 %.

До 1999 р. свердловина значно обводнилась (83,7 %), річний відбір нафти становив всього 1,708 тис. т. При подальшій розробці горизонту В-20 в + с + н свердловиною 46 спостерігалась тенденція до зниження пластового тиску. На кінець 2011 р. в останній пластовий тиск складав 25,5 МПа.

У зв'язку з значним обводненням свердловини 118, в якій було розкрито лише горизонт В-20 н, в жовтні 2005 р. в останній виконано РІР та додаткову перфорацію в інтервалах від 3502 до 3508 м, від 3512 до 3518 м та повторну в інтервалі від 3522 до 3524 м. Таким чином в розробку було залучено також горизонти В-20 с та В-20 в. Основна частина видобутку свердловини 118 припадає саме на горизонт В-20 в (15,104 тис. т). В липні 2006 р. в свердловині проведено ГКО ПЗП проте роботи виявились неефективними. Через рік, в липні 2007 року, повторно проведено ГКО та повторну перфорацію розкритих інтервалів. Після введення в експлуатацію дебіт нафти зріс до відмітки 3,6 т/д при 90 % обводненні. Протягом наступних чотирьох років середній дебіт нафти становив 1,3 т/д, обводнення – 98 %. У свердловині виконувались численні

поточні ремонтні роботи пов'язані із заміною ЕВН та НКТ, проте видобуток збільшити не вдалось. До кінця 2012 р. свердловина дев'ять разів виводилась з експлуатації та перебувала в бездії.

По причині обводнення свердловин 46 та 118 з 2013 р. поклад горизонту В-20 в в блоці 1 б не розробляється. Свердловини перебувають в спеціальному фонді.

Станом на 01.09.2023 р. з покладу відібрано 89,009 тис. т нафти, 487,469 тис. т рідини та 17,344 млн м³ розчиненого газу.

Об'єкт XV (нафтовий) – поклад нафти горизонту В-20 в в блоці 2. Розроблявся двома свердловинами 1 та 35.

Об'єкт введено в розробку вересні 1979 р. свердловиною 1 з початковим пластовим тиском 24,6 МПа. До кінця року середній дебіт безводної нафти становив 50 т/д, ГФ – 166 м³/т. Впродовж наступних п'яти років темп відбору нафти залишався досить високим, що забезпечувало середній відбір на рівні 9,5 тис. т на рік, пластовий тиск у свердловині дещо знизився, і наприкінці 1984 р. складав 18 МПа. Вода в продукції була присутня в незначній кількості і за цей же період при накопиченому видобутку нафти 52 тис. т накопичений видобуток води становив 425 т. Темпи видобутку газу в часі навпаки зростали, що характеризувалось на динаміці ГФ який збільшився до 560 м³/т. Та вже з початку 1985 р. спостерігалась тенденція до зростання пластового тиску в свердловині 1 до рівня 24 – 25 МПа. В такому діапазоні пластовий тиск і перебував до початку 1996 р. З 1985 р. видобуток нафти почав стрімко зменшуватись і вже у наступному році річний видобуток становив 151 т.

Впродовж наступних восьми років середньорічний видобуток нафти залишався на низькому рівні і становив 114 т на фоні зростання ГФ до 790 м³/т. У зв'язку з низькою продуктивністю в травні 1993 р. свердловину 1 переведено в контрольний фонд і видобуток із покладу припинено.

Розробку об'єкту відновлено в вересні 1994 року свердловиною 35 яку введено на поклад з буріння. Свердловину введено з невисоким початковим дебітом нафти на рівні 1,1 т/д та обводненням близько 30 %, ГФ при цьому 5200 м³/т. Початковий пластовий тиск – 21,8 МПа.

В подальшому темпи відборів залишались на досить низькому рівні – 470 т на рік, ГФ зменшився і стабілізувався на позначці 144 м³/т. За рахунок низьких відборів протягом наступних років експлуатації пластовий тиск у свердловині перебував на рівні 20 – 24 МПа

Загалом, протягом всього періоду експлуатації горизонту В-20 в (блок 2) пластовий тиск по свердловинах перебував у межах 20 – 30 МПа.

У зв'язку з низькою продуктивністю в червні 1999 р. свердловину 35 переведено в контрольний фонд і видобуток з покладу припинено.

Станом на 01.09.2023 р. поклад не розробляється. В контрольному фонді перебувають дві свердловини 1 та 35. Накопичений видобуток нафти становить 60,525 тис. т, газу – 24,327 млн м³, рідини – 61,731 тис. т.

Об'єкт XVI (нафтовий) – поклад нафти горизонту В-20 с в блоці 1 а. Розроблявся шістьма свердловинами 27, 37, 39, 102, 104 та 116.

Видобуток нафти з покладу розпочато у червні 1989 р. свердловиною 37, яка самостійно розробляла поклад впродовж наступних п'яти років. Свердловину введено в експлуатацію фонтанним способом з дебітом безводної нафти 28 т/д та ГФ 361 м³/т. В процесі подальшої експлуатації дебіт стрімко зменшувався, зростав ГФ і фонтанування припинилось. У зв'язку з цим з листопада 1989 р. свердловину переведено на механізований спосіб експлуатація за допомогою ЕВН. Це позитивно вплинуло на темп відбору нафти – дебіт зріс до 11 т/д, проте ефект виявився короткотривалим і з лютого 1990 р. дебіт зменшився до 0,6 т/д та зросло обводнення до 55 %. В березні того ж року зафіксовано максимальне значення ГФ який сягнув 2067 м³/т.

В серпні 1990 р. проведено очистку вибою свердловини після чого відбулось зростання видобутку та обводнення продукції – до 9 т/д та 80 % відповідно. З метою збільшення продуктивності свердловини в серпні 1993 року проведено повторну перфорацію горизонту В-20 с метанолії (інтервал перфорації від 3504 до 3509 м). В результаті проведення робіт вдалось збільшити дебіт з 2 т/д до 30 т/д, при обводненні 40 %. Впродовж 1994 р. обводнення свердловини стрімко зростало і вже у кінці року дебіт нафти становив 0,5 т/д рідини при обводненні 98,8 %. Прийнято рішення про її переведення на вищезалягаючий горизонт В-19 в.

В період з 1994 р. по 2005 р. експлуатаційний фонд збільшився за рахунок введення свердловин 39, 102, 104, 116. Завдяки збільшенні видобувного фонду свердловин, річні відбори як по нафті так і по рідині зросли та коливались впродовж 1994 – 2004 рр. від 3,4 до 13,8 тис.т, середньорічний ГФ був стабільний 103 – 236 м³/т, спостерігалось зростання обводнення до 73 %.

Варто зазначити, що свердловини 104 та 116 на даному горизонті працювали недовго.

В свердловині 104 поклад горизонту В-20 с розкрито в інтервалі перфорації від 3540 до 3542 м (лютий 1995 р.). Свердловину введено в експлуатацію за допомогою ЕВН з початковим дебітом нафти 2,7 т/д та обводненням 5 %. Протягом наступних шести місяців відбулось поступове зменшення середньодобового видобутку нафти до 0,8 т/д та зростання обводнення до 70 %, середній ГФ при цьому становив 175 м³/т. З лютого 1996 року дебіт нафти зменшився до 1 т на місяць, а з липня того ж року

свердловину виведено з експлуатації, останню переведено на вищезалягаючий горизонт В-19 н.

Свердловину 116 введено в експлуатацію у вересні 1997 р. механізованим способом за допомогою ЕВН з середнім дебітом нафти 1,2 т/д на горизонт В-20 с який розкрито в інтервалі перфорації від 3512 до 3518 м. Початковий ГФ становив 480 м³/т, обводнення – 78,3 %. Протягом наступних дев'яти місяців дебіт нафти зменшувався і становив в середньому 0,8 т/д. У зв'язку з низькою продуктивністю в липні 1998 р. свердловину переведено на вищезалягаючий горизонт В-19 н.

Свердловина 39 експлуатувала спільно горизонт В-20 н та В-20с 1999 – 2005 рр. До цього часу експлуатація велась лише горизонту В-20 н. З 2006 р. останню переведено на горизонт В-19 н.

Впродовж 2006 – 2014 рр. поклад розроблявся лише свердловиною 27 (інтервал від 3514 до 3520 м). Річні відбори нафти за цей період поступово зменшились з 1,913 тис. т до 0,209 тис. т. ГФ не перевищував 152 м³/т, обводнення зросло до 98,7 %.

Що стосується роботи свердловини 27, то вже у вересні 2007 р. дебіт нафти становив всього 3 т/д (на момент введення – 18 т/д), а обводнення продукції становило 93 %. З березня по червень 2008 р. свердловина черговий раз перебувала у бездії. В червні 2008 р. знову здійснено повторну перфорацію того ж інтервалу з аналогічною обробкою ПЗП. Однак дебіт залишився на рівні 3 т/д, а обводнення на рівні 93 %. В подальшому дебіт нафти становив близько 2 т/д, обводнення продукції залишалось на високому рівні – близько 98 %. У 2012 р. з метою встановлення можливої негерметичності експлуатаційної колони двічі проведено поінтервальне опресування. Проте інтервалів негерметичності не виявлено. Після п'ятимісячної бездії видобуток відновлено в березні 2014 р. з дебітом нафти 1,6 т/д за обводнення 98 %. Впродовж наступних восьми місяців дебіт нафти поступово зменшувався і в грудні 2014 р. після падіння до 0,3 т/д свердловину знову переведено в бездію. Станом на 01.09.2023 р. свердловина 27 перебуває в консервації.

Станом на 01.09.2023 р. з покладу відібрано 88,421 тис. т нафти, 289,466 тис. т рідини та 15,046 млн м³ розчиненого газу.

Об'єкт XVII (нафтовий) – поклад нафти горизонту В-20 с в блоці 1 б. Розроблявся чотирма свердловинами 34, 46, 114, 117 та 118.

Розробку покладу розпочато у січні 1988 р. свердловиною 34, яка спільно експлуатувала також горизонт В-20 н (більша частина видобутку припала на горизонт В-20 н).

В 1994 р. та в 1995 р. для розробки покладу залучено свердловини 46 (свердловина розкрито на горизонті В-20 в) та 114. В березні 1995 р. в

свердловині 34 проведено РІР шляхом встановлення цементного мосту і перфорацією інтервалу від 3539,5 до 3544,5 м, а з серпня останню переведено на періодичну експлуатацію. Завдяки цьому обводнення зменшилось від 90 % до рівня 25 %.

Свердловину 114 введено в експлуатацію в липні 1995 р. механізованим способом за допомогою ЕВН з середнім дебітом нафти 0,03 т/д на горизонт В-20 с який розкрито в інтервалі перфорації від 3512 до 3518 м. Початковий ГФ становив 200 м³/т, обводнення – 99 %. До кінця 1996 року середньомісячний видобуток нафти становив 28 т, ГФ залишався незмінним, обводнення коливалося в межах від 47 % до 99 %. В кінці 1996 року проведено заміну ЕВН після чого дебіт нафти зріс до 4,4 т/д, обводнення зменшилось до 6,5 % і протягом наступних чотирьох років параметри роботи залишались на цьому рівні. У серпні 2000 р. проведено СКО та додаткову перфорацію існуючого інтервалу проте проведені роботи виявились неефективними і в листопаді проведено промивку свердловини та повторну перфорацію інтервалу від 3512 до 3515 м. Дебіт нафти після введення в експлуатацію становив 23 т/д, обводнення 12 %. З такими показниками видобуток тривав протягом наступних трьох місяців після чого проведено повторну промивку свердловини та повторну перфорацію інтервалу від 3512 до 3516 м. Дебіт нафти після капітального ремонту становив 13 т/д, обводнення 17 %. Подальша експлуатація свердловини характеризується стабільним поступовим зменшенням дебіту нафти, обводнення при цьому змінювалось стрибкоподібно в межах від 12 % до 67 %. З вересня 2004 року з вибою свердловини перестала виноситись вода, дебіт нафти при цьому раптово зріс до 9,5 т/д після чого стрімко почав знижуватись і за три місяці сягнув 1 т/д. У вересні 2005 року з метою інтенсифікації здійснено електрогідроударну обробку ПЗП, захід виявився неефективним так як відбулось зростання обводнення до 30 %. У вересні 2006 р. обводнення свердловинної продукції раптово сягнуло 100 % і під час виконання РІР відбулась аварія пов'язана з прихватом НКТ. Повністю ліквідувати прихват не вдалось, тому було прийнято рішення про перевід свердловини на вищезалягаючий горизонт В-19.

В 1999 р. а згодом в 2005 р. в експлуатацію також введено свердловини 117 та 118. В обидвох одночасно розкрито також горизонт В-20 н.

Що стосується річних відборів, з 2005 р. змінювались стрибкоподібно з тенденцією до зменшення, максимальне значення по нафті зафіксовано у 2007 р. – 0,476 тис. т. Спостерігалось значне зростання обводнення до 97 %. В 2012 р. свердловини 34, 46, 118 перейшли в бездію через обводнення. Станом на 01.09.2022 р. свердловина 34 перебуває в консервації, свердловини 46 та 118 – в спеціальному фонді.

Розробку покладу завершено.

Станом на 01.09.2023 р. з покладу відібрано 31,121 тис. т нафти, 38,524 тис. т рідини та 5,299 млн м³ розчиненого газу.

Об'єкт XVIII (нафтовий) – поклад нафти горизонту В-20 н в блоці 1 а. Розроблявся свердловиною 39 (спільно з горизонтом В-20 с) в період з 1994 р. по 2006 р. Основна частина видобутку припадає на горизонт В-20 с.

В липні, а пізніше і в грудні 1995 р., з метою обмеження припливу пластової води, в свердловині 39 проведено РІР та інтенсифікацію, в результаті чого вдалось стабілізувати обводнення на рівні 30 %. Річний відбір нафти становив 0,793 тис. т, за обводнення продукції 37,8 %.

Впродовж 1996 – 2002 рр. річний відбір нафти поступово зменшився до 0,181 тис. т, середньорічне обводнення зросло до 53 %.

З метою інтенсифікації видобутку, в листопаді 2003 р. в свердловині виконано повторну перфорацію горизонту, що мало позитивний ефект: вміст води в продукції свердловини зменшився до 16,6 %, в наступні два роки спостерігалось незначне зростання видобутку нафти (2004 р. – 0,270 тис. т за рік). До 2006 р. свердловина різко обводнилась (спостерігалось незначне зростання ГФ до 308 м³/т) та перейшла в бездію. Згодом переведена на вищезалягаючий горизонт В-19.

Станом на 01.09.2023 р. з покладу відібрано 5,520 тис. т нафти, 13,319 тис. т рідини та 0,940 млн м³ розчиненого газу.

Об'єкт XIX (нафтовий) – поклад нафти горизонту В-20 н в блоці 1 б. Розроблявся п'ятьма свердловинами 34, 46, 112, 117 та 118.

Впродовж перших шести років (1988 – 1993 рр.) об'єкт розроблявся лише свердловиною 34 (спільна експлуатація з горизонтом В-20 с). Річний відбір нафти з горизонту В-20 н в 1988 р. становив 7,076 тис. т, видобувалась практично безводна нафта. До 1993 р. вміст води в продукції свердловини зріс до 64 %, а річний відбір нафти становив 3,026 тис. т. ГФ становив 212 м³/т.

В 1994 р. до розробки об'єкту залучено свердловину 46 (достріляно також горизонт В-20 с), яка з 1986 р. експлуатувала горизонт В-20 в. Це дало змогу до 1996 р. збільшити річні відбори нафти по об'єкту до 3,511 тис. т.

Впродовж наступних років в розробку залучено свердловини 112, 117, 118, які також експлуатували одночасно горизонт В-20 с.

Впродовж 1997–2004 рр. за рахунок залучення в розробку покладу нових свердловин річні відбори зросли, та змінювались стрибкоподібно по мірі введення свердловин. Максимальне значення річного видобутку нафти за цей період зафіксовано в 1997 р. (5,797 тис. т) та в 2000 р. (4,364 тис. т). Середньорічне обводнення по покладу зросло до 87 %. По цій причині з розробки даного покладу в 2004 р. виведено свердловини 112 та 117.

З 2005 р. поклад розроблявся трьома свердловинами (34, 46, 118 (спільна експлуатація з горизонтом В-20 с)), річний відбір нафти змінювався стрибкоподібно з

тенденцією до зменшення, максимальне значення по нафті зафіксовано у 2007 р. – 1,895 тис. т. Спостерігалось значне зростання обводнення до 97,7 %. В 2012 р. свердловини 34, 46, 118 перевели в бездію через обводнення. Станом на 01.09.2023 р. свердловина 34 перебуває в консервації, свердловини 46 та 118 – в спеціальному фонді.

Розробку покладу завершено.

Станом на 01.09.2023 р. з покладу відібрано 64,135 тис. т нафти, 182,869 тис. т рідини та 10,904 млн м³ розчиненого газу.

Об'єкт XX (нафтовий поклад з "газовою шапкою") – горизонту В-26 в блоках 1 а та 1 б. Розроблявся вісьмома свердловинами 27, 28, 33, 34, 38, 39, 102 та 104.

Свердловини, що розкрили тільки нафтову частину пласта – 28, 33 та 38, відповідно початкову газову частину – 27, 34, 39, 102 та 104.

Аналіз зміни геологічної будови, визначення характеру насичення колектору по площі покладу та розмежування газової шапки з нафтовою частиною покладу проведено ГЕО 2016 р.

Як зазначалось в вищезгаданому підрахунку запасів, особливістю розробки даного покладу насичених вуглеводнів є те, що сумарний коефіцієнт вилучення нафти рівний коефіцієнту вилучення газу. Проте загалом відмічено є факт перевищення видобутку газу при розробці газоконденсатного покладу над видобутком конденсату в умовах зниження пластового тиску, та перевищення видобутку нафти при розробці нафтового покладу над видобутком газу за тих же умов.

В зв'язку з цим з метою встановлення видобутків між двома частинами одного експлуатаційного об'єкта було перерозподілено видобутки між свердловинами, що експлуатували тільки нафтову та газові частини пласта. Проте отримані величини накопичених видобутків виявились завищені відносно основних флюїдів для кожної з частин пласта, а саме: для нафтової частини накопичений видобуток нафти оцінено величиною 37,980 тис. т та 27,889 млн м³ розчиненого газу, що становить 0,099 та 0,117 величини початкових геологічних запасів. Для газової частини накопичений видобуток газу оцінено величиною 40,426 млн м³ та 32,108 тис. т конденсату, що становить 0,205 та 0,510 від початкових геологічних запасів.

Отримані таким чином коефіцієнти поточного вилучення нафти, газу та конденсату на думку автора ГЕО позбавлені фізичного змісту. Тому застосовано наступний підхід для оцінки перерозподілу видобутку.

Під час розробки газоконденсатного покладу по мірі зменшення пластового тиску відбувається випадіння конденсату. Зважаючи, що початковий пластовий тиск був рівний тиску насичення, то процес випадіння конденсату

розпочався практично відразу, при цьому за величини зниження тиску на 20 % до 29 МПа, насиченість пласта конденсатом є незначною і рідина фази вважається нерухомою. В нафтовій частині при цьому із зниження тиску відбувається виділення газу, який через значну площу контакту нафти та газу (ГНК) відразу мігрує в газову частину покладу поповнюючи її запаси і в подальшому відбирався свердловинами. Надлишковий з огляду на величину КВГ видобуток рідких вуглеводнів з газової частини міг бути спричинений частковим відбором нафти нафтової частини за рахунок підняття ГНК внаслідок нагнітання води та часткового поступлення води із за контурної частини.

Тому, видобуток конденсату з газової частини покладу прийнято згідно розрахункової кривої вмісту $C_5 +$ в процесі дифконденсації, а видобуток газу прийнято виходячи із мінімального перевищення КВГ над КВН у нафтовій частині. При цьому від накопиченого видобутку газу по об'єкту в цілому віднімався видобуток газу, потім через вміст $C_5 +$ розраховувався видобуток конденсату і видобуток нафти нафтової частини розраховувався як різниця накопиченого видобутку рідких вуглеводнів по об'єкту і видобуток конденсату газової частини. Таким чином станом на 01.01.2022 р. видобуток нафти з нафтової частини покладу оцінюється величиною 64,442 тис. т, розчиненого газу – 41,238 млн m^3 . Видобуток газу з газової частини покладу оцінюється величиною 27,086 млн m^3 , конденсату – 5,704 тис. т.

Варто зазначити, що з метою ППТ в кінці 1990 р. на покладі впроваджено внутрішньоконтурне нагнітання води в свердловину 27, а через два роки приконтурне у свердловину 28. Нагнітання води відбувалось до 2000 р. з середнім темпом близько 25 тис. m^3 на рік, тоді як з 1995 р. видобуток вуглеводнів з покладу не вівся.

Видобуток відновлено в жовтні 2005 р. свердловиною 38, проте отримано приплив пластової води з слідами вуглеводнів. Протягом наступних шести місяців свердловина працювала періодично, і сумарно за 21 день експлуатації видобуто 1 т нафти та 1 тис. m^3 газу. В зв'язку з повним обводненням в березні 2006 р. видобуток припинено.

Що стосується пластового тиску, початкове його значення в свердловині 28, яку першою введено в експлуатацію на даний об'єкт, становило 36,4 МПа. Протягом наступних років спостерігалась тенденція до зниження пластового тиску.

На початку 1982 р. на горизонт введена свердловина 33 з початковим пластовим тиском 36,89 МПа, а наприкінці 1983 р. введена свердловина 34 з початковим пластовим тиском 22 МПа. Та протягом наступного року пластовий тиск в даних свердловинах дещо знизився. Так, у свердловині 33 в межах 25 – 27 МПа, а у свердловині 34 – від 18 до 19 МПа. В цілому, по експлуатаційних свердловинах пластовий тиск протягом 1981 – 1987 рр. коливався в межах від 22 до 27 МПа.

Протягом 1988 – 1989 рр. горизонт почали експлуатувати свердловини 27, 38. Пластовий тиск у свердловині 27 за перший рік експлуатації коливався в межах 24 – 27 МПа, у свердловині 38 перебував на рівні 20 МПа.

Починаючи з 1991 р. пластовий тиск практично по всіх свердловинах почав зростати, і на початку 1994 року у свердловинах 27, 28, 38, 39, 102, 104, 117 перевищив 30 МПа. Тільки у свердловині 103 спостерігалось незначне зниження пластового тиску до рівня 20 – 22 МПа.

Станом на 01.09.2023 р. видобуток нафти з нафтової частини покладу оцінюється величиною 64,442 тис. т, розчиненого газу – 41,238 млн м³. Видобуток газу з газової частини покладу оцінюється величиною 27,086 млн м³, конденсату – 5,704 тис. т. Всі свердловини після експлуатації переведено на вищезалягаючі горизонти.

Розробка нафтової частини покладу вважається завершеною. Для дорозробки газової частини необхідне залучення перевідного видобувного фонду чи проектування нових свердловин.

Об'єкт XXI (газоконденсатний) – газоконденсатний поклад горизонту В-26 в блоці 2. Розроблявся однією свердловиною 35 з 1984 р. по 1994 р. Видобуток конденсату відбувався впродовж перших трьох років.

Свердловину 35 введено в експлуатацію фонтанним способом 23.01.1984 р. на газоконденсатний поклад горизонту В-26 в (блок 2) з початковим дебітом газу 64 тис. м³/д газу, конденсату – 42 т/д, початковим пластовим тиском 34,3 МПа. Протягом 1984 р. дебіт газу залишався стабільним і становив в середньому 35 тис. м³/д газу, КФ при цьому також змінювався незначно і становив близько 554 г/м³, річний видобуток становив близько 12 млн м³. Протягом першого року експлуатації пластовий тиск по свердловині знижувався, і в середині 1985 р. вже становив 16,8 МПа.

З 1985 р. винесення води з вибою свердловини припинилось, а з грудня наступного року перестав виноситись і конденсат. З цього моменту, тобто з січня 1986 року, протягом наступних дев'яти років середній видобуток газу за місяць становив 5 тис. м³. У 1986 р. пластовий тиск стабілізувався на рівні 14 МПа.

У зв'язку з нерентабельністю подальшої експлуатації свердловини на горизонті В-26 в (блок 2), на початку 1994 р прийнято рішення про її переведення на вищезалягаючий нафтовий горизонт В-20 в (блок 2).

Станом на 01.09.2023 р. накопичений видобуток газу становить – 16,932 млн м³, конденсату 8,326 тис. т, води – 0,612 тис. т.

Об'єкт XXII (нафтовий) – поклад нафти горизонту В-26 н в блоці 1 а'. Розроблявся однією свердловиною 37 впродовж 1988 – 1989 рр.

Свердловину 37 пробурено в присклепінній частині Матлахівської структури. В процесі буріння свердловиною розкрито покрівельну частину горизонту В-26 н на самій високій відмітці, проте при випробовуванні виявилось що горизонт обводнений, отримано приплив пластової води з нафтовою облямівкою. Свердловину введено в експлуатацію в 1988 р. механізованим способом з дебітом рідини 9 т/д при обводненні 96 %. В результаті низької продуктивності експлуатація здійснювалась періодично, ГФ за цей період змінювався від 480 до 2400 м³/т. Пластовий тиск у свердловині 37 у перший рік експлуатації становив 27 МПа. Розробку покладу завершено.

Станом на 01.09.2023 р. з покладу відібрано 0,038 тис. т нафти, 2,133 тис. т рідини та 0,048 млн м³ розчиненого газу.

Об'єкт XXIII (нафтовий) – поклад нафти горизонту В-26 н в блоці 1 а''. Не розроблявся, розкритий свердловиною 39. Клас запасів 122 + 222.

Об'єкт XXIV (нафтовий) – поклад нафти горизонту В-26 н в блоці 1 б. Розроблявся двома свердловинами 103 та 117 впродовж 1994 – 1999 р.

Свердловину 103 введено в експлуатацію у вересні 1994 р. механізованим способом за допомогою ЕВН з середнім дебітом нафти 1,7 т/д (інтервал перфорації від 3610 до 3613 м). Початковий ГФ становив 1933 м³/т. Вже через два місяці свердловина вийшла на стабільний режим роботи, при цьому дебіт нафти зріс до 20 т/д, обводнення – 35%, ГФ – 500 м³/т. Пластовий тиск на момент введення становив 26 МПа, проте наступного року його значення зафіксовано на рівні 30 МПа. Так свердловина пропрацювала до травня 1995 р., після чого внаслідок аварії з ЕВН та проведення капітального ремонту видобуток значно зменшився і протягом наступних дев'яти місяців середній дебіт нафти становив 2 т/д. З березня по липень видобуток флюїдів із свердловини було припинено у зв'язку з черговим капітальним ремонтом внутрішньо свердловинного обладнання. Відновити продуктивність свердловини до попереднього рівня не вдалось і протягом наступних трьох років середній видобуток нафти становив 9 т на місяць. Вода в продукції свердловини з'являлась періодично, обводнення не перевищувало 33 %. Пластовий тиск за період експлуатації зменшився до 21 – 22 МПа. У зв'язку з низькою продуктивністю свердловину у вересні 1999 р. переведено на вищезалягаючий горизонт В-19 с.

Свердловину 117 введено в експлуатацію у вересні 1995 р. фонтанним способом з початковим дебітом нафти 1,5 т/д (інтервал перфорації від 3616 до 3621 м). Початковий пластовий тиск становив 33 МПа. Початковий ГФ становив 496 м³/т, обводнення – 11 %. У зв'язку з низькою продуктивністю в січні 1996 р. свердловину переведено на механізований спосіб експлуатації за допомогою ЕВН, що позитивно вплинуло на динаміку видобутку – дебіт безводної нафти зріс до 33 т/д. В наступному місяці дебіт зріс на третину, а ще через місяць зменшився до 28 т/д за рахунок зростання обводнення до 43 %.

Протягом другої половини 1996 р. середньодобовий видобуток становив близько 9 т/д, а з початку наступного року зменшився і до кінця першого кварталу 1998 р. коливався на відмітці 3,8 т/д. Обводнення свердловинної продукції протягом цього періоду плавно зростало і на кінець періоду становило в середньому 90 %. В квітні 1998 р. ліквідовано аварію пов'язану із заміною ЕВН (прихват НКТ) після чого дебіт нафти суттєво зріс і сягнув 14,4 т/д, обводнення при цьому дещо зменшилось і становило 67 %. Подальша експлуатація свердловини здійснювалась з поступовим плавним зростанням вмісту води і до липня 1999 р. дебіт нафти зменшився до 0,1 т/д. Пластовий тиск за період експлуатації змінювався стрибкоподібно та на момент зупинки становив близько 30 МПа.

У зв'язку з подальшою нерентабельністю експлуатації було прийнято рішення про переведення свердловини на вищезалягаючий горизонт.

Що стосується розробки покладу вцілому, максимальний річний відбір нафти зафіксовано в 1996 р. (6,588 тис. т). Вміст води в продукції в цей час становив близько 50 % з тенденцією до зростання. В 1999 р. річний відбір нафти зменшився до 0,371 тис. т, обводнення зросло до 95 %, ГФ – 552 м³/т.

Станом на 01.09.2023 р. з покладу відібрано 14,637 тис. т нафти, 51,066 тис. т рідини та 7,228 млн м³ розчиненого газу.

1.6 Стан виконання проектних рішень

Виконання проектних рішень та рекомендацій попереднього авторського нагляду

1.6.1 Система розробки

В 2016 р. виконано підрахунок запасів нафти, газу, конденсату по об'єктах та родовища вцілому. Запаси взято на державний баланс. Діючим проектним документом, відповідно якого в рамках даного авторського нагляду проводиться зіставлення фактичних та проектних показників розробки є “Уточнений проект промислової розробки Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища”.

Зважаючи на те, що значна частина покладів не розробляється на даний час, розробка родовища вцілому є не зовсім ефективною. В проектному документі надано рекомендації та бачення подальшої дорозробки покладів та родовища вцілому, заходи по дорозвідці та залучення свердловин до видобувного фонду, з метою вилучення залишкових видобувних запасів вуглеводнів.

В загальному по родовищу в 2022 р. спостерігається відповідність фактичного річного видобутку нафти проектному значенню, по розчиненому

газу – відхилення 118 %. За рахунок зменшення фактичного видобувного фонду свердловин в 2023 р. очікується відставання по річному видобутку нафти на 57%, розчиненого газу – на 90%.

В рамках авторського нагляду, проведено аналіз фактичних показників розробки та зіставлення їх з проектними величинами. Зіставлення проектних та фактичних показників розробки нафтових горизонтів Матлахівського родовища в цілому наведено в **розділі 1.6.4.**

1.6.2 Причини відхилень від проектних показників

Основною причиною відхилень фактичних показників розробки від проектних в 2022 р. по газу є розвиток РРГ в покладів В-15 на ділянці св. 104. Остання з вересня 2022 р. перебуває в бездії.

В 2023 р. очікується очікується відставання по річному видобутку нафти на 57%, розчиненого газу – на 90% також за рахунок невідповідності фонду свердловин.

1.6.3 Рекомендації щодо виконання проектних рішень

Зважаючи на значну зміну уявлень про геологічну будову родовища, необхідність додаткового розбурювання відсутня.

Враховуючи незначний експлуатаційний фонд, вважаємо, що на даному етапі слід притримуватись запланованих показників.

Також рекомендується розглянути можливість переведення свердловини 19 на нижчезалягаючий горизонт В-26 в.

Оцінити можливість переведення свердловини 46, що перебуває в п'єзометричному фонді на горизонт В-19 в (1 а + 1 б). Відновлення цілісності експлуатаційної колони.

Для відновлення пластового тиску на об'єктах В-15 (блок 1 б) та В-15 (блок 1 а) рекомендовано за можливості в першому збільшити об'єми нагнітання в свердловини 3 та 28 для перспективності відновлення роботи свердловини 103 та (або) в майбутньому залучення до розробки перевідного фонду, в другому - розглянути можливість переведення свердловини 104 під нагнітання з перспективою введення на даний горизонт при збільшенні тиску в покладі перевідних свердловин з нижчезалягаючих горизонтів.

В свердловинах 1, 30 пропонується провести ГДС (ПНК, НГК, АКЦ, ГК). За результатами визначитись із подальшими роботами по залученні свердловин в роботу.

В свердловині 13 розглянути можливість проведення КГРП.

1.6.4 Уточнення технологічних показників

В межах даної роботи надано проектні показники на 2024 – 2025 рр. розробки. Згідно з очікуваннями, у 2023 р. буде видобуто 0,731 тис. т нафти, 0,181 млн м³ розчиненого газу. Фонд видобувних свердловин становитиме одну одиницю. Технологічні показники розробки по об'єктах та родовищу в цілому на період 2022–2023 рр. наведено в таблицях 1.7 – 1.10.

Таблиця 1.7 – Зіставлення фактичних та проектних показників розробки об'єкту В-15 блок 1 а Матлахівського родовища

Показники	Одиниці виміру	Роки								
		2022			2023				2024	2025
		проект	факт	відхилення, %	проект	факт за 8 міс.	очікуваний за рік	відхилення, %	прогноз	прогноз
Річний видобуток нафти	тис. т	0,615	0,615	0,06	0,962	0	0	-100,000	0	0
Накопичений видобуток нафти	тис. т	35,833	35,833	0	36,795	35,833	35,833	-2,613	35,833	35,833
Річний видобуток газу	млн м³	0,596	1,596	167,85	1,604	0	0	-100,000	0	0
Накопичений видобуток газу	млн м³	11,715	12,715	8,54	13,319	12,715	12,715	-4,532	12,715	12,715
Коефіцієнт нафтовилучення	ч. од.	0,314	0,314	0	0,323	0,314	0,314	-2,61	0,314	0,314
Обводнення середньорічне	%	0,65	0,50	-21,89	1,84	—	67,60	3580,44	—	—
Середній газовий фактор	м³/т	969,11	2594,15	167,69	1667,36	—	—	—	—	—
Річний видобуток рідини	тис. т	0,619	0,618	-0,08	0,980	0	0	-100,000	0	0
Накопичений видобуток рідини	тис. т	38,280	38,279	0	39,260	38,279	38,279	-2,50	38,279	38,279
Фонд видобувних свердловин на кінець року	шт	1	0	-100	1	0	0	-100,00	0	0
Фонд видобувних свердловин протягом року	шт	1	1	0	1	0	0	-100,00	0	0
Середньодобовий дебіт однієї видобувної свердловини		—								
по нафті	т/д	1,72	2,38	38,46	2,69	—	—	—	—	—
по рідині	т/д	1,73	2,39	38,26	2,74	—	—	—	—	—
Кількість днів експлуатації видобувних свердловин	днів	357,70	258,50	-27,73	357,70	—	—	—	—	—

Таблиця 1.8 – Зіставлення фактичних та проектних показників розробки об'єкту В-15 блок 1 б Матлахівського родовища

Показники	Одиниці виміру	Роки								
		2022			2023				2024	2025
		проект	факт	відхилення, %	проект	факт за 8 міс.	очікуваний за рік	відхилення, %	прогноз	прогноз
Річний видобуток нафти	тис. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Накопичений видобуток нафти	тис. т	144.187	144.187	0	144.187	144.187	144.187	0	144.187	144.187
Річний видобуток газу	млн м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Накопичений видобуток газу	млн м³	63.773	63.773	0	63.773	63.773	63.773	0	63.773	63.773
Коефіцієнт нафтовилучення	ч. од.	0.406	0.406	0	0.406	0.406	0.406	0	0.406	0.406
Обводнення середньорічне	%	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Середній газовий фактор	м³/т	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Річний видобуток рідини	тис. т	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Накопичений видобуток рідини	тис. т	149.259	149.259	0	149.259	149.259	149.259	0	149.259	149.259
Річне нагнітання рідини	тис. м³	1.200	1.200	0	1.200	0.800	1.200	0	1.200	1.200
Накопичене нагнітання рідини	тис. м³	204.600	204.600	0	205.800	205.400	205.800	0	207.000	208.200
Фонд видобувних свердловин на кінець року	шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд видобувних свердловин протягом року	шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнітальних свердловин на кінець року	шт	2	2	0	2	2	2	0	2	2
Середньодобовий дебіт однієї видобувної свердловини		—								
по нафті	т/д	—	—	—	—	—	—	—	—	—
по рідині	т/д	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Середньодобова приємальність нагнітальних свердловин	м³/д	1.68	1.69	0.77	1.68	1.65	1.83	8.89	1.83	1.83
Кількість днів експлуатації видобувних свердловин	днів	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Кількість днів експлуатації нагнітальних свердловин	днів	715.40	709.90	-0.77	715.40	486	657	-8.16	657	657.00

Таблиця 1.9 – Зіставлення фактичних та проектних показників розробки об'єкту В-17 в + с (блоки 1 а + 1 б) Матлахівського родовища

Показники	Одиниці виміру	Роки								
		2022			2023				2024	2025
		проект	факт	відхилення, %	проект	факт за 8 міс.	очікуваний за рік	відхилення, %	прогноз	прогноз
Річний видобуток нафти	тис. т	0,759	0,631	-16,81	0,721	0,488	0,731	1,44	0,695	0,660
Накопичений видобуток нафти	тис. т	298,734	298,606	-0,04	299,455	299,094	299,338	-0,04	300,033	300,693
Річний видобуток газу	млн м³	0,216	0,180	-16,77	0,205	0,121	0,181	-11,48	0,172	0,164
Накопичений видобуток газу	млн м³	398,354	398,318	-0,01	398,559	398,439	398,499	-0,01	398,672	398,835
Коефіцієнт нафтовилучення	ч. од.	0,276	0,276	-0,04	0,277	0,277	0,277	-0,04	0,278	0,278
Темп відбору від початкових запасів	%	0,07	0,06	-16,81	0,07	0,05	0,07	1,44	0,06	0,06
Темп відбору від залишкових запасів	%	0,10	0,08	-16,81	0,09	0,06	0,09	1,42	0,09	0,08
Обводнення середньорічне	%	98,21	98,34	0,13	98,30	98,42	98,42	0,12	98,43	98,45
Середній газовий фактор	м³/т	284,58	284,69	0,04	284,33	248,13	248,13	-12,73	248,13	248,13
Річний видобуток рідини	тис. т	42,307	37,987	-10,21	42,307	30,776	46,164	9,12	44,318	42,545
Накопичений видобуток рідини	тис. т	871,789	867,469	-0,50	914,096	898,245	913,633	-0,05	957,951	1000,496
Фонд видобувних свердловин на кінець року	шт	1	1	0	1	1	1	0	1	1
Фонд видобувних свердловин протягом року	шт	1	1	0	1	1	1	0	1	1
Середньодобовий дебіт однієї видобувної свердловини		–								
по нафті	т/д	2,19	1,99	-8,88	2,08	2,21	2,23	7,07	2,12	2,01
по рідині	т/д	122,01	119,98	-1,66	122,01	139,64	140,53	15,18	134,91	129,51
Кількість днів експлуатації видобувних свердловин	днів	346,75	316,60	-8,70	346,75	220,4	328,5	-5,26	328,5	328,5

Таблиця 1.10 – Зіставлення фактичних та проектних показників розробки Матлахівського родовища

Показники	Одиниці виміру	Роки								
		2022			2023				2024	2025
		проект	факт	відхилення, %	проект	факт за 8 міс.	очікуваний за рік	відхилення, %	прогноз	прогноз
Річний видобуток нафти	тис. т	1,374	1,247	-9,26	1,683	0,488	0,731	-56,55	0,695	0,660
Накопичений видобуток нафти	тис. т	1066,884	1066,761	-0,01	1068,567	1067,248	1067,492	-0,10	1068,187	1068,847
Річний видобуток розчиненого газу	млн м³	0,812	1,776	118,74	1,809	0,121	0,181	-89,97	0,172	0,164
Накопичений видобуток розчиненого газу	млн м³	612,739	613,798	0,17	614,548	613,919	613,980	-0,09	614,152	614,316
Річний видобуток вільного газу	млн м³	0	0		0	0	0		0	0
Накопичений видобуток вільного газу	млн м³	44,017	44,017		44,017	44,017	44,017		44,017	44,017
Річний видобуток конденсату	тис. т	0	0		0	0	0		0	0
Накопичений видобуток конденсату	тис. т	14,030	14,030		14,030	14,030	14,030		14,030	14,030
Річний видобуток води	тис. т	0	0		0	0	0		0	0
Накопичений видобуток води	тис. т	16,018	16,018		16,018	16,018	16,018		16,018	16,018
Обводнення середньорічне	%	96,80	96,77	-0,03	96,11	98,42	98,42	2,40	98,43	98,45
Середній газовий фактор	м³/т	590,98	1424,53	141,05	1074,87	248,13	248,13	-76,91	248,13	248,13
Річний видобуток рідини	тис. т	42,926	38,605	-10,07	43,287	30,776	46,164	6,65	44,318	42,545
Накопичений видобуток рідини	тис. т	3549,785	3545,501	-0,12	3593,072	3576,277	3591,666	-0,04	3635,983	3678,528
Річне нагнітання рідини	тис. м³	1,200	1,200	0,00	1,2	0,800	1,200	0,00	1,200	1,200
Накопичене нагнітання рідини	тис. м³	461,880	461,920	0,01	463,080	462,720	463,120	0,01	464,320	465,520
Фонд видобувних свердловин на кінець року	шт	2	1	-50	2	1	1	-50,00	1	1
Фонд видобувних свердловин протягом року	шт	2	2	0	2	1	1	-50,00	1	1
Фонд нагнітальних свердловин на кінець року	шт	2	2	0	2	2	2	0,00	2	2
Середньодобовий дебіт однієї видобувної свердловини		–								
по нафті	т/д	–	2,17	–	–	2,21	2,23	–	2,12	2,01
по рідині	т/д	–	67,13	–	–	139,64	140,53	–	134,91	129,51
Середньодобова приймальність нагнітальних свердловин	м³/д	–	1,69	–	–	1,65	1,83	–	1,83	1,83
Кількість днів експлуатації видобувних свердловин	днів	–	575,100	–	–	220,400	328,500	–	328,500	328,500
Кількість днів експлуатації нагнітальних свердловин	днів	–	709,900	–	–	486,000	657,000	–	657,000	657,000

ВИСНОВОК

У першому розділі дипломної роботи розглянуто загальну характеристику, геологічну будову та сучасний стан розробки Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища. Встановлено, що родовище розташоване в межах Дніпровсько-Донецької западини та належить до числа перспективних об'єктів нафтогазовидобувної галузі України. Район розташування характеризується сприятливими природно-кліматичними умовами, наявністю розвиненої транспортної мережі та виробничої інфраструктури, що забезпечує можливість ефективного проведення робіт із видобутку вуглеводнів.

Аналіз геологічної будови показав, що в розрізі родовища беруть участь відклади девонської, кам'яновугільної, пермської, тріасової, юрської, крейдової та кайнозойської систем. Основні поклади нафти та газоконденсату приурочені до продуктивних горизонтів нижнього карбону, зокрема до відкладів візейського ярусу. Продуктивні пласти представлені переважно пісковиками та алевролітами з різними фільтраційно-ємнісними властивостями, що зумовлює неоднорідність колекторів та особливості їх розробки.

У тектонічному відношенні Матлахівське родовище являє собою брахіантиклінальну структуру, ускладнену тектонічними порушеннями. Виявлені нафтові, нафтогазові та газоконденсатні поклади пов'язані з горизонтами В-15, В-16, В-17, В-19, В-20 та В-26, які є основними об'єктами промислової розробки. Аналіз геолого-промислових даних свідчить про складну внутрішню будову покладів та нерівномірний розподіл колекторських властивостей по площі родовища.

Під час аналізу поточного стану розробки встановлено, що родовище перебуває на тривалій стадії експлуатації. Значна частина свердловин переведена до контрольного, п'єзометричного або бездіючого фонду. Основними чинниками зниження ефективності розробки є падіння пластового тиску, обводнення продукції, виснаження запасів окремих покладів та зменшення дебітів свердловин. Разом із цим на родовищі зберігається потенціал для подальшого видобутку вуглеводнів за рахунок удосконалення технологій експлуатації та впровадження сучасних геолого-технічних заходів.

Отже, проведений аналіз дозволив сформулювати цілісне уявлення про геологічні особливості, стан запасів та умови розробки Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища. Отримані результати є необхідною базою для подальших досліджень, виконання технологічних розрахунків та розроблення заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобутку нафти і газу та раціональне використання запасів родовища.

РОЗДІЛ 2 СИСТЕМИ ЗБОРУ ТА ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРОДУКЦІЇ СВЕРДЛОВИН НГВУ "ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ"

Нафтогазовидобувне управління НГВУ «Чернігівнафтогаз» у 2023 році проводило розробку 17 родовищ, які обслуговувалися трьома центральними виробничими нафтогазовидобувними цехами (ЦВНГ). Прилуцько-Леляківський ЦВНГ забезпечував експлуатацію Мільківського та Щурівського родовищ. Гнідинцівський ЦВНГ обслуговував Богданівське та Гнідинцівське родовища. Прилуцька дільниця Прилуцько-Леляківського ЦВНГ здійснювала обслуговування Малодівицького, Монастирищенського та Прилуцького родовищ. Талалаївський ЦВНГ забезпечував експлуатацію Березівського, Матлахівського, Північно-Ярошівського, Петрушівського, Ромашівського, Скороходівського, Софіївського, Талалаївського, Тростянецького та Ярошівського родовищ.

Принципова оглядова схема збору та транспортування продукції свердловин НГВУ «Чернігівнафтогаз» наведена на **рисунку 2.1**, а принципова технологічна схема об'єктів збору, підготовки та транспортування нафти і газу – на **рисунку 2.2**. Попередня підготовка продукції, її збір та сепарація здійснюються на групових збірних пунктах, тоді як остаточна підготовка до показників товарної нафти проводиться на Гнідинцівському газопереробному заводі (ГППЗ). На ГППЗ також виконується підготовка та стабілізація нафти і конденсату, які надходять не лише з НГВУ «Чернігівнафтогаз», а й з НГВУ «Охтирканафтогаз».

Процес підготовки продукції у центральному пункті збору нафти ГППЗ починається з попереднього скидання пластової води та дегазації нафти. Відокремлений газ направляється на перший ступінь компримування, а нафта надходить до блоку знесолення та зневоднення нафти (БЗЗН), де остаточно відділяються вода і механічні домішки, а також вилучаються розчинені солі. Після проходження БЗЗН зневоднена та знесолена нафта подається на установку стабілізації нафти (УСН). Продукцією УСН є стабільна товарна нафта, яка через вузол обліку надходить на комплекс споруд управління і далі в товарний парк НГВУ «Чернігівнафтогаз». Відібрана широка фракція легких вуглеводнів (ШФЛВ) направляється до технологічного парку центрального пункту газопереробки.

Нафтовий газ, отриманий у процесі підготовки та стабілізації нафти, надходить на компресорну станцію №2 центрального пункту газопереробки, а далі – до блоків охолодження та сепарації. Після компресорної станції газ подається на прийом газомотокомпресора компресорного цеху. До цього ж потоку надходить газ із Прилуцько-Леляківського та Гнідинцівського ЦВНГ. Після компримування, охолодження та сепарації газ транспортується газопроводом «Артюхівка – Гнідинці» на прийом транспортних машин до компресорної станції.

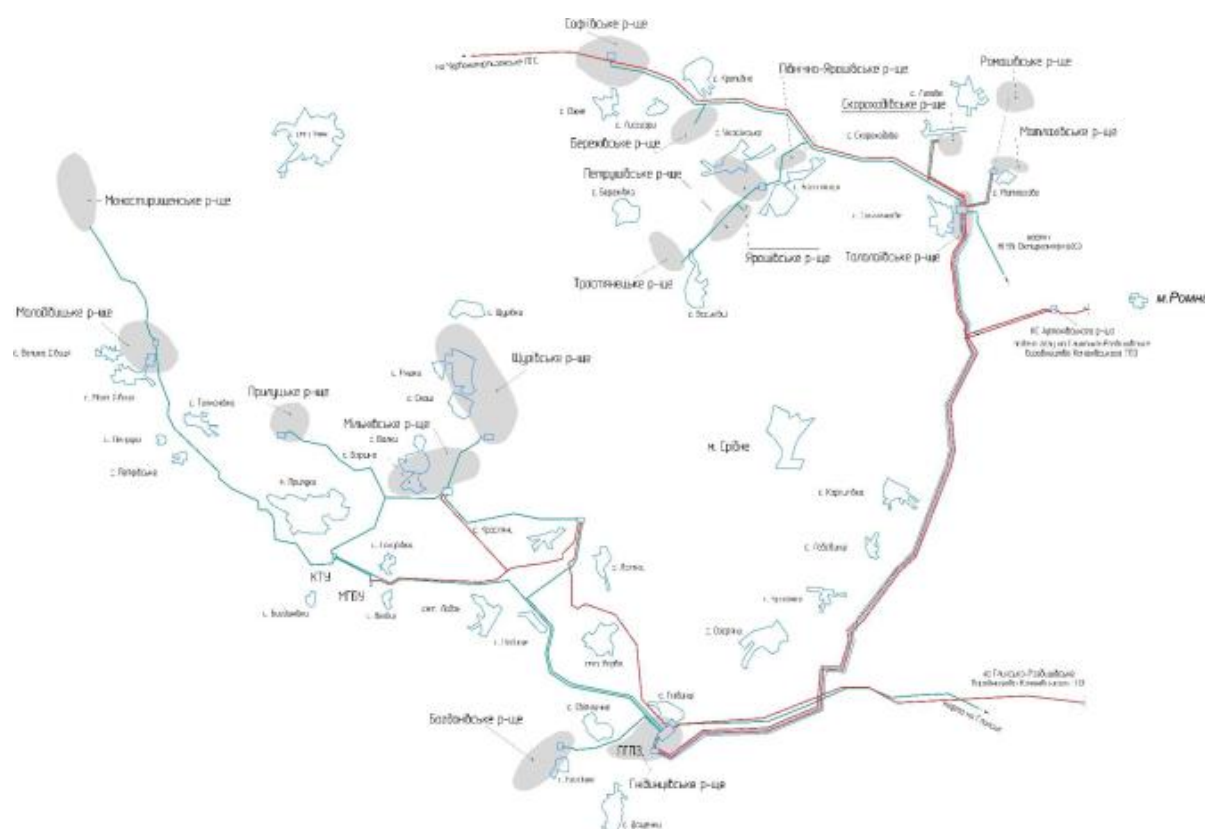


Рисунок 1 – Принципова оглядова схема збору та транспортування продукції свердловин НГВУ "Чернігівнафтогаз"

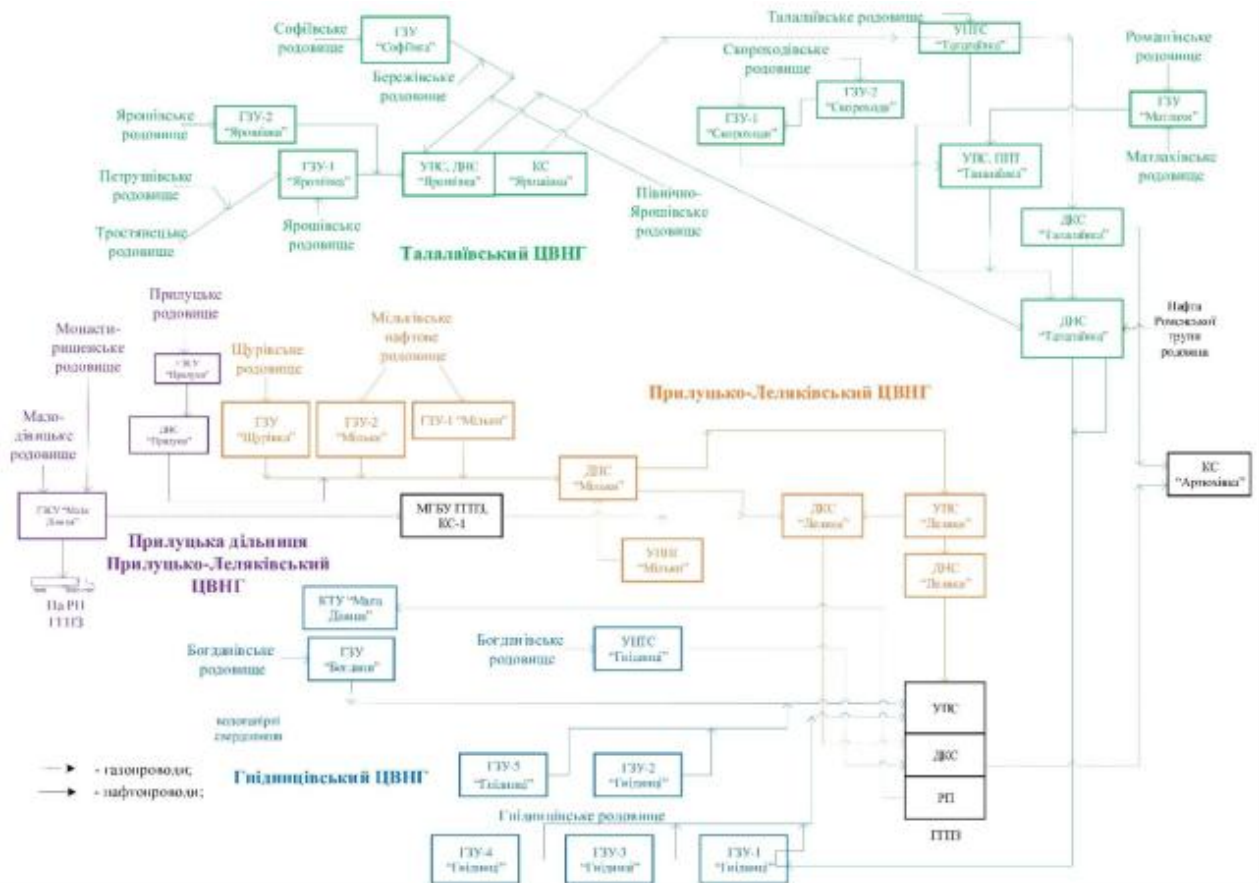


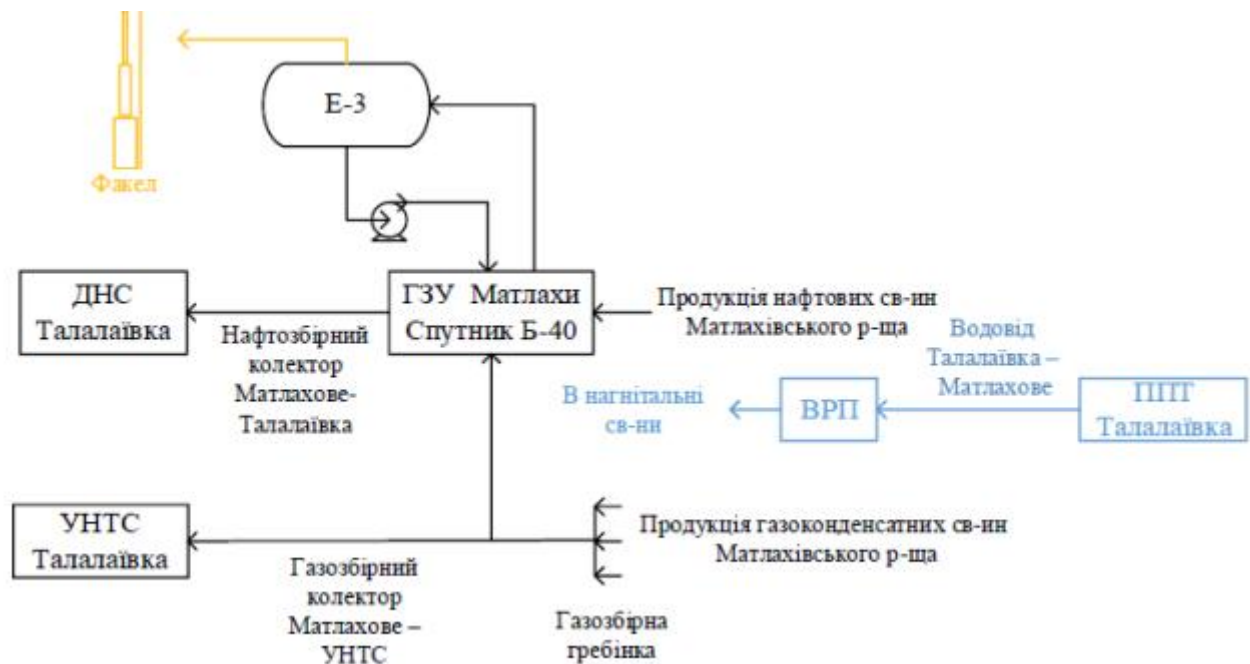
Рисунок 2 – Принципова технологічна схема об'єктів збору, підготовки та транспортування нафти і газу НГВУ "Чернігівнафтогаз"

Система збору, підготовки та транспортування продукції свердловин НГВУ «Чернігівнафтогаз» повинна відповідати вимогам чинних нормативних документів та правил безпеки, які регламентують роботу підприємств нафтогазовидобувної галузі України. Основними нормативними документами є «Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України», «Правила розробки нафтових і газових родовищ» та Закон України «Про нафту і газ». Крім державних нормативних документів, у роботі підприємства застосовуються внутрішні нормативні документи ПАТ «Укрнафта», зокрема СОУ 09.1-00135390-065:2019 «Порядок обліку нафти та конденсату» та СОУ 11.1-00135390-069:2017 «Порядок обліку та реалізації газу».

Видобута продукція, а саме нафта, природний газ і пластова вода, яка передається споживачам, повинна відповідати встановленим нормативним вимогам. Товарна нафта має відповідати вимогам ТУ У 06.1-00135390-016. У системі збору та транспортування продукції НГВУ «Чернігівнафтогаз» товарна нафта отримується на Гнідинцівському газопереробному заводі (ГППЗ) після проходження всіх етапів підготовки та стабілізації. Товарний газ, який подається до газотранспортної системи України, газорозподільчих мереж або безпосередньо споживачам, повинен відповідати вимогам «Кодексу газотранспортної системи».

Пластова вода, яка подається до системи підтримання пластового тиску (ППТ) та склових свердловин, повинна відповідати вимогам СОУ 09.1-

Принципова схема збору продукції свердловин Матлахівського родовища наведена на **рисунку 1**.



Продукція нафтових свердловин Матлахівського родовища по викидних лініях надходить на "ГЗУ Матлахи (Супутник Б-40)".

В "Супутник Б-40" по чергово відбувається індивідуальний замір рідини кожної свердловини а продукція інших свердловин направляється в загальний колектор і далі в нафтозбірний колектор "Матлахове-Талалаївка" на "ДНС Талалаївка".

Продукція газоконденсатних свердловин, які підключені до газозбірної гребінки за допомогою викидних ліній надходить по газозбірному колектору "Матлахове – УПТС Талалаївка" на УПТС, або по трубопроводу на "Супутник Б-40".

При необхідності, продукція нафтових свердловин з невеликим газовим фактором по байпасній лінії "Супутника Б-40" спрямовується у буферну ємність Е-3, яка призначена для зниження тиску на гирлах свердловин для збільшення притоку рідини з свердловин. У буферній ємності Е-3 відбувається сепарація рідини. Відсепарована в ємності нафта при досягненні верхнього рівня відкачується насосом в нафтозбірний колектор "Матлахове – Талалаївка". Газ, який виділився в Е-3, подається на факел для спалювання.

Для підтримання пластового тиску на Матлахівському родовищі впорядковані нагнітальні свердловини.

ВИСНОВОК

У другому розділі було розглянуто системи збору та транспортування продукції свердловин НГВУ «Чернігівнафтогаз», їх основні технологічні особливості, принципи роботи та значення для забезпечення стабільної експлуатації нафтових і газоконденсатних родовищ. Встановлено, що ефективна організація систем збору продукції є одним із головних факторів безперебійної роботи промислів та забезпечення необхідних обсягів видобутку вуглеводнів.

Система збору продукції свердловин включає комплекс технологічного обладнання та трубопроводів, призначених для транспортування нафти, газу та пластової води від свердловин до пунктів підготовки продукції. На промислах НГВУ «Чернігівнафтогаз» використовуються герметизовані системи збору, які забезпечують зменшення втрат вуглеводнів, підвищення рівня промислової безпеки та захист навколишнього середовища.

В процесі роботи встановлено, що видобута продукція являє собою багатокомпонентну суміш, яка складається з нафти, природного газу, пластової води та механічних домішок. У зв'язку з цим важливе значення має своєчасне проведення сепарації, підготовки та транспортування продукції до установок комплексної підготовки нафти і газу. Для транспортування використовуються промислові трубопроводи різного діаметру, насосне обладнання, сепаратори, вимірювальні установки та інші технологічні елементи системи збору.

Було встановлено, що система транспортування продукції повинна забезпечувати надійну та економічно ефективну роботу промислу в різних умовах експлуатації. Значна увага приділяється підтриманню необхідних тисків у трубопроводах, боротьбі з корозією, гідратоутворенням та відкладеннями парафіну, які можуть негативно впливати на роботу обладнання та призводити до аварійних ситуацій.

Під час аналізу систем збору і транспортування продукції свердловин НГВУ «Чернігівнафтогаз» визначено, що їх ефективність значною мірою залежить від технічного стану обладнання, правильного вибору режимів експлуатації та своєчасного проведення профілактичних і ремонтних робіт. Важливу роль також відіграє автоматизація технологічних процесів, яка дозволяє здійснювати контроль параметрів роботи систем у режимі реального часу та оперативно реагувати на зміни технологічних показників.

РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ З ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУТКУ НА РОДОВИЩАХ НГВУ "ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ"

Матлахівське родовище Горизонт В-15

Свердловина 103 перебувала в роботі на горизонті В – 15 до жовтня 2014 р., після чого через несправність насосного обладнання переведена в бездіючий фонд (бездіє з 01.12.2014 р. по 17.07.2020 р.). Станом на 01.09.2023 р. свердловина перебуває в консервації (переведена 17.07.2020 р.).

Свердловина 38 станом на 01.09.2023 р. перебуває в консервації.

Горизонт В-17

Протягом восьми місяців 2023 р. продуктивні відклади горизонту В – 17 розроблялися однією свердловиною 117. Свердловина механізована, обладнана УЕВН на базі насоса ЕВН5-125 – 2100 на глибині спуску 1513 м, при динамічному рівні близько 950 м. Середньодобовий дебіт нафти свердловини 117 протягом звітного періоду змінювався в межах від 1,7 т/д до 3,3 т/д, рідини – від 123 т/д до 153 т/д, обводнення склало від 98 % до 98,8 %, газовий фактор становив близько 250 м³/т. Протягом звітного періоду 2023 р. в свердловині виконано один поточний ремонт з метою заміни несправного ЕВН. В цілому, робочі характеристики УЕВН відповідають продуктивним можливостям свердловини. Пропонується подальший режим експлуатації свердловини залишити без змін.

Свердловина 36 з 01.01.2017 р. по 27.11.2019 р. знаходилася в бездіючому фонді по причині обводнення продукції, після чого переведена в консервацію, де станом на 01.09.2023 р. продовжує перебувати.

Свердловина 37 перебувала в бездіючому фонді до 29 грудня 2022 р., після чого переведена в контрольний фонд (п'єзометрична).

Горизонт В-19

Свердловина 102 з грудня 2017 р. по листопад 2019 р. знаходилась в бездіючому фонді по причині обводнення продуктивного горизонту. Станом на 01.09.2023 р. перебуває в консервації.

Горизонт В-20

Станом на 01.09.2023 р. свердловини 27 та 34 перебувають в консервації.

ВИСНОВОК

У третьому розділі було проведено аналіз технологій видобутку вуглеводнів на родовищах НГВУ «Чернігівнафтогаз», розглянуто особливості експлуатації свердловин, поточний стан розробки покладів та основні проблеми, що виникають у процесі експлуатації родовищ. На основі аналізу геолого-промислових даних встановлено, що більшість родовищ підприємства перебувають на пізній стадії розробки та характеризуються поступовим виснаженням запасів, зниженням пластового тиску, збільшенням обводненості продукції і погіршенням техніко-економічних показників роботи свердловин.

В процесі роботи було встановлено, що ефективність видобутку значною мірою залежить від геологічної будови покладів, колекторських властивостей продуктивних горизонтів, режиму роботи пластів та технічного стану експлуатаційного фонду свердловин. Для багатьох покладів характерна неоднорідність пластів, наявність тектонічних порушень та літологічних заміщень, що ускладнює процес вироблення запасів і призводить до нерівномірного дренавання покладів.

Аналіз роботи свердловин показав, що на окремих об'єктах спостерігається значне падіння дебітів нафти та газу, підвищення газового фактора, а також інтенсивне обводнення продукції. У ряді випадків це призводить до переведення свердловин у контрольний, спостережний або бездіючий фонд. Однією з основних причин погіршення показників експлуатації є зниження пластового тиску та виснаження природної енергії покладів.

Під час аналізу технологій видобутку було встановлено, що на родовищах НГВУ «Чернігівнафтогаз» застосовуються як фонтанний, так і механізовані способи експлуатації свердловин. На початкових етапах розробки більшість свердловин працювали фонтанним способом, однак у процесі виснаження покладів виникла необхідність переходу на механізовані методи видобутку, зокрема із застосуванням штангових глибинних насосів та електровідцентрових насосів. Це дозволило підтримати видобуток вуглеводнів та продовжити термін експлуатації свердловин.

Важливе значення для підтримання ефективної розробки має система підтримання пластового тиску. Проведений аналіз показав, що застосування нагнітання води в окремі поклади дозволяє частково стабілізувати пластовий тиск та уповільнити темпи падіння видобутку. Разом із тим ефективність таких заходів залежить від геологічної неоднорідності пластів, технічного стану нагнітальних свердловин та правильності вибору режимів закачування.

РОЗДІЛ 4 АНАЛІЗ ЗАХОДІВ З КОНТРОЛЮ ЗА РОЗРОБКОЮ РОДОВИЩ

4.1 Визначення конденсатогазових факторів на газоконденсатних свердловинах

В 2023 році з метою вивчення газоконденсатної характеристики експлуатаційних горизонтів відділом дослідження нафти, газу та свердловин проведено дослідження видобувних свердловин свердловин Богданівського, Лесяківського та Мільківського родовищ.

За результатами промислових і лабораторних досліджень отримані дані про конденсатоміст при різних параметрах сепарації, тиск максимальної конденсації вуглеводнів, визначені фізико-хімічні властивості газу, фракційний склад конденсатів при поточних значеннях пластового тиску у покладі.

Всі проведені у 2023 році заходи з вивчення газоконденсатної характеристики свердловин родовищ НГВУ "Чернігівнафтогаз" наведені в **таблиці 2.1.**

Основні результати, отримані в результаті виконання зазначених робіт, зведені в таблицях по родовищах НГВУ "Чернігівнафтогаз", а саме:

- Богданівське родовище – в **таблиці 2.2;**
- Лесяківське родовище – в **таблиці 2.3;**
- Мільківське родовище – в **таблиці 2.4.**

Таблиця 2.1 – Проведені заходи з контролю за процесом розробки у сфері дослідження на газоконденсатність

Ч.ч	Вид заходу	Об'єкт дослідження	Терміни виконання робіт	Номер свердл.	Кількість одиниць	Організація виконавця з ГТЗ
1	Промислові та лабораторні дослідження на газоконденсатність видобувних свердловин	Богданівське родовище	02.01.2023 29.12.2023	17	1	ВДНГС
2		Лесяківське родовище свердловина 2-Красилів	02.01.2023 29.12.2023	2	1	ВДНГС
3		Мільківське родовище	02.01.2023 29.12.2023	14	1	ВДНГС
4		Мільківське родовище	02.01.2023 29.12.2023	56	1	ВДНГС
5		Мільківське родовище	02.01.2023 29.12.2023	61	1	ВДНГС

Таблиця 2.2 – Зведені результати дослідження газоконденсатної свердловини Богданівського нафтогазоконденсатного родовища.

Номер свердл.	Горизонт	$P_{пл}$ (МПа)	КГФ г /м ³	ρ_k кг/м ³	Вміст $C_5 + V$, г/м ³	ρ_g кг/м ³	Примітка
17	В-26	18,7	66,1	805,5	—	1,0378	28.03.2023

Таблиця 2.3 – Зведені результати дослідження газоконденсатної свердловини Лесяківського нафтогазоконденсатного родовища.

Номер свердл.	Горизонт	$P_{пл}$ (МПа)	КГФ г /м ³	ρ_k кг/м ³	Вміст $C_5 + V$, г/м ³	ρ_g кг/м ³	Примітка
2-Красилів	В-21-22	26,2	1895,2	809,6	—	1,0134	04.04.2023

Таблиця 2.4 – Зведені результати дослідження газоконденсатних свердловин Мільківського нафтогазоконденсатного родовища.

Номер свердл.	Горизонт	$P_{пл}$ (МПа)	КГФ г /м ³	ρ_k кг/м ³	Вміст $C_5 + V$, г/м ³	ρ_g кг/м ³	Примітка
14	М-1	8,0	288,6	729,0	—	0,8612	30.03.2023
56	С-2	5,1	141,5	714,5	—	0,8864	30.03.2023
61	М-1	20,2	71,6	762,7	—	0,8312	30.03.2023

4.2 Визначення газових факторів на нафтових свердловинах

У 2023 році проведено промислові та лабораторні дослідження з метою визначення газових факторів на 93 нафтових свердловинах 12 родовищ НГВУ „Чернігівнафтогаз”: Мільківського, Щурівського, Лесяківського, Гнідинцівського, Богданівського, Прилуцького, Малодівицького, Скороходівського, Матлахівського, Ярошівського, Софіївського та Петрушівського родовищ.

У зв'язку з виробничою необхідністю свердловина 26 Ярошівського родовища досліджувалась два рази.

Відібрано проби продукції свердловин для супутнього визначення в них деяких фізико-хімічних параметрів. В лабораторних умовах визначено густину сепарованої нафти, пластової води, її мінералізацію, об'ємна частка води в продукції свердловин.

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

Всі заходи, що були проведені у 2023 році в області визначення газових факторів на нафтових свердловинах зведені в **таблиці 2.5**.

Результати проведених у 2023 році промислових та лабораторних досліджень зведено по цехах з видобутку нафти і газу НГВУ „Чернігівнафтогаз” в **таблиці 2.6**.

Таблиця 2.5 – Проведені заходи з контролю за процесом розробки у сфері визначення газових факторів у 2023 році.

Вид заходу	Об'єкт дослідження	Термін виконання робіт	Номера свердловин	Кількість одиниць	Періодичність досліджень	Організація виконавця за ТІ 3-113
Визначення газових факторів на нафтових свердловинах	Матлахівське родовище	квітень 2023 р.	117	1	Згідно СОУ 09.1-00135390-166:2017 - один раз в рік.	ВДНГС

Таблиця 2.6 – Результати визначення газових факторів на свердловинах ЦВНГ-4 НГВУ "Чернігівнафтогаз" у 2023 р.

Матлахівське родовище

Номер св.	Продуктивний горизонт	Спосіб експлуатац.	Дата дослідження	$P_{\text{буф}},$ МПа (кгс/см ²)	$P_{\text{зат}},$ МПа (кгс/см ²)	Густина сепарованої нафти $\rho_n,$ кг/м ³	Об'ємна частка води, %	Густина води $\rho_v,$ кг/м ³	Мінералізація води, г/дм ³	Газовий фактор Г, м ³ /т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
117	В-17	ЄВН	03.04.2023	1,30 (13,3)	1,40 (14,3)	809,8	99,0	1185,9	182,5	263,5

ВИСНОВОК

У четвертому розділі було проведено аналіз заходів з контролю за розробкою Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища, а також розглянуто особливості визначення конденсатогазових факторів на газоконденсатних свердловинах і газових факторів на нафтових свердловинах. Під час виконання роботи було проаналізовано вплив зміни цих показників на ефективність експлуатації свердловин, характер вироблення запасів та стан пластової енергії покладів.

У процесі аналізу встановлено, що контроль газових та конденсатогазових факторів є одним із найважливіших елементів системи контролю за розробкою родовищ. Дані показники дозволяють оцінити стан покладів, визначити ступінь виснаження пластів, виявити процеси розгазування нафти та випадання конденсату в пласті, а також своєчасно виявляти негативні зміни у роботі свердловин. Особливо важливим це є для родовищ, які перебувають на пізній стадії розробки та характеризуються зниженням пластового тиску і погіршенням фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних пластів.

Під час розгляду газоконденсатних свердловин було встановлено, що зміна конденсатогазового фактора безпосередньо пов'язана зі зміною пластового тиску та режимом експлуатації свердловин. При зниженні пластового тиску нижче тиску конденсації в пласті відбувається випадання рідких вуглеводнів, що призводить до зменшення проникності привибійної зони та погіршення умов припливу флюїду до свердловини. Це негативно впливає на показники видобутку та може спричиняти зниження дебітів газу і конденсату. Проведений аналіз показав, що постійний контроль конденсатогазового фактора дозволяє своєчасно оцінювати стан покладу та приймати рішення щодо оптимізації режимів роботи свердловин.

При аналізі нафтових свердловин було встановлено, що газовий фактор є важливим показником ефективності роботи нафтових покладів. Його збільшення може свідчити про виснаження пластової енергії, активне розгазування нафти або прорив газу із газових шапок. У ряді випадків підвищення газового фактора супроводжується зниженням дебітів нафти, нестабільною роботою свердловин та погіршенням техніко-економічних показників експлуатації. Також встановлено, що значне коливання газового фактора ускладнює процес регулювання режимів роботи свердловин і потребує постійного контролю за станом пластів та вибійними тисками.

У ході виконання даного розділу було визначено, що ефективний контроль за зміною газових та конденсатогазових факторів дозволяє своєчасно виявляти негативні процеси у пластах, прогнозувати подальший характер розробки покладів та підвищувати ефективність експлуатації свердловин.

РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Загальна характеристика об'єкта та організація охорони праці

Матлахівське нафтогазоконденсатне родовище належить до об'єктів нафтогазовидобувної промисловості підвищеної небезпеки. Під час експлуатації родовища здійснюються процеси видобутку, збору, транспортування та підготовки нафти, природного газу і газоконденсату. Технологічні процеси супроводжуються використанням складного технологічного обладнання, експлуатацією свердловин, насосних і компресорних установок, трубопроводів, електрообладнання та систем автоматизації.

Особливістю нафтогазовидобувного виробництва є наявність великої кількості пожежо- та вибухонебезпечних речовин, робота обладнання під високим тиском, можливість утворення вибухонебезпечних газоповітряних сумішей, а також значна протяжність технологічних комунікацій і трубопроводів. Під час порушення технологічного режиму або розгерметизації обладнання можливі аварійні ситуації, які можуть призвести до травмування персоналу, виникнення пожежі, вибуху та значних матеріальних збитків.

На Матлахівському родовищі експлуатуються нафтові, газові та нагнітальні свердловини. Під час експлуатації свердловин спостерігаються значні пластові тиски, високий газовий фактор та наявність супутнього газу, що значно підвищує рівень небезпеки виробництва. Технологічні процеси пов'язані з фонтанним та механізованим способами видобутку нафти, роботою електровідцентрових насосів, штангових насосних установок, сепараційного та компресорного обладнання.

Організація охорони праці на підприємстві повинна здійснюватися відповідно до вимог Закону України «Про охорону праці», Кодексу цивільного захисту України, правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості та інших нормативних документів. Основним завданням системи охорони праці є забезпечення безпечних і нешкідливих умов праці, попередження аварійних ситуацій та зниження ризику виробничого травматизму.

Для забезпечення належного рівня безпеки на підприємстві необхідно проводити:

- вступний та періодичний інструктаж працівників;
- навчання безпечним методам виконання робіт;
- перевірку знань з охорони праці;
- контроль технічного стану обладнання;
- періодичні медичні огляди персоналу;
- забезпечення працівників засобами індивідуального захисту.

Важливе значення має дотримання правил технічної експлуатації обладнання та виконання планово-попереджувальних ремонтів.

5.2 Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів

Під час експлуатації Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища на працівників можуть впливати різноманітні небезпечні та шкідливі виробничі фактори. Їх виникнення обумовлене особливостями технологічних процесів видобутку, збору та транспортування нафти і газу.

До основних небезпечних факторів належать:

- високий тиск у свердловинах та трубопроводах;
- вибухо- та пожежонебезпечність природного газу;
- можливість витoku нафти та газу;
- рухомі частини насосного і компресорного обладнання;
- електричний струм;
- підвищений рівень шуму і вібрації;
- підвищена температура поверхонь обладнання;
- загазованість виробничих приміщень.

Одним із найбільш небезпечних факторів є високий тиск у технологічному обладнанні. Під час експлуатації свердловин пластовий тиск може досягати десятків мегапаскалів. У разі пошкодження трубопроводів, фонтанної арматури або іншого обладнання можливе раптове вивільнення великої кількості енергії, що створює небезпеку руйнування обладнання та травмування працівників.

Особливу небезпеку становить природний газ. При витoku газу в закритому приміщенні можливе утворення вибухонебезпечної газоповітряної суміші. За наявності джерела займання це може призвести до вибуху та пожежі. Джерелом займання можуть бути електричні іскри, відкритий вогонь, нагріті поверхні обладнання або порушення правил експлуатації електроустановок.

Під час роботи насосних і компресорних установок виникає значний шум та вібрація. Тривалий вплив шуму негативно впливає на організм людини, викликає швидку втому, погіршення слуху та зниження працездатності. Вібрація може спричиняти професійні захворювання та негативно впливати на нервову систему працівників.

Важливим фактором є небезпека ураження електричним струмом. На підприємстві використовується велика кількість електрообладнання, яке працює в умовах підвищеної вологості та вибухонебезпечного середовища. Пошкодження ізоляції, порушення заземлення або недотримання правил електробезпеки можуть призвести до ураження працівників електричним струмом.

Для зниження впливу небезпечних і шкідливих виробничих факторів необхідно застосовувати сучасні технічні засоби захисту, системи автоматичного контролю та сигналізації, а також забезпечувати суворе дотримання вимог охорони праці.

5.3 Організаційні та технічні заходи щодо забезпечення безпечних умов праці

Для забезпечення безпечних умов праці на Матлахівському нафтогазоконденсатному родовищі необхідно впроваджувати комплекс організаційних та технічних заходів, спрямованих на попередження аварійних ситуацій, зниження рівня виробничого травматизму та забезпечення нормальних санітарно-гігієнічних умов праці.

До організаційних заходів належать:

- проведення вступного, первинного та повторного інструктажів;
- навчання працівників правилам безпечної експлуатації обладнання;
- проведення перевірки знань з охорони праці;
- контроль дотримання технологічного режиму;
- організація режиму праці та відпочинку;
- проведення медичних оглядів;
- забезпечення персоналу засобами індивідуального захисту.

Працівники, які виконують роботи в умовах можливого виділення газу або нафти, повинні використовувати:

- захисний спецодяг;
- каски;
- захисні окуляри;
- діелектричні рукавиці;
- протигази;
- запобіжні пояси.

Важливе значення має контроль технічного стану обладнання. Усі трубопроводи, насосні установки, компресори та свердловинне обладнання повинні проходити регулярні технічні огляди та планово-попереджувальні ремонти.

З метою зниження ризику ураження електричним струмом необхідно виконувати:

- заземлення електрообладнання;
- захист кабельних ліній;
- перевірку стану ізоляції;
- застосування вибухозахищеного обладнання;
- використання автоматичних вимикачів.

5.4 Пожежна та вибухова безпека об'єкта

Матлахівське нафтогазоконденсатне родовище належить до об'єктів підвищеної пожежної та вибухової небезпеки, оскільки в технологічних процесах використовуються легкозаймисті та вибухонебезпечні речовини — природний газ, нафта та газоконденсат. Наявність великої кількості трубопроводів, свердловин, насосних і компресорних установок значно підвищує ризик виникнення пожеж та аварійних ситуацій.

Основними причинами виникнення пожеж і вибухів на нафтогазових об'єктах можуть бути:

- порушення герметичності технологічного обладнання;
- витік природного газу;
- коротке замикання електрообладнання;
- перегрів обладнання;
- виникнення електричних іскор;
- порушення правил виконання вогневих робіт;
- накопичення статичної електрики;
- порушення технологічного режиму роботи обладнання.

Особливу небезпеку становить природний газ, який при змішуванні з повітрям утворює вибухонебезпечні суміші. У разі досягнення критичної концентрації та появи джерела займання може виникнути вибух, що супроводжується значним руйнуванням обладнання, пожежею та травмуванням персоналу.

Під час експлуатації свердловин та компресорного обладнання можливе виникнення аварійних витоків газу через пошкодження трубопроводів, арматури або ущільнень. Тому особливу увагу необхідно приділяти контролю технічного стану обладнання та герметичності всіх з'єднань.

Для забезпечення пожежної безпеки на об'єкті необхідно передбачити комплекс організаційних та технічних заходів.

До організаційних заходів належать:

- проведення інструктажів з пожежної безпеки;
- навчання працівників правилам користування засобами пожежогасіння;
- розробка планів евакуації;
- проведення протипожежних тренувань;
- заборона використання відкритого вогню у вибухонебезпечних зонах;
- контроль за виконанням вогневих робіт.

5.5 Розрахунок необхідної кількості вогнегасників

Для забезпечення пожежної безпеки виробничих приміщень необхідно визначити потрібну кількість первинних засобів пожежогасіння.

Відповідно до нормативних вимог для приміщень категорії А та Б рекомендується встановлювати один порошковий вогнегасник місткістю 5 л на кожні 50 м² площі приміщення.

Прийmemo площу виробничого приміщення:

$$S = 180 \text{ м}^2.$$

Необхідна кількість вогнегасників визначається за формулою:

$$N = \frac{S}{S_1}$$

де:

- N — необхідна кількість вогнегасників;
- S — площа приміщення, м²;
- S_1 — нормативна площа, що захищається одним вогнегасником.

Підставимо значення:

$$N = \frac{180}{50} = 3,6$$

Отримане значення округлюємо до більшого цілого числа.

Таким чином, для забезпечення пожежної безпеки приміщення необхідно встановити 4 порошкові вогнегасники.

5.6 Розрахунок вентиляції виробничого приміщення

У виробничих приміщеннях нафтогазовидобувних підприємств важливе значення має забезпечення нормативного повітрообміну. Система вентиляції призначена для видалення шкідливих газів, підтримання допустимої концентрації небезпечних речовин у повітрі та створення безпечних умов праці.

Для розрахунку необхідного повітрообміну використовується формула:

$$L = n * V$$

де:

- L — необхідна продуктивність вентиляції, м³/год;
- n — кратність повітрообміну;
- V — об'єм приміщення, м³.

Прийmemo:

- довжину приміщення — 12 м;
- ширину — 5 м;
- висоту — 4 м.

Об'єм приміщення:

$$V = 12 * 5 * 4 = 240 \text{ м}^3$$

Для вибухонебезпечних виробничих приміщень приймаємо кратність повітрообміну:

$$n = 8.$$

Тоді необхідний повітрообмін становитиме:

$$L = 8 * 240 = 1920 \text{ м}^3/\text{год}$$

Отже, для забезпечення безпечних умов праці необхідно встановити вентиляційну систему продуктивністю не менше 1920 м³/год.

Система вентиляції повинна забезпечувати безперервне видалення шкідливих газів та підтримання допустимих параметрів повітряного середовища.

5.7 Безпека в надзвичайних ситуаціях

Під час експлуатації Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища можливе виникнення надзвичайних ситуацій техногенного характеру. Основними причинами виникнення аварій можуть бути порушення технологічного режиму роботи обладнання, розгерметизація трубопроводів, відмова систем автоматизації, витік газу або нафти, а також несправність електрообладнання.

До можливих надзвичайних ситуацій на родовищі належать:

- пожежі;
- вибухи газоповітряних сумішей;
- аварійні витоки газу та нафти;
- руйнування трубопроводів;
- аварійне відключення електропостачання;
- вихід з ладу насосного та компресорного обладнання.

Особливо небезпечними є аварії, пов'язані з витоком природного газу. У разі накопичення газу в приміщенні можливе утворення вибухонебезпечної концентрації, що може призвести до вибуху та виникнення масштабної пожежі.

Для попередження надзвичайних ситуацій необхідно:

- здійснювати постійний контроль технічного стану обладнання;
- проводити планово-попереджувальні ремонти;
- контролювати герметичність трубопроводів;
- використовувати системи автоматичного контролю;
- проводити перевірку справності систем сигналізації;
- контролювати параметри тиску та температури.

У разі виникнення аварійної ситуації персонал повинен:

- негайно повідомити аварійні служби;
- зупинити роботу обладнання;
- перекрити подачу газу;
- відключити електроживлення аварійної ділянки;
- організувати евакуацію працівників;
- застосувати первинні засоби пожежогасіння;
- надати першу долікарську допомогу потерпілим.

Для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій на підприємстві повинні бути розроблені плани локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій.

ВИСНОВОК

У п'ятому розділі дипломного проекту було розглянуто питання охорони праці, пожежної безпеки та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час експлуатації Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища. Проведений аналіз технологічних процесів видобутку, збору та транспортування нафти і газу показав, що об'єкти нафтогазовидобувної промисловості належать до категорії виробництв підвищеної небезпеки через наявність вибухонебезпечних і легкозаймистих речовин, високих пластових тисків, складного технологічного обладнання та великої кількості електроустановок.

У процесі аналізу умов праці були визначені основні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які можуть впливати на працівників під час виконання виробничих операцій. До основних небезпек належать високий тиск у свердловинах і трубопроводах, можливість витoku природного газу, пожеж та вибухонебезпечність нафти і газоконденсату, підвищений рівень шуму та вібрації від роботи насосного і компресорного обладнання, небезпека ураження електричним струмом, а також загазованість виробничих приміщень. Було встановлено, що порушення технологічного режиму роботи обладнання, недотримання вимог охорони праці або пошкодження технологічних комунікацій можуть призвести до виникнення аварійних ситуацій, пожеж, вибухів та травмування персоналу.

Для забезпечення безпечних умов праці на підприємстві запропоновано комплекс організаційних та технічних заходів. До організаційних заходів належать проведення інструктажів та навчання працівників, контроль дотримання правил охорони праці, проведення медичних оглядів та забезпечення персоналу засобами індивідуального захисту. До технічних заходів належать використання систем автоматичного контролю та сигналізації, встановлення вентиляційних систем, застосування вибухозахищеного електрообладнання, заземлення електроустановок, забезпечення герметичності трубопроводів та проведення планово-попереджувальних ремонтів обладнання.

У розділі також були розглянуті питання пожежної та вибухової безпеки об'єкта. Визначено основні причини виникнення пожеж і вибухів, а також наведено комплекс заходів щодо їх попередження. Для підвищення рівня пожежної безпеки передбачено встановлення систем пожежної сигналізації, використання первинних засобів пожежогасіння, організацію евакуаційних виходів та проведення протипожежних інструктажів.

Крім того, були розглянуті можливі надзвичайні ситуації техногенного характеру та заходи щодо їх попередження і ліквідації наслідків. Запропоновані заходи дозволяють знизити ризик виникнення аварійних ситуацій, забезпечити безпечну експлуатацію обладнання та підвищити рівень захисту працівників. Реалізація запропонованих заходів дозволить підвищити надійність роботи обладнання, покращити умови праці персоналу та забезпечити безпечну

ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК

У процесі виконання дипломної роботи було проведено комплексне дослідження стану промислової розробки видобувних свердловин Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища, виконано аналіз його геологічної будови, особливостей розробки продуктивних покладів, роботи фонду свердловин, систем збору та підготовки продукції, а також розглянуто питання контролю розробки родовища, інтенсифікації видобутку вуглеводнів та забезпечення безпечних умов праці на виробничих об'єктах.

У ході виконання роботи було встановлено, що Матлахівське нафтогазоконденсатне родовище є одним із важливих об'єктів нафтогазовидобувної галузі України та належить до Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною провінції. Родовище характеризується складною геологічною будовою, значною кількістю продуктивних горизонтів та багатопластовістю покладів. Основні запаси вуглеводнів пов'язані з відкладами візейського ярусу нижнього карбону, де виявлено як нафтові, так і газоконденсатні поклади. Аналіз геологічних матеріалів показав, що продуктивні горизонти характеризуються неоднорідністю колекторських властивостей, різною товщиною пластів та складною системою літологічних заміщень, що безпосередньо впливає на ефективність процесу розробки.

Аналіз історії освоєння Матлахівського родовища показав, що протягом тривалого часу воно забезпечувало стабільний видобуток нафти, газу та конденсату. Разом із тим на сучасному етапі експлуатації більшість покладів перебуває на пізній стадії розробки, що супроводжується поступовим виснаженням запасів, зниженням пластового тиску та погіршенням технологічних показників роботи свердловин. Для таких умов характерним є зменшення дебітів видобувних свердловин, збільшення газового фактора, ріст обводненості продукції та ускладнення умов експлуатації свердловинного обладнання.

Особливу увагу в роботі було приділено аналізу поточного стану фонду свердловин родовища. За результатами проведеного дослідження встановлено, що значна частина свердловин на сьогоднішній день не бере участі у видобутку вуглеводнів та перебуває в контрольному, п'єзометричному, бездіючому або законсервованому фондів. Активний видобуток здійснюється обмеженою кількістю свердловин, що свідчить про високий ступінь виробленості запасів окремих покладів. Водночас результати аналізу показують, що навіть за таких умов родовище має певний потенціал для подальшої експлуатації за рахунок впровадження сучасних технологічних рішень та раціонального використання залишкових запасів.

У процесі дослідження було проаналізовано особливості розробки окремих експлуатаційних об'єктів родовища. Встановлено, що ефективність роботи різних покладів суттєво відрізняється залежно від геологічної будови, та умов експлуатації. Для частини об'єктів

характерне значне падіння пластового тиску та висока обводненість продукції, що негативно впливає на економічну ефективність видобутку. Разом із тим окремі поклади зберігають перспективи подальшого освоєння за умови застосування геолого-технічних заходів, спрямованих на відновлення продуктивності свердловин і покращення вилучення залишкових запасів.

Проведене порівняння фактичних показників розробки з проектними рішеннями показало, що в процесі експлуатації виникали певні відхилення від прогнозованих параметрів. Основними причинами цього стали складна геологічна будова родовища, неоднорідність колекторських властивостей пластів, різні темпи вироблення запасів у межах окремих блоків та природне виснаження енергетичного потенціалу покладів. Крім того, на ефективність роботи свердловин впливали технічні фактори, пов'язані зі зношенням обладнання та необхідністю проведення ремонтних робіт.

Одним із найважливіших результатів проведеного аналізу стало виявлення проблеми обводнення свердловин, яка є характерною для більшості родовищ на пізніх стадіях розробки. Обводнення призводить до зниження дебітів нафти, збільшення витрат на підготовку продукції, підвищення навантаження на технологічне обладнання та загального зменшення економічної ефективності видобутку. Аналіз показав, що для боротьби з даним явищем необхідно застосовувати комплекс заходів, до яких належать ремонтно-ізоляційні роботи, оптимізація режимів експлуатації свердловин, використання сучасних технологій контролю руху пластових флюїдів та своєчасне проведення досліджень технічного стану свердловин.

Під час виконання роботи було детально проаналізовано систему збору, підготовки та транспортування продукції свердловин. Встановлено, що існуюча інфраструктура забезпечує можливість безпечного транспортування видобутої продукції до пунктів підготовки та подальшої передачі споживачам. Застосування сучасних технологій сепарації та підготовки вуглеводневої сировини дозволяє забезпечити необхідні показники якості нафти та газу, а також мінімізувати втрати продукції під час транспортування. Разом із тим проведений аналіз показав доцільність подальшого вдосконалення окремих елементів виробничої інфраструктури з метою підвищення надійності та економічної ефективності роботи підприємства.

У роботі також було досліджено особливості застосування різних способів експлуатації свердловин. Аналіз показав, що в процесі розробки родовища використовувалися як фонтанний, так і механізовані способи видобутку. Перехід від фонтанної експлуатації до механізованої є закономірним процесом для родовищ, які перебувають на пізніх стадіях розробки. При цьому ефективність роботи свердловин значною мірою залежить від правильного вибору обладнання, дотримання оптимальних технологічних режимів та своєчасного виконання ремонтних і профілактичних заходів.

Важливим напрямком дослідження стало вивчення сучасних методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів. Аналіз літературних джерел і виробничого досвіду показав, що застосування геолого-технічних заходів є одним із найбільш ефективних інструментів підвищення продуктивності свердловин та збільшення коефіцієнта вилучення запасів. До таких заходів належать кислотні обробки привибійної зони пласта, гідророзрив пласта, ремонтно-ізоляційні роботи, оптимізація системи підтримання пластового тиску та інші сучасні технології. На мою думку, саме впровадження подібних рішень може забезпечити додатковий приріст видобутку на родовищі та продовжити термін його ефективної експлуатації.

Проведений аналіз системи контролю розробки показав, що регулярний моніторинг основних показників роботи свердловин є необхідною умовою ефективного управління процесом видобутку. Контроль пластового тиску, дебітів свердловин, обводненості продукції, газового фактора та інших параметрів дозволяє своєчасно виявляти негативні тенденції та приймати обґрунтовані технічні рішення. В умовах високого ступеня виробленості запасів значення систематичного контролю ще більше зростає, оскільки будь-які зміни в роботі покладів можуть суттєво вплинути на кінцевий рівень нафтовилучення.

Окремий розділ роботи був присвячений питанням охорони праці та безпеки життєдіяльності. У ході дослідження було проаналізовано основні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, характерні для нафтогазовидобувної галузі. До них належать підвищена пожежна та вибухова небезпека, наявність шкідливих газів, робота з обладнанням під високим тиском, використання електротехнічного обладнання та виконання робіт у складних виробничих умовах. Встановлено, що дотримання вимог нормативної документації, використання сучасних засобів індивідуального захисту та постійний контроль за станом виробничого середовища є необхідними умовами забезпечення безпечної роботи персоналу.

Також було розглянуто питання пожежної безпеки та захисту працівників у надзвичайних ситуаціях. Виконані розрахунки та проведений аналіз показали, що за умови дотримання встановлених вимог рівень безпеки на виробничих об'єктах відповідає чинним нормативам. Разом із тим важливо постійно вдосконалювати систему виробничої безпеки, враховуючи сучасні вимоги та особливості роботи нафтогазовидобувних підприємств.

На підставі проведеного дослідження можна зробити висновок, що Матлахівське нафтогазоконденсатне родовище, незважаючи на тривалий період експлуатації та значний ступінь виробленості запасів, зберігає потенціал для подальшого ефективного освоєння. Для забезпечення стабільного рівня видобутку необхідно продовжувати роботи з удосконалення системи контролю розробки, здійснювати моніторинг технічного стану свердловин, впроваджувати сучасні геолого-технічні заходи та підтримувати належний рівень виробничої безпеки.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
2. Атлас родовищ нафти і газу України : у 6 т. / гол. ред. М. М. Іванюта. — Львів : Центр Європи, 1998.
3. Геолого-економічна оцінка запасів Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища Чернігівської та Сумської областей: Звіт НДПІ ПАТ "Укрнафта" за наряд замовленням № 410693: О. Хомин, В. Коваль [та інші.]. – Івано-Франківськ, 2016. – 975 с.
4. Доповнення до проекту розробки Матлахівського родовища: Звіт НДПІ ПАТ "Укрнафта" за наряд-замовленням № 410562 / С. Олесків, І. Бабець [та інші.]. – Івано-Франківськ, 2017. – 62 с.
5. Лабораторний практикум із фізики нафтового, газового та газоконденсатного пласта. Наливайко О. І., Ромашко О.В., Капцова Н.І.. Харків : ХНУМГ імені О.М. Бекетова, 2019. – 72 с.
6. Охорона надр / В. С. Бойко, В. С. Білецький // Енциклопедія Сучасної України [Електронний ресурс] / Редкол.: І. М. Дзюба, А. І. Жуковський, М. Г. Железняк [та ін.] ; НАН України, НТШ. – К. : Інститут енциклопедичних досліджень НАН України, 2022..
7. Матлахівське нафтогазове родовище / Д. Є. Макаренко // Енциклопедія Сучасної України [Електронний ресурс] / редкол. : І. М. Дзюба, А. І. Жуковський, М. Г. Железняк [та ін.] ; НАН України, НТШ. – Київ: Інститут енциклопедичних досліджень НАН України, 2018. – Режим доступу: <https://esu.com.ua/article-67024>. – DOI: 10.5281/zenodo.19800228
8. Методика виконання курсового проекту «Аналіз добувних можливостей свердловин, що обладнанні штанговими свердловинними насосними установками (ШСНУ)» Наливайко О.І., Ромашко О.В. Навчально-методичний посібник Полтава: ПолтНТУ, 2025. – 66с.
9. Наливайко О.І. / Конспект лекцій із дисципліни «Технологія видобування нафти» – Полтава: ПолтНТУ, 2016. – 107 с.
10. Уточнений проект промислової розробки Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища: Звіт НДПІ ПАТ "Укрнафта" – Івано-Франківськ, 2022. – 320 с.