Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТОЧНОГО СТАНУ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗРОБКИ МІЛЬКІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

Розробив магістрант групи 601-МВ Голінка Є.О.
Керівник роботи Гораль Л.Т.

2025

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

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

До захисту

Завідувач кафедри
в.о. директора інституту
Євгеній ГОЛІНКА

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему *Характеристика поточного стану та перспективи розробки Мільківського нафтогазоконденсатного родовища*

Пояснювальна записка

Керівник
Професор, д.е.н., професор
Гораль Л.Т.
посада, наук. ступінь, ПІБ
підпис, дата

Виконавець роботи
Голінка Євгеній Олександрович
студент, ПІБ
група *601-МВ*
підпис, дата

Консультант за 1 розділом
к.т.н., доц. Мєдвєдєв А.
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом
к.т.н., доц. Мєкенбовський О.В
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом
к.т.н., доц. Шестеренко Т.М
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
доц., к.т.н. Рубель В.Ф
посада, *наук.ступінь, ПІБ, підпис*

Дата захисту *21.01.25*

Полтава, 2025

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Освітньо-кваліфікаційний рівень: *Магістр*
Спеціальність *185 Нафтогазова інженерія та технології*
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

в.о. завідувача кафедри
"17" 09 2025 року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Голінка Євгеній Олександрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: *Характеристика поточного стану та перспективи розробки Мільківського нафтогазоконденсатного родовища*
Керівник роботи Гораль Ліліана Тарасівна, д.е.н., професор
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом закладу вищої освіти від "09" 08 2024 року №88-Д
2. Строк подання студентом роботи 12.01 2026 року
3. Вихідні дані до роботи *1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи, конспекти лекцій. 2. Проекти розробки чи технологічні схеми розробки родовищ (за необхідності). 3. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 4. Технологічні режими роботи свердловин та експлуатаційні карточки свердловин.*
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ 1 Інформаційно-оглядова частина.
2. Експериментальна частина.
3. Теоретична частина (Аналітика. Моделювання).
4. Впровадження результатів досліджень
Висновки по проекту.
5. Перелік графічного матеріалу

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	к.т.н, доц. Лерецьке В.		
2	к.т.н. доц Шевченковська		
3	к.т.н., доц. Пестушко Б.М		
4	доц. к.т.н. Рубець В.П		

7. Дата видачі завдання 14.12.2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10 – 03.11
2	Експериментальна частина	04.11 – 24.11
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	25.11 – 15.12
4	Упровадження результатів досліджень	16.12 – 05.01
5	Оформлення та узгодження роботи	06.01 – 12.01
6	Попередні захисти робіт	13.01 – 17.01
7	Захист магістерської роботи	

Студент _____ Гойіка Є.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Горак
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Голінка Є.О. Характеристика поточного стану та перспективи розробки Мільківського нафтогазоконденсатного родовища. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2024.

У роботі представлено всебічний аналіз поточного стану та перспектив розробки Мільківського нафтогазоконденсатного родовища, яке є важливим джерелом вуглеводнів для енергетичного сектору України.

У розділі 1 висвітлена геологічна характеристика родовища, розглядаються основні показники розробки, геологічна будова, промислова нафтогазоносність, запаси та фізико-хімічні властивості флюїдів, що дозволяє оцінити потенціал родовища та визначити мету і завдання дослідження.

У розділі 2 проаналізовано показники розробки родовища, зокрема характеристику фонду свердловин, стан розробки продуктивних горизонтів та ефективність експлуатації свердловин. Наведено висновки щодо поточного стану експлуатації.

У розділі 3 зосереджено на характеристиці подальшої розробки родовища. Описано базовий варіант промислової розробки, причини відхилень від проєктних показників та шляхи їх усунення.

У розділі 4 проаналізовано методи попередження утворення гідратопарафінових відкладень, включаючи використання інгібіторів гідрато- та парафіноутворення.

У загальних висновках підсумовано результати роботи, які спрямовані на підвищення ефективності експлуатації Мільківського НГКР.

Ключові слова: нафтогазоконденсатне родовище, розробка, свердловина, дебіт, електровідцентровий насос, гідрати газу, парафін, інгібітор, депресатор.

ЗМІСТ

ВСТУП 2
РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА МІЛЬКІВСЬКОГО РОДОВИЩА. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ 4
1.1 Основні показники розробки та зміст проєкту розробки покладу 4
1.2 Геологічна будова Мільківського родовища 7
1.3 Промислова нафтогазоносніть та запаси Мільківського родовища 11
1.4 Фізико-хімічні властивості флюїдів Мільківського родовища 15
1.5 Висновки за розділом 1. Мета та задачі досліджень 17
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ МІЛЬКІВСЬКОГО НГКР 19
2.1 Характеристика фонду свердловин Мільківського родовища 19
2.2 Аналіз розробки продуктивних горизонтів Мільківського родовища 22
2.3 Аналіз експлуатації свердловин Мільківського родовища 32
2.4 Висновки за розділом 2 39
РОЗДІЛ 3 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДАЛЬШОЇ РОЗРОБКИ МІЛЬКІВСЬКОГО НГКР 41
3.1 Характеристика базового варіанту промислової розробки Мільківського НГКР 41
3.2 Причини відхилень від проєктних показників 45
3.3 Висновки за розділом 3 48
РОЗДІЛ 4 ПОПЕРЕДЖЕННЯ УТВОРЕННЯ ГІДРАТОПАРАФІНОВИХ ВІДКЛАДІВ НА МІЛЬКІВСЬКОМУ РОДОВИЩІ 49
4.1 Інгібітори гідратоутворення 49
4.2 Інгібітори парафіноутворення 52
4.3 Висновки за розділом 4 56
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ 57
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 58
ДОДАТКИ 64
Додаток А Узагальнені показники розробки покладів Мільківського родовища станом на 01.09.2022 року

ВСТУП

Актуальність роботи. Мільківське нафтогазоконденсатне родовище, яке належить НГВУ «Чернігівнафтогаз» НАК «Нафтогаз України», є одним із провідних за видобутком вільного газу, забезпечуючи 57,58% від загального обсягу видобутку, що становить 12,75 млн м³.

Родовище має стратегічне значення для енергетичного сектору України, але його розробка стикається з низкою викликів. Частина покладів перебуває на завершальній стадії розробки, а значна обводненість ускладнює ефективну експлуатацію. Зниження продуктивності свердловин, необхідність управління залишковими запасами та проблема гідратопарафінових відкладень створюють додаткові труднощі.

Оптимізація технологій розробки, запобігання негативним процесам та впровадження сучасних рішень дозволять підвищити економічну ефективність видобутку, продовжити термін експлуатації родовища та сприяти енергетичній незалежності України.

Мета роботи – проведення аналізу поточного стану та визначення перспектив подальшої розробки Мільківського НГКР.

Основні задачі досліджень:

– вивчити геологічну будову та промислову нафтогазоносність Мільківського родовища;

– провести аналіз фізико-хімічних властивостей флюїдів родовища;

– дослідити поточні показники розробки та експлуатації свердловин;

– запропонувати варіанти оптимізації подальшої розробки родовища;

– розробити рекомендації для попередження утворення гідратопарафінових відкладів.

Об'єкт дослідження – процеси видобутку вуглеводнів на Мільківському нафтогазоконденсатному родовищі.

Предмет дослідження – геолого-технічні та технологічні аспекти розробки Мільківського родовища, а також запобігання гідратопарафіновим відкладенням.

Методи досліджень:

– аналіз літературних джерел;

– порівняльний аналіз використано для оцінки ефективності застосування інгібіторів у різних умовах

– графоаналітичний метод візуалізації результатів аналізу.

Наукова новизна отриманих результатів полягає в наступному:

Узагальнено проєктні рішення з подальшої розробки Мільківського нафтогазоконденсатного родовища з наданням рекомендацій щодо попередження гідратопарафінових відкладів.

Практичне значення отриманих результатів полягає в наступному: рекомендації з оптимізації розробки Мільківського родовища можуть бути адаптовані до інших подібних родовищ .

Особистий внесок автора роботи полягає у:

– проведенні літературного пошуку та його обробці;

– систематизації даних щодо подальшої розробки родовища з наданням рекомендацій стосовно вибору інгібіторів гідратопарафінових відкладів.

Структура та об'єм роботи. Магістерська робота складається з вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел (51). Робота виконана на 65 сторінках, містить 11 таблиць, 12 рисунків.

Робота виконана на кафедрі нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» під керівництвом д.е.н., професора Гораль Ліліани Тарасівни.

РОЗДІЛ 1
ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА МІЛЬКІВСЬКОГО РОДОВИЩА. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1 Основні показники розробки та зміст проєкту розробки покладу

Нафтогазоконденсатне родовище – це складний об'єкт видобування, що містить нафту, природний газ і конденсат [2, 13].

До основних технологічних й техніко-економічних показників розробки покладів відносяться:

– поточний видобуток (середньорічний) вуглеводнів;

– сумарний видобуток вуглеводнів;

– обводненість покладу;

– поточний та накопичений водо-нафтовий фактор;

– поточне та накопичене закачування води;

– компенсація відбору вуглеводнів закачуванням;

– коефіцієнт нафто-, газо-, конденсатовіддачі;

– кількість свердловин;

– пластовий і вибійний тиски;

– газовий фактор;

– дебіт (середній) видобувних свердловин;

– прийомистість нагнітальних свердловин та ін [34, 43].

До основних технологічних проектних документів, згідно з якими здійснюється пробна експлуатація, промислова розробка родовищ та проводяться дослідно-промислові роботи з використання методів підвищення вилучення вуглеводнів і випробування нових технологій належать:

– проект пробної експлуатації;

– технологічна схема дослідно-промислової розробки;

– технологічна схема розробки;

– проект розробки;

– уточнений проект розробки;

– аналіз розробки [32].

Усі технологічні проектні документи розробки повинні містити:

– рівномірне розбурювання покладу чи родовища в цілому;

– ефективне та раціональне використання затверджених запасів вуглеводнів і супутніх компонентів;

– недопущення втрат балансових запасів через вибіркове відпрацювання найпродуктивніших покладів або ділянок родовища;

– рекомендації з дорозвідки родовища;

– обґрунтування експлуатаційних об'єктів, що виділено для подальшої самостійної розробки [29, 38].

Для забезпечення ефективного, безпечного і раціонального освоєння запасів вуглеводнів при проектуванні розробки родовища розглядається кілька альтернативних підходів і технологічних рішень. Варіантність дозволяє враховувати різні геологічні, технічні, економічні та екологічні умови, а також адаптувати розробку до можливих змін у майбутньому. Наприклад, різні сценарії моделювання пластів включають оптимістичний, базовий та песимістичний прогнози.

Базовий проєкт розробки – це комплексний технічний документ, який визначає основні принципи, методи та засоби освоєння родовища для забезпечення ефективного, раціонального та безпечного видобутку вуглеводнів з урахуванням геологічних, економічних, екологічних та технічних умов.

Основними складовими базового проєкту розробки є:

– геологічна частина, що включає опис будови родовища та характеристику колекторів, аналіз запасів вуглеводнів (початкових і залишкових), оцінку пластового тиску, температури, гідродинамічних умов;

– гідродинамічне моделювання з розробкою математичної моделі пласта для прогнозування його поведінки, оцінкою впливу різних методів видобутку на продуктивність тощо [27];

– технологічна частина, в якій виконується вибір способів експлуатації свердловин (наприклад, фонтанний, насосний, газліфтний), розробка схеми підтримки пластового тиску (наприклад, закачування води, газу чи іншого робочого агенту), планування сітки свердловин (експлуатаційних, нагнітальних, контрольних), визначаються вимоги до систем збору та промислової підготовки продукції свердловин, а також обґрунтовується комплекс геофізичних і гідродинамічних досліджень свердловин тощо;

– економічний аналіз з розрахунком витрат на буріння, облаштування, розробку та експлуатацію свердловин;

– екологічна частина, що вміщує оцінку впливу розробки родовища на довкілля, розробку заходів із запобігання забрудненню ґрунтів, вод та атмосферного повітря тощо;

– техніка безпеки, пожежна безпека в процесі застосування методів підвищення видобування вуглеводнів з пластів тощо [3, 5, 48].

Базовий проект є обов'язковим етапом для початку розробки родовища та служить основою для подальшої деталізації інженерних рішень.

До основних геолого-технологічних аспектів перспектив розробки родовищ відноситься:

– можливий приріст запасів за рахунок проведення додаткових геологорозвідувальних робіт на існуючій або сусідніх територіях;

– видобуток залишкових запасів шляхом впровадження третинних методів видобутку;

– упровадження систем цифрового моніторингу свердловин;

– використання методів підвищення дебіту існуючих свердловин шляхом проведення гідророзриву, розбурювання додаткових стовбурів, використання методів інтенсифікації [8, 48].

1.2 Геологічна будова Мільківського родовища

Мільківське нафтогазоконденсатне родовище (НГКР) розташоване на території Прилуцького району Чернігівської області на відстані 10 км від м. Прилуки, між селами Мільки, Валки, Боршна. (рис. 1.1).

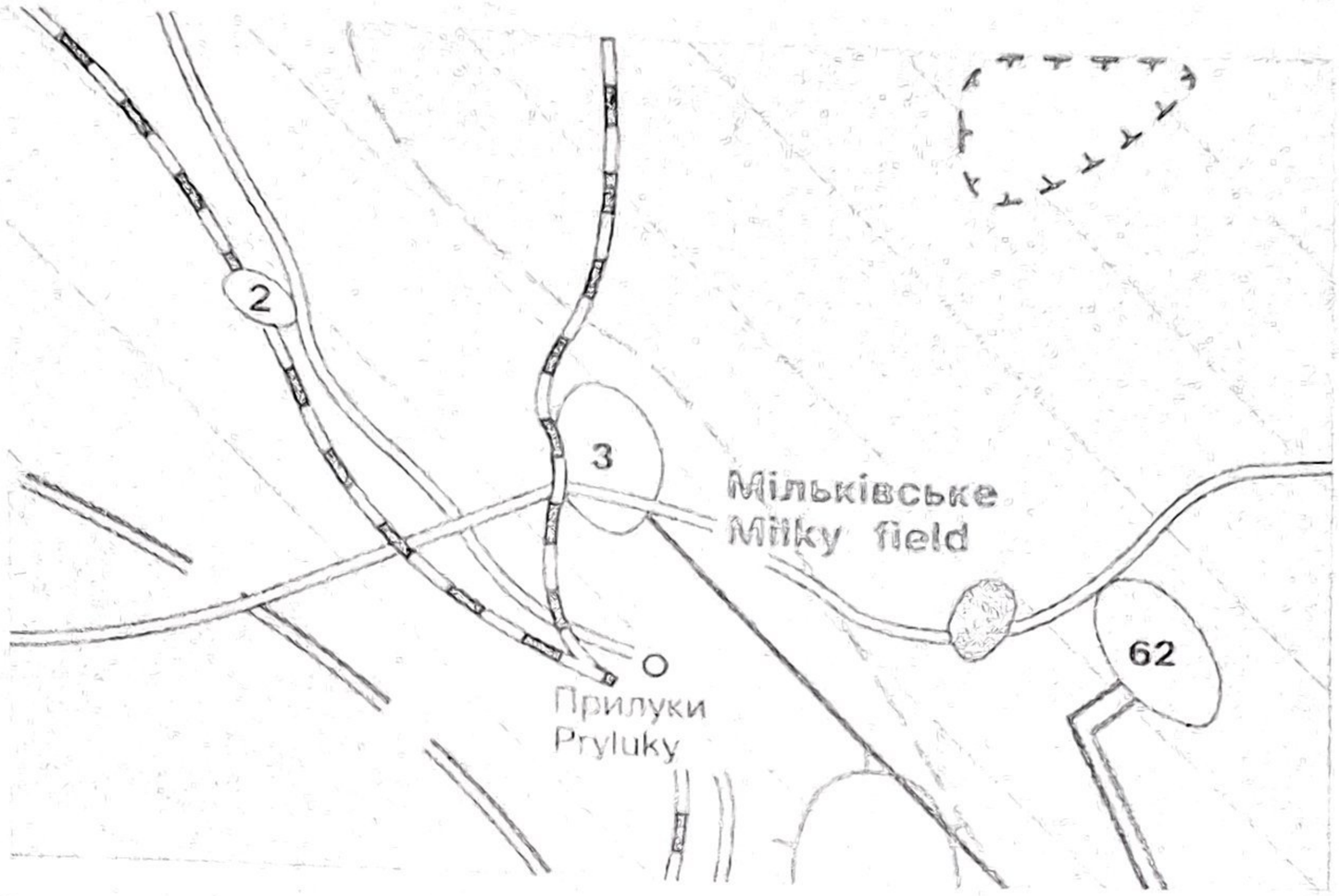


Рисунок 1.1 – Ситуаційна схема Мільківського НГКР [1]

У тектонічному відношенні родовище знаходиться в приосьовій зоні західної частини Дніпровсько-Донецької западини. Воно належить до Глинсько-Солохівського газонафтоносного району Східного нафтогазоносного регіону України.

У 1966 – 1967 сейсморозвідкою МВХ структура виявлена і підготовлена до пошуково-розвідувального буріння по відбиваючих горизонтах пермі та карбону. Глибоке буріння розпочате 1967 року. У 1968 році родовище відкрите Прилуцькою експедицією глибокого буріння тресту «Чернігівнафтогазрозвідка». Проведено випробування свердловини №3 з верхньо-візейських відкладів (продуктивний горизонт В-18в в інтервалі 3048 – 3053 м), з якої одержано приплив газу дебітом 53,25 тис $м^3$/добу через діафрагму діаметром 5 мм. В цьому ж році родовище прийняте на Державний баланс.

З 1967 по 1976 було пробурено 11 пошукових та розвідувальних свердловин, якими розкрито розріз від четвертинних до девонських відкладів (рис. 1.2).

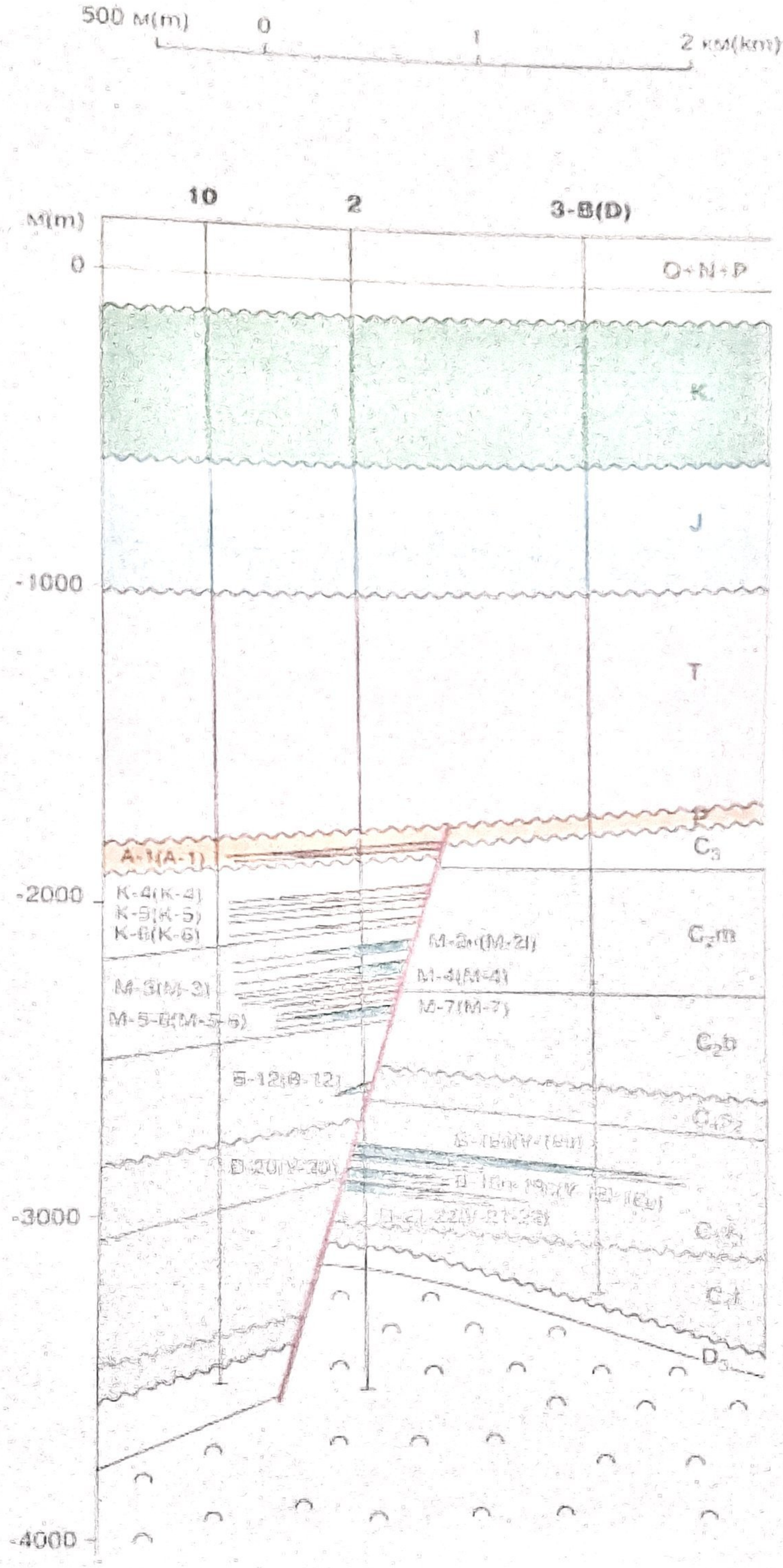


Рисунок 1.2 – Геологічний розріз [1]

У геологічній будові осадового чохла в районі Мільківського родовища приймають участь палеозойські, мезозойські та кайнозойські відклади.

Родовище приурочене до Мільківської солянокупольної структури (рис. 1.3), яка є пасткою для нафтових і газових горизонтів та сприяє їх накопиченню [31].

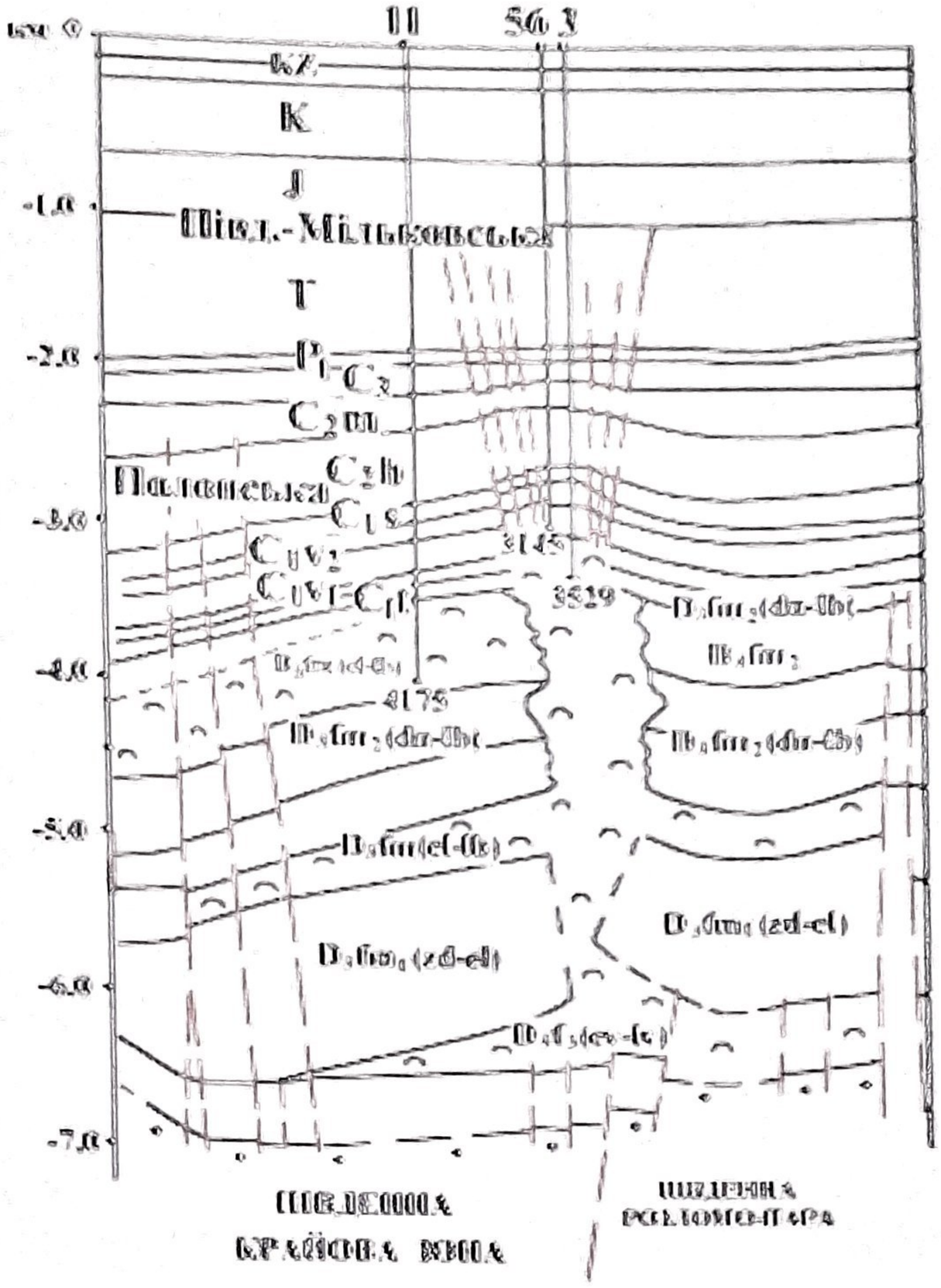


Рисунок 1.3 – Мільківська соляна структура [31]

По покрівлі горизонту А-1 (перм) структура має куполоподібну форму, південно-східне крило якої зрізане скидовим порушенням (рис. 1.4). Північно-західний блок її займає більш низьке гіпсометричне положення відносно південно-східного. В межах скиду та ізогіпси -1870 м розміри структури 1,6х1,0 м, амплітуда 30 м.

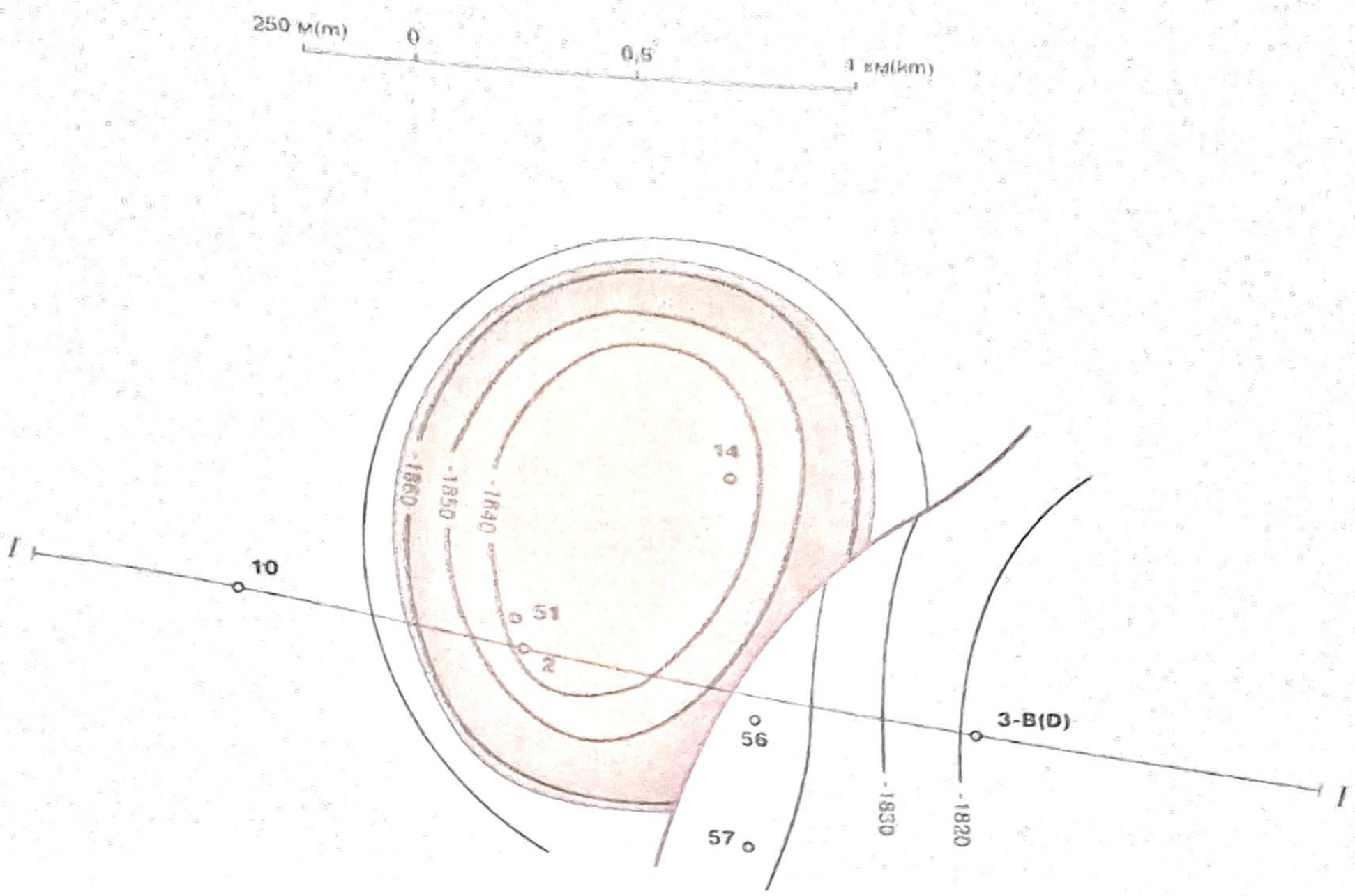


Рисунок 1.4 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту А-1 [1]

У тектонічному відношенні, у відкладах нижнього карбону, Мільківська структура ускладнена двома порушеннями. Більш старе порушення – перо, що затухає в низах башкирських відкладів, та регіональне порушення ділять Мільківське родовище на блоки.

Промислово продуктивні в північно-західному блоці відклади пермі, верхнього карбону, московського і башкирського ярусів середнього карбону. Усі поклади пластові склепінні тектонічно екрановані, в деяких випадках літологічно обмежені.

За геологічною будовою та розповсюдженням колекторів Мільківське родовище відноситься до складно-побудованих, а за величиною видобувних запасів вуглеводнів – до дрібних [1, 33].

1.3 Промислова нафтогазоносніть та запаси Мільківського родовища

В 1976 році (за результатами буріння 17 свердловин) виконано підрахунок запасів нафти, газу і конденсату Мільківського родовища, що затверджений ДКЗ 05.03.1977 (протокол № 7821).

Геолого-економічна оцінка запасів та ресурсів вільного газу, конденсату, нафти та розчиненого газу Мільківського родовища виконана в 2019 році. Проектним документом, згідно з яким родовище розробляється, є «Проект промислової розробки Мільківського нафтогазоконденсатного родовища» [33], виконаний у 2020 році.

Спеціальний дозвіл № 1597 на користування надрами видано власнику ПАТ «Укрнафта» НГВУ «Чернігівнафтогаз» від 05.10.1998 терміном на 20 років. Згідно наказу № 525 від 27.12.2018 термін дії спеціального дозволу на користування надрами продовжено на 20 років до 05.10.2038. Загальна площа ліцензійних ділянок становить 5,79 км^2 [19, 37].

У «ГЕО запасів вуглеводнів Мільківського нафтогазоконденсатного родовища Чернігівської області» (2019) виконано аналіз геолого-промислових та геофізичних матеріалів, уточнено геологічну будову родовища, визначено підрахункові параметри, обґрунтовано підрахунок запасів вуглеводнів та їх класифікацію згідно з міжнародним трипорядковим цифровим кодом.

Промислова нафтогазоносність Мільківського родовища пов'язана з теригенними та теригенно-карбонатними колекторами асельського яруса пермі, московського та башкирського ярусів середнього карбону та серпуховського і візейського ярусів нижнього карбону. Поклади вуглеводнів виявлені у горизонтах А, К-4, К-5, К-6, М-1, М-2, М-3, М-4, М-5, М-7, Б-2, Б-3в, Б-3н, Б-4, Б-5, Б-7, Б-9, Б-12в, Б-12н, С-5, В-15, В-16н1, В-16н3, В-17, В-18в, В-18н+19, В-20, В-21, В-22 [1, 19, 33].

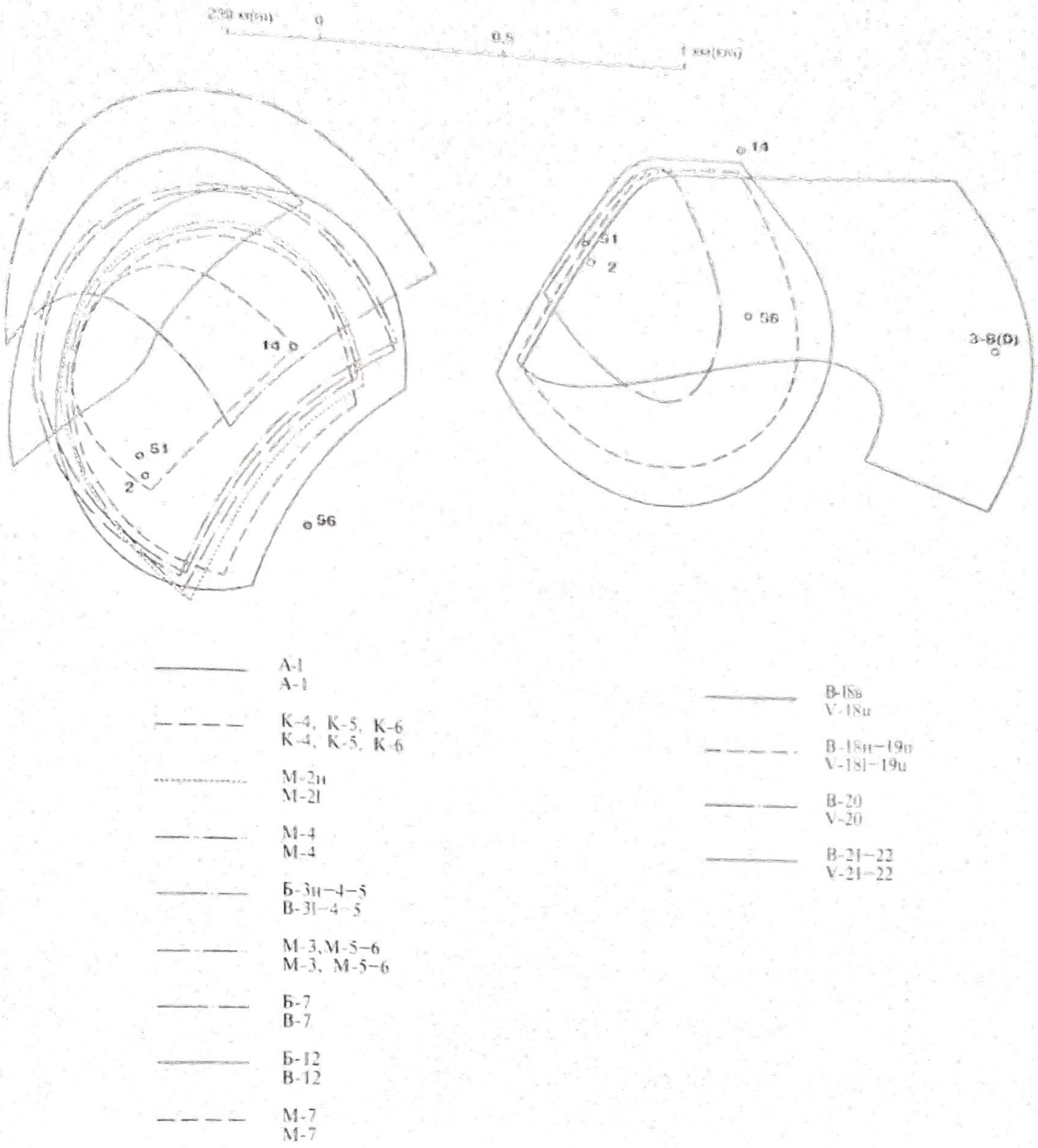


Рисунок 1.5 – Схема зіставлення контурів покладів за С.В. Гальченком [1]

В інтервалі глибин від 1840 м до 2920 м виділено 38 покладів нафти та газу в 29 продуктивних горизонтах, з яких:

– 25 розроблялися: А, К-4, К-5, К-6, М-1, М-2, М-3, М-4, М-5, М-7, Б-3в, Б-5, Б-7, Б-9, Б-12в (блок І), Б-12н, С-5 (блок І), В-16н1, В-17, В-18в (св. 3), В-18в (св. 6), В-18н-19, В-20, В-21, В-22;

– для 4-ох покладів продуктивність підтверджена випробуваннями: Б-2, Б-3н, Б-4, Б-5;

– решта 9 покладів є нафтогазонасиченими згідно геофізичних досліджень: А (св. 73), М-3 (св. 56), М-4 (св. 56), М-5 (св. 56), Б-12в (II блок), С5 (II блок), В-15, В-16н3, В-18в (св. 73).

Поклади вуглеводнів переважно пластові у склепінних пастках з елементами літологічного заміщення, приурочені до брахіантиклінальної структури, яка розбита зустрічними скидами на блоки.

В «Авторському нагляді за реалізацією проектних технологічних документів по розробці родовищ нафти та газу НГВУ «Чернігівнафтогаз» за 2020 рік наведено зіставлення підрахункових параметрів та запасів вуглеводнів, які уточнені в ГЕО 2019 році.

За результатами розподілу видобутих рідких і легких вуглеводнів сума нафти і конденсату дорівнює 2016 + 228 = 2244 тис т, вільного і розчиненого газу – 1227 + 322 = 1549 млн $м^3$. В той же час згідно інформації наданої надрокористувачем, видобуток нафти і конденсату разом становлять 2244 тис т (1862 + 382 тис т), а вільного і розчиненого газу – 1549 млн $м^3$ (1345 + 204 млн $м^3$). Причиною невідповідності є загальний облік вилучених вуглеводнів надрокористувачем з нафтогазових покладів.

Згідно результатів проведеної ГЕО значна частина родовища промислово освоєна. Недостатньо вивченими залишалися поклади продуктивних горизонтів М-1, В-15, В-16н2, Б-12в і С-5 в блоці II, які взагалі не випробовувалися, та Б-2, Б-3в, Б-3н, Б-4, Б-5, В-18в промислова характеристика яких в повній мірі не встановлена.

За результатами економічної оцінки виявлено п’ять об’єктів (В-22, Б-7, М-4, К-6, К-5), в процесі розробки яких не настає рентабельних періодів, хоча з них проводять видобуток вуглеводнів. Проте економічний ефект від вироблення запасів вуглеводнів решти об’єктів перекриває видатки на розробку

п'яти перелічених. Розробка родовища загалом вважається економічно доцільною.

За даними Державного балансу запасів України станом на 01.01.2018 року поточні запаси вуглеводнів Мільківського родовища мали значення, наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Поточні запаси вуглеводнів станом на 01.01.2018 [37]

Корисна копалина, супутній компонент	Одиниця виміру	Категорія запасів	Поточні запаси вуглеводнів станом на 01.01.2018					
			загальні	балансові			позабалансові	
				достовірні	вірогідні			
				Код класу				
				111	121	122	221	222
Нафта	тис т	$A+B+C_1$	3483	496	2		2985	
		A	1373	102	1		1270	
		B	70				70	
		C_1	2040	394	1		1645	
		C_2	1032	1032		369		663
Газ розчинений у нафті	млн $м^3$	$A+B+C_1$	1165	332			833	
		C_1	1165	332			833	
		C_2	500			144		356
Вільний газ	млн $м^3$	$A+B+C_1$	723	704	13		6	
		C_1	723	704	13		6	
		C_2	267			267		
Конденсат	тис т	$A+B+C_1$	359	65	47		247	
		C_1	359	65	47		247	
		C_2	88			44		44

З 01.09.2021 по 01.09.2022 отримана нова промислова інформація по горизонту М-1 в блоці І, яка доповнює уявлення про геологічну будову родовища. За ступенем детальності геологічного вивчення і категоріями розвіданості покладу запаси газу були віднесені до попередньо розвіданих категорії С2. По аналогії з нижчезалягаючим газоносним горизонтом М-2 очікувалося, що поклад продуктивного горизонту М-1 також буде газонасиченим. Горизонт М-1 товщиною 2 – 7 м залягає в покрівельній частині верхньомосковського під'ярусу московського ярусу середнього карбону. Поклад вуглеводнів розкритий всіма розвідувальними і експлуатаційними свердловинами. За даними ГДС розріз горизонту газонасичений в свердловинах

№№2, 13, 14, 15, 16, 51, 52, 53, 54, 55, 59, 61, 62, 64, 67, 68, 71 та 72. У свердловинах №№56, 58, 60, 63, 69 70 та 73 горизонт ущільнений. Станом на 01.09.2022 поклад продуктивного горизонту М-1 підтверджено як газонасичений та здійснюється його розробка двома свердловинами – №14, 61 .

У результаті проведення геологорозвідувальних робіт протягом 2021 року на родовищах підприємства АТ «НАК «Нафтогаз України» (ПАТ «Укрнафта» та АТ «Укргазвидобування») приріст балансових запасів природного газу по Мільківському родовищу склав 32 млн $м^3$, а балансових запасів природного конденсату – 3 тис т [17].

1.4 Фізико-хімічні властивості флюїдів Мільківського родовища

У табл. 1.2 відображені дані про фізико-хімічні властивості пластової нафти Мільківського родовища, що була відібрана зі св. 53. Нафта має високий газовий фактор (91,6 $м^3/м^3$) і низьку в'язкість (7,3 мПа·с).

Таблиця 1.2 – Фізико-хімічні властивості нафти Мільківського родовища

Показник	Значення
Температура пласта, °С	82
Тиск насичення, МПа	11,4
Коефіцієнт стисливості $\times 10^{-4}$, $МПа^{-1}$	14,9
Коефіцієнт термічного розширення $\times 10^{-4}$, 1/град	12,2
Густина нафти при 293 К і Р=0 МПа, $кг/м^3$	845,2
В'язкість нафти при 293 К, мПа·с	5,6 – 8,3
Усадка нафти від Р=19,6 МПа, %	26,3
Усадка залишкова від тиску насичення, %	35,6
Об'ємний коефіцієнт від Р=19,6 МПа	1,34
Газовміст, $м^3/т$	108,3
Газовміст, $м^3/ м^3$	91,6
Густина газу 293 К і Р=0,1 МПа, $кг/м^3$	1,263

При зниженні температури в стовбурі свердловини, відбувається не тільки

випадання парафіну, але й утворення реологічних структур, які перешкоджають запуску установок в роботу.

При підйомі насосно-компресорних труб в період ремонту свердловин проводився відбір твердих проб, компонентний склад яких наведено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Вміст твердих відкладів в нафті Мільківського родовища

№ свердловини	Загальна маса, г	Вміст, %						Глибина відбору, м
		води	нафти	механічних домішок	асфальтенів	смол	парафіну	
18/3	290,6	72,5	26,7	0,7	25,4	8,45	8,27	150
18/3	199,5	64,1	35	0,5	10,7	8,44	2,45	250
27/15	68,02	84	13,6	0,9	10,8	3,93	9,3	150
27/15	73,4	76,0	23,9	0,1	0,49	6,33	10,9	250

Наявність значної кількості вологи в відібраних відкладів свідчить про наявність в НКТ гідратів газу разом з парафіном, що сформовані в період зупинки свердловини або в попередній перед зупинкою період. Таким чином, в твердих відкладах свердловин Мільківського родовища присутні як парафін (до 10%), так і пластова вода в досить великому (до 80 %) об'ємі. Отже, можливе утворення в НКТ свердловин як парафінової пробки, так і гідратів газу.

Склад попутного газу наведено в таблиці 1.4 [33].

Таблиця 1.4 – Вміст компонентів в попутному газі Мільківського родовища

Компонент	Масова концентрація, %	Молярна частка
CH_4	72,6	0,8289
C_2H_6	13,12	0,0792
C_3H_8	9,64	0,0400
i-C_4H_{10}	2,89	0,0091
n-C_4H_{10}	5,39	0,0176
i-C_5H_{12}	1,48	0,0039
n-C_5H_{12}	1,58	0,0042
C_6H_{14}	0,58	0,0013
CO_2	0,82	0,0038
N_2	1,8	0,0117

Вміст вільного газу на Мільківському родовищі – 35 %, сума важких вуглеводнів у вільних газах досягає 58,6 % [10].

1.5 Висновки за розділом 1. Мета та задачі досліджень

1. Нафтогазоконденсатне родовище – це складний об'єкт видобування, що містить нафту, природний газ і конденсат. Будь-яка розробка родовища характеризується технологічними та техніко-економічними показниками. Основним технологічним проектним документом є проект розробки родовища, зокрема базовий проект розробки визначає основні принципи, методи та засоби освоєння родовища для забезпечення ефективного, раціонального та безпечного видобутку вуглеводнів з урахуванням геологічних, економічних, екологічних та технічних умов.

2. Мільківське НГКР розташоване на території Прилуцького району Чернігівської області. Промислово продуктивні в північно-західному блоці відклади пермі, верхнього карбону, московського і башкирського ярусів середнього карбону, а також у візейському ярусі нижнього карбону. Загальний поверх нафтогазоносності 1100 м. В інтервалі глибин від 1840 м до 2920 м виділено 38 покладів нафти та газу в 29 продуктивних горизонтах.

3. Мільківське НГКР розробляється ПАТ «Укрнафта» НГВУ «Чернігівнафтогаз» згідно з «Проектом промислової розробки Мільківського нафтогазоконденсатного родовища» та на основі спеціального дозволу на користування надрами №1597, що діє до 05.10.2038 року. Загальна площа ліцензійних ділянок – 5,79 км².

4. За результатами розподілу видобутих рідких і легких вуглеводнів сума нафти і конденсату дорівнює 2244 тис. т, вільного і розчиненого газу – 1549 млн м^3. Значна частина родовища промислово освоєна. Недостатньо вивченими залишалися поклади продуктивних горизонтів М-1, В-15, В-16н2, Б-12в і С-5 в блоці II, які взагалі не випробовувалися, та Б-2, Б-3в, Б-3н, Б-4, Б-5, В-

18в промислова характеристика яких в повній мірі не встановлена. Розробка родовища загалом вважається економічно доцільною.

5. Нафта Мільківського НГКР має високий газовий фактор (91,6 $м^3/м^3$) і низьку в'язкість (7,3 мПа·с). Вміст вільного газу на родовищі – 35 %, сума важких вуглеводнів у вільних газах досягає 58,6 %. За аналізом твердих проб в свердловинах Мільківського родовища визначено, що можливе утворення в НКТ свердловин як парафінової пробки, так і гідратів газу.

Таким чином, **метою** магістерської роботи є проведення аналізу поточного стану та визначення перспектив подальшої розробки Мільківського НГКР.

Основні задачі досліджень:

– вивчити геологічну будову та промислову нафтогазоносність Мільківського родовища;

– провести аналіз фізико-хімічних властивостей флюїдів родовища;

– дослідити поточні показники розробки та експлуатації свердловин;

– запропонувати варіанти оптимізації подальшої розробки родовища;

– розробити рекомендації для попередження утворення гідратопарафінових відкладів.

РОЗДІЛ 2
АНАЛІЗ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ МІЛЬКІВСЬКОГО НГКР

2.1 Характеристика фонду свердловин Мільківського родовища

У 1974 році родовище введене в дослідно-промислову експлуатацію.

Промислову розробку розпочато з 1977 року відповідно до технологічної схеми. У 1997 році складено «Аналіз розробки Мільківського родовища»; у 2008 році – «Проект розробки Мільківського нафтогазоконденсатного родовища» [33], згідно з яким на даний час здійснюється розробка родовища.

У 2015 році виконано «Доповнення до проекту промислової розробки Мільківського нафтогазоконденсатного родовища» [33], де скориговано показники розробки родовища на період 2015 – 2020 років.

На 01.01.1994 на Мільківському родовищі розроблялися тільки нафтові поклади горизонтів А-1, К-6, М-4, М-5-6, В-21-22 (рис. 2.1). Діяли 18 свердловин, експлуатація яких здійснювалась фонтанним, газліфтним способами.

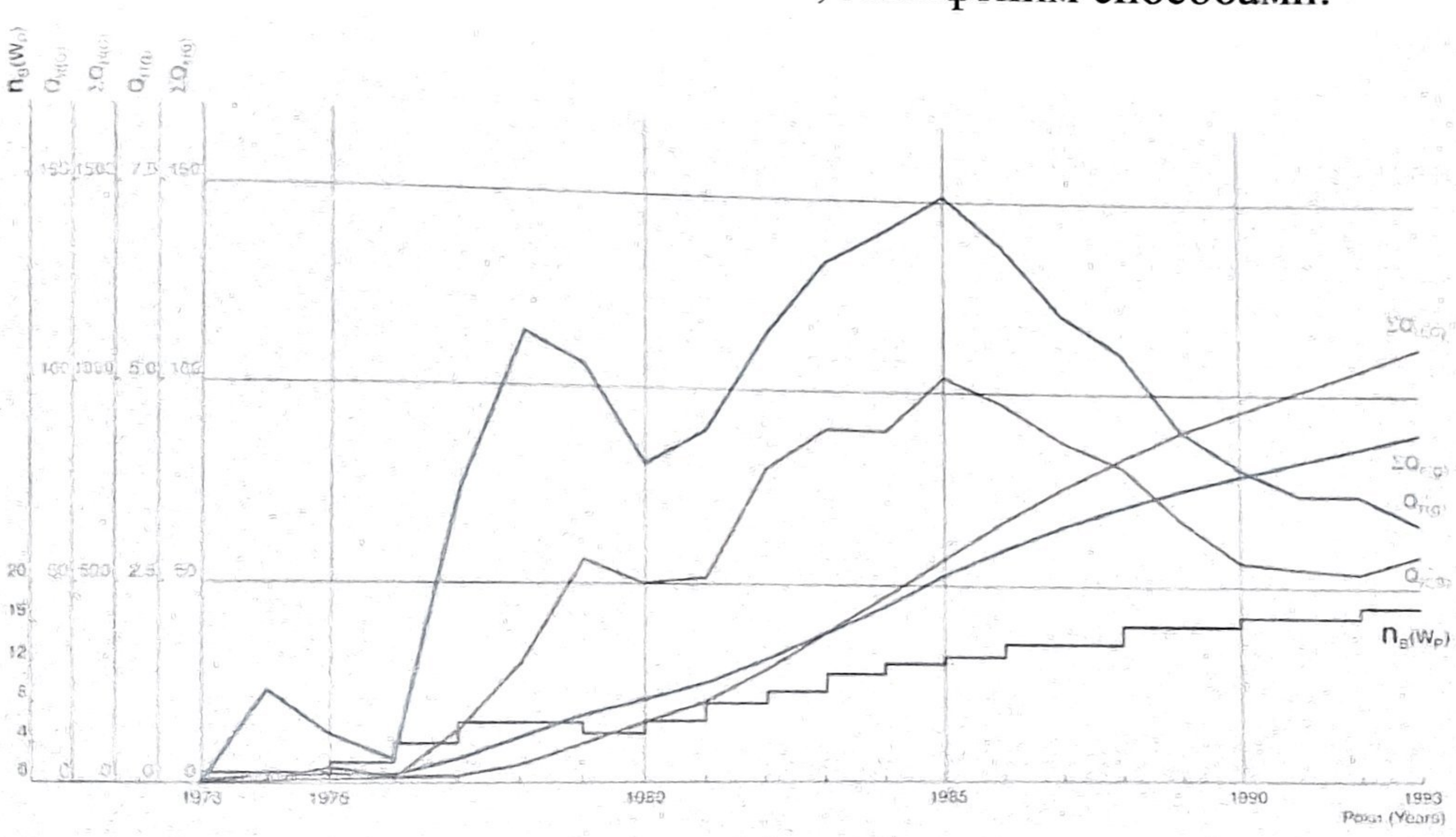


Рисунок 2.1 – Основні показники розробки станом на 1993 рік [1]

Середній темп річного відбору нафти становив 2,7% початкових видобувних запасів, а їх виробленість – 47%. Поточна нафтовіддача була невисокою – 0,20. Обводненість свердловин була значною з самого початку експлуатації. Істотне зниження пластового тиску відбувалося в перші 4 роки розробки, а потім він стабілізувався, що свідчить про активний водонапірний режим. Розробка нафтових покладів завершувалась.

За період розвідки та розробки Мільківського родовища пробурено 41 свердловину, з яких 11 свердловин (№№1, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 211) в процесі розвідки ліквідовано з геологічних причин, одну свердловину (№17) – ліквідовано з технічних причин після розвідувального буріння, одну свердловину (№6) ліквідовано після експлуатації з технічних причин. Із 12 пошуково-розвідувальних свердловин, пробурених на родовищі, п'ять (№№2, 13, 14, 15, 16) свердловин розкрили нафтогазоконденсатні поклади. Розподіл діючого фонду нафтових та газових свердловин Мільківського родовища за основними показниками станом на 01.09.2022 представлено в табл. 2.1 та 2.2, характеристику фонду свердловин наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 1.1 – Розподіл діючого фонду нафтових свердловин Мільківського родовища за основними показниками станом на 01.09.2022

Фонд свердловин	Обводнення свердловин, %					Дебіт нафти, т/д				ГФ, $м^3/т$			
	Безводна продукція	<10	10 – 50	50 – 90	>90	<1	1 – 10	10 – 50	>50	<100	100 – 300	300 – 1000	>1000
шт.	–	–	–	–	12	–	12	–	–	2	7	3	–
%	–	–	–	–	100	–	100	–	–	17	58	25	–

Станом на 01.09.2022 в діючому фонді знаходилося 12 нафтових і 10 газових свердловин. Чотири свердловини (№№ 13, 56, 57, 60) знаходилися у п'єзометричному фонді, дві свердловини в бездіяльності (№№ 52, 73). За період 2021 – 2022 на родовищі в розробці перебували поклади горизонтів: К-4, К-5, К-6, М-1, М-2, М-3, М-4, Б-3в, Б-5, Б-7, В-16, В-17, В-22 [33].

Таблиця 2.2 – Розподіл діючого фонду газових свердловин Мільківського родовища за основними показниками станом на 01.09.2022

Фонд свердловин	Дебіт газу, тис. м³/д				КФ, г/м³				ГВФ, л/тис. м³			
	<1	1 – 10	10 – 50	>50	<100	100 – 500	500 – 1000	>1000	<100	100 – 500	500 – 1000	>1000
шт.	5	3	2	–	4	2	–	4	5	–	–	5
%	50	30	20	–	40	20	–	40	50	–	–	50

Таблиця 2.3 – Характеристика фонду свердловин Мільківського родовища станом на 01.09.2022

Фонд	Характеристика фонду свердловин	Кількість
нафтові свердловини	Загальний фонд	26
	Експлуатаційний фонд	13
	Діючі	12
	із них: фонтанні	–
	ЕВН	12
	ШГН	–
	газліфт	–
	В бездії	1
	В простої	–
	В освоєнні після буріння	–
	В консервації	–
	П’єзометричні	4
	В очікуванні ліквідації	–
	Ліквідовані	9
газові свердловини	Загальний фонд	16
	Експлуатаційний фонд	11
	Діючі	10
	В без дії	1
	В освоєнні після буріння	–
	В консервації	–
	П’єзометричні	–
	В очікуванні ліквідації	–
	Ліквідовані	5

2.2 Аналіз розробки продуктивних горизонтів Мільківського родовища

Горизонт В-22 (блок II) – нафтовий поклад з газовою шапкою, розробляється з 1975 року. У різний час на покладі експлуатувалися 8 свердловин – №№ 51, 56, 57, 63, 65, 69, 70, 73. Свердловина №69 перебуває в експлуатації на горизонті впродовж усього терміну його розробки. Режим розробки покладу – пружно-водонапірний. Початковий пластовий тиск складав 32,8 МПа, тиск насичення – 21,2 МПа. Нафтова частина покладу розроблялася свердловинами №№56, 57, 65, 69, 70 та 73.

Газова шапка покладу горизонту В-22 введена в розробку в квітні 1977 року свердловиною №51. Розробка газової шапки вважається завершеною і подальша дорозробка об'єкту передбачається свердловиною №69.

Горизонт В-22 практично вироблений, поклад знаходиться на завершальній стадії розробки. Видобувні свердловини обводнюються контурною водою. Основну частку (85 %) від загального видобутку нафти з покладу видобуто свердловинами №№ 56, 57, 69.

За період з 01.01.2021 по 01.09.2022 поклад розроблявся однією свердловиною №69, середньорічний дебіт нафти якої в звітному році становить 2,9 т/добу при обводненні продукції 94,2 %, газовий фактор ГФ – 284 м^3/т.

Станом на 01.09.2022 з покладу горизонту В-22 з газової шапки видобуто 6,371 млн м^3 вільного газу і 1,466 тис т конденсату, з нафтової частини накопичений видобуток становить: 164,828 тис т нафти, 724,158 тис т рідини, 35,067 млн м^3 газу. Поточний коефіцієнт нафтовилучення – 0,522.

Горизонт В-17 (блок II). Поклад пластовий склепінний, тектонічно екранований. Газоконденсатний горизонт В-17 розпочатий розробкою в листопаді 2014 року св. 70. Початковий дебіт вільного газу становив 123,7 тис м^3/добу та конденсату 22,8 т/добу, вода в продукції практично відсутня. Пластовий тиск заміряний в кінці листопада 2014 становив 26,4 МПа. З лютого

2015 в продукції свердловини різко зріст вміст води (до 631 г/м^3) і свердловина припинила фонтанувати. З грудня 2014 року свердловину переведено на механізований спосіб експлуатації з дебітом газу 23,4 тис. м^3/добу, конденсату – 31 т/добу та води – 85,4 т/добу.

Наступний період експлуатації характеризується відносно стабільним рівнем відборів води (30 – 33 тис т/рік) та поступовим зниженням дебіту вільного газу та конденсату.

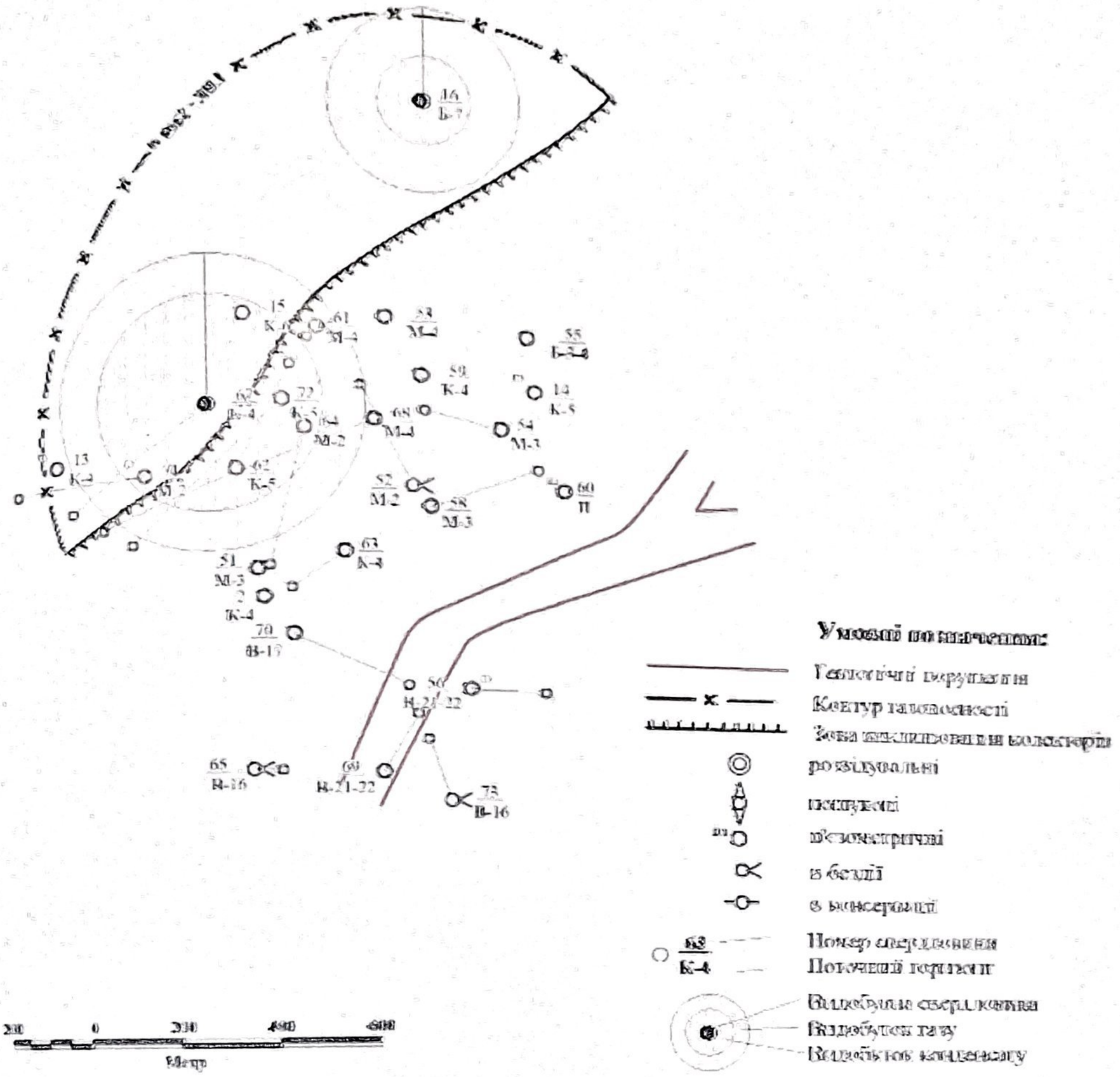
За вісім місяців 2022 свердловиною видобуто 0,282 млн м^3 газу, 0,821 тис т конденсату, середньодобовий дебіт вільного газу – 1,23 тис м^3/добу, конденсату – 2,59 т/добу. Станом на 01.09.2022 накопичений видобуток по горизонту складає: 30,801 млн м^3 газу та 21,573 тис т конденсату. Поточний коефіцієнт газовилучення – 0,906.

Горизонт В-16н1 (блок II). Поклад пластовий склепінний, тектонічно екранований, літологічно обмежений. Газоконденсатний горизонт В-16н1 розроблявся свердловинами №65 та №73. Першою в червні 2014 введена в експлуатацію свердловина №73, початковий дебіт газу складав 133,7 тис м^3/добу, конденсату – 4,7 т/добу, вміст води в продукції становив 29,2 г/м^3. Після нетривалої роботи, до вересня 2014, свердловина припинила фонтанувати, внаслідок задавлювання пластовою рідиною (на вибію вода густиною 1,11 г/м^3).

Розробка покладу поновлена свердловиною №65 в травні 2016 року. Дебіт газу становив 62,8 тис м^3/добу, конденсату – 7,7 т/добу, вміст води в продукції свердловини 3,8 г/м^3. Упродовж 2016 – 2020 років свердловина працювала періодично, внаслідок скупчення рідини на вибію. Пластовий тиск за період експлуатації знизився до 12,3 МПа (листопад 2019). Розробка покладу проводилася за умов газового режиму. В 2021 горизонт розроблявся свердловинами №52, 65, 73, річний видобуток становив 5,594 млн м^3 газу та 0,386 тис т конденсату, а за вісім місяців 2022 отримано видобуток – 1,628 млн м^3 газу та 0,084 тис т конденсату.

Станом на 01.09.2022 горизонт розробляється тільки свердловиною №65. Накопичений видобуток становить 34,035 млн м^3 газу та 2,134 тис. т конденсату, поточний КВГ – 0,486.

Горизонт Б-7 (блок І). В експлуатації на горизонті знаходилися свердловини №16 і №67 (рис. 2.2). Газовий поклад почав розроблятися свердловиною №16 в жовтні 1995. Початковий дебіт газу становив 19,9 тис м^3/добу і конденсату – 1,3 т/добу. Початковий пластовий тиск становив 28 МПа.



Свердловина	Видобуток газу, млн м3	Видобуток конденсату, тис. т	Видобуток вод, тис. т
16	19,417	1,888	0,009
67	31,385	4,680	0,004

Рисунок 2.2 – Карта накопичених відборів з горизонту Б-7

У процесі розробки покладу виявлено слабку активність законтурної води. При дослідженнях свердловини №16 на початку розробки горизонту Б-7 отримано високий конденсатний фактор (до 427 $см^3/м^3$). Свердловина №16 при експлуатації заповнювалася конденсатом, що пояснюється його випадінням з газу та накопиченням на вибію свердловини через низькі дебіти газу. Розробка покладу здійснюється на газовому режимі.

Упродовж 01.2021 – 09.2022 поклад експлуатувався тільки однією свердловиною №16, середньорічний дебіт якої менше 0,1 тис $м^3$/добу. Накопичений видобуток по горизонту станом на початок вересня 2022 року становив: 50,824 млн $м^3$ газу і 6,568 тис т конденсату. Поточний коефіцієнт вилучення газу – 0,759. Запаси покладу практично вироблені.

Горизонти Б-5 (блок І) та Б-3в (блок І). Поклади пластові, літологічно обмежені, тектонічно екрановані. Розробка цих покладів проводилася сумісно єдиною свердловиною №55.

У квітні 2015 свердловина №55 введена в експлуатацію на поклади у відкладах башкирського ярусу. Початковий дебіт газу становив 34,7 тис $м^3$/добу, конденсатний фактор був близьким до 39 $г/м^3$. Наступний період експлуатації характеризувався поступовим зниженням робочих параметрів свердловини. На початок 2020 дебіт вільного газу свердловини 55 становив 6,1 тис $м^3$/добу, конденсату – 0,47 т/добу, вміст води в продукції – 26,8 $г/м^3$. Поточний пластовий тиск, заміряний в лютому 2019 року становив 17,8 МПа. Режим розробки покладу визначено як газовий.

У межах останнього перерахунку запасів 2019 [33], було відокремлено горизонти Б-5 та Б-3в у самостійні об'єкти розробки та проведено перерозподіл видобутку продукції між ними. Таким чином було визначено, що на 01.01.2020 з горизонту Б-5 (блок І) видобуто 7,291 млн $м^3$ вільного газу та 0,418 тис т конденсату; з горизонту Б-3в (блок І) видобуто 12,152 млн $м^3$ вільного газу та 0,696 тис т конденсату.

В період 01.2021 – 09.2022 розробка покладів горизонтів Б-5 та Б-3в продовжилася однією свердловиною №55. За вісім місяців 2022 року отримано видобуток – 0,913 млн м^3 газу та 0,080 тис т конденсату на горизонті Б-3в – 1,521 млн м^3 газу та 0,133 тис т конденсату на горизонті Б-5, а на

Накопичений видобуток з горизонту Б-5 станом на 01.09.2022 досягнув значень: 12,386 млн м^3 газу та 0,740 тис т конденсату. Поточний коефіцієнт газовилучення – 0,126.

Накопичений видобуток з горизонту Б-3в станом на 01.09.2022 досягнув значень: 20,643 млн м^3 газу та 1,232 тис. т конденсату. Поточний коефіцієнт газовилучення становить – 0,156.

Горизонт М-4 (блок І) вміщує пластовий склепінний тектонічно екранований поклад нафти. Горизонт є найбільшим за видобувними запасами нафти. Розробляється з 1982 року. Всього в експлуатації на горизонті М-4 знаходилося 9 свердловин №№ 51, 53, 54, 58, 59, 61, 62, 64, 68.

В цілому свердловини працювали стабільно. Вміст води в продукції плавно зростав, газовий фактор зберігається постійним і протягом всього періоду розробки був на рівні початкового газовмісту нафти. Практично весь поклад охоплено дренуванням існуючим фондом свердловин. Поклад має активний гідродинамічний зв'язок із законтурною зоною.

У процесі розробки відбувалося проникнення в поклад контурних пластових вод. Найбільш інтенсивно вода проникала з північного заходу на південний схід, в сторону тектонічного екрану. Випереджуючих проривів пластової води в поклад не спостерігалося. Поклад знаходиться на завершальній стадії розробки.

У 2021 році видобуто 1,912 тис т нафти, 122,731 тис т рідини і 0,102 млн м^3 газу. Впродовж 2022 розробку горизонту здійснювали дві свердловини – №53 та №68, які експлуатувалися механізованим способом за допомогою електровідцентрових насосів (ЕВН), середньорічні дебіти нафти склали 1,89 т/добу та 3,5 т/добу відповідно при обводненні продукції понад 98%. Накопичений видобуток вуглеводнів з горизонту М-4 станом на 01.09.2022

становить: 696,185 тис т нафти, 53,295 млн м^3 газу та 5346,665 тис т рідини. Досягнуто високого поточного коефіцієнту нафтовилучення – 0,609, ступінь виробленості видобувних запасів понад 100 %.

Горизонт М-3 (блок І) вміщує пластовий склепінний тектонічно екранований поклад нафти з газовою шапкою. Об'єкт характеризується як поклад з підошовною водою. Розробка нафтогазоконденсатного покладу горизонту М-3 проводилася 6 свердловинами №№ 51, 52, 54, 58, 64, 67.

В липні 2004 в експлуатацію введена свердловина №52 з початковим дебітом газу 20 тис м^3/добу, конденсату – 21,6 т/добу. Початковий пластовий тиск становив 24 МПа. З початку розробки покладу визначений високий конденсатний фактор 909 – 1088 г/м^3. Для вивчення газоконденсатної характеристики проведено дослідження на газоконденсатність продукції свердловини. Експериментальними дослідженнями встановлено, що тиск початку конденсації вуглеводнів практично дорівнює початковому пластовому і становить 23,8 МПа. Подальше зниження тиску призводить до інтенсивного випадання рідкої фази. За результатами досліджень потенційний вміст конденсату рівний 859,2 г/см^3. Аналізуючи показники експлуатації свердловини №52 можна зробити висновок, що горизонт М-3 відноситься до газоконденсатних покладів з нафтовою облямівкою. Згідно з уточненою геологічною будовою свердловина розробляла одночасно нафтову облямівку і газову шапку.

З травня 2008 року на горизонті введено в експлуатацію свердловину №54, а в червні 2007 року свердловину №58 з початковим дебітом газу 71,5 тис м^3/добу, дебітом конденсату – 57,9 т/добу. Свердловина №64 введена в експлуатацію на горизонт М-3 в липні 2011 з початковим дебітом газу 189,5 тис м^3/добу, конденсату – 71,8 т/добу. З грудня 2013 року свердловина переведена на залеглий вище горизонт, внаслідок припинення фонтанування. Свердловина № 67 введена в експлуатацію на горизонт М-3 в грудні 2012 року з початковим дебітом газу 75,0 тис м^3/добу, конденсату – 27,9 т/добу. В травні 2013 додатково перфоровано горизонт М-2 в інтервалі 2368 – 2376 м. З кінця 2013 року свердловина не

фонтанує, проведена соляно-кислотна обробка результатів не дала, свердловина перейшла в бездію.

В цілому розробка покладу проводилася із значним зростанням частки води в продукції свердловин. Значна частина свердловин після припинення фонтанування була переведена на залеглі вище горизонти, хоча після переведення свердловин на механізований спосіб експлуатації, видобуток вуглеводнів поновлювався, проте із значним вмістом води. Режим розробки покладу визначено як пружно-водонапірний.

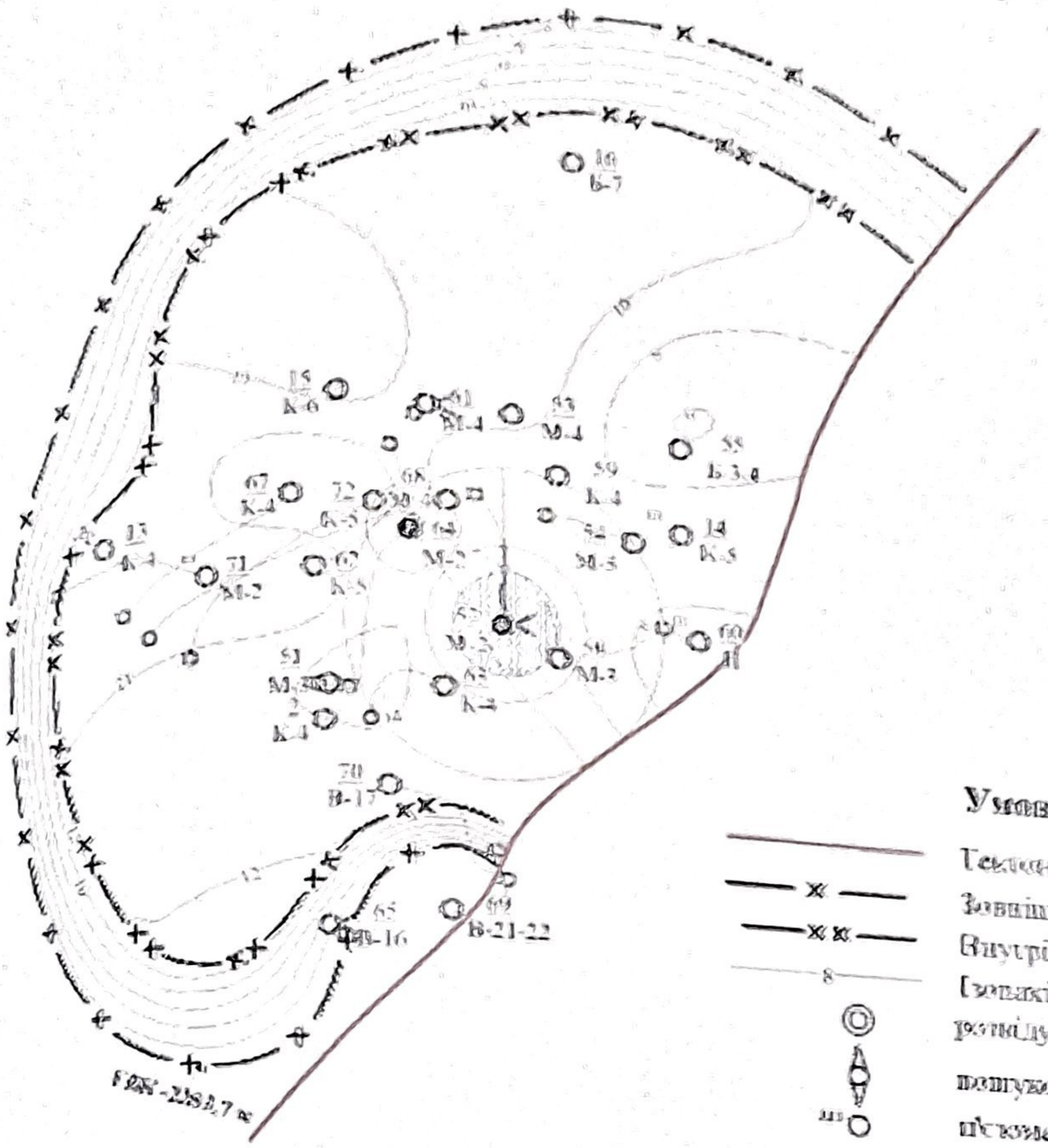
Згідно зі звітністю по видобутку НГВУ «Чернігівнафтогаз», вся продукція горизонту М-3 обліковувалася як вільний газ і конденсат. В межах останнього перерахунку запасів 2019 року [33], проведено перерозподіл видобутої продукції, зокрема між нафтою та конденсатом, а також вільним газом та розчиненим.

Таким чином станом на 01.01.2020 з горизонту М-3 (блок І) видобуто 152,207 тис т нафти та 108,741 млн м^3 розчиненого газу, 320,688 млн м^3 вільного газу та 112,221 тис т конденсату. Поточний коефіцієнт вилучення нафти досяг 0,248, коефіцієнт газовилучення з газової шапки – 0,839.

Розробка газової частини покладу в 2021 – 2022 здійснювалася свердловинами №№ 51, 54, 58. Рівень видобутку невисокий, так в 2021 році середньорічний дебіт газу по покладу – 0,5 тис м^3/д. За 2021 з горизонту видобуто 0,493 млн м^3 газу та 1,414 тис т конденсату. За вісім місяців 2022 видобуток становив: 0,273 млн м^3 газу та 1,053 тис т конденсату. Накопичений видобуток станом на 01.09.2022 досяг значень – 322,653 млн м^3 газу і 115,043 тис т конденсату. Поточний коефіцієнт газовилучення становить 0,845.

Горизонт М-2 (блок І) вміщує поклад газу, пластовий склепінний, тектонічно екранований. Розробка покладу розпочата в червні 2008 року свердловиною №52. Свердловина №52 введена в експлуатацію з дебітом вільного газу 162 тис м^3/добу, конденсату – 53 т/добу, вода в продукції практично відсутня. Свердловина №64 введена в експлуатацію в листопаді 2013 року. Початковий дебіт газу становив 52,2 тис м^3/добу за пластового тиску 4,71 МПа. Всього у

видобувному фонді перебувало три свердловини – №№14, 52 та 64 (рис. 2.3). Свердловина №14 введена в експлуатацію у 2021, видобуток за даний рік виявився мізерним, склавши тільки 0,017 млн м^3 газу та 44 кг конденсату.



Свердловина	Видобуток газу, млн м3	Видобуток конденсату, тис. т	Видобуток води, тис. т
52	214,742	40,168	1,385
64	39,684	3,294	0,431

Рисунок 2.3 – Карта накопичених відборів з горизонту М-2

у період 01.2021 – 09.2022 поклад розроблявся 2 свердловинами – №14 та №64. За 2021 з горизонту видобуто 0,145 млн м^3 газу та 0,057 тис. т конденсату, середньорічний дебіт газу склав 0,32 тис м^3/добу, КФ 393,1 г/м^3. За вісім місяців 2022 видобуто 2,989 млн м^3 газу та 0,073 тис т конденсату. Станом на 01.09.2022 накопичений видобуток вуглеводнів нараховує: 277,560 млн м^3 газу і 43,592 тис т конденсату, отримано поточний КВГ – 0,408.

Горизонт К-6 (блок І) вміщує склепінний поклад нафти з підошовною водою. Розробка нафтового покладу введеться з 1986 року. За період розробки на покладі експлуатувалися чотири видобувних свердловини – №№ 15, 51, 62, 72, що знаходяться в його склепінній частині. Пластовий тиск за час розробки знизився від початкового 22,3 МПа до 18 – 20 МПа. Режим розробки покладу характеризується як активний водонапірний.

Горизонт на початковій стадії розроблявся високим темпом – 9 –13 % в рік від початкових видобувних запасів. Основний видобуток нафти з покладу припадає на свердловину №15, яка введена в експлуатацію на горизонт К-6 в лютому 1986 року фонтанним способом. Початковий дебіт нафти склав 14,7 т/добу, обводнення – 58,9 %. Свердловина почала швидко обводнюватися і в березні 1986 року переведена на експлуатацію ЕВН. В подальшому обводнення продукції поступово зростало, починаючи з жовтня 1993 року обводнення досягло 90 %. Найбільш ймовірно, що швидке обводнення свердловини відбулося через негерметичність колони.

Свердловина №51 переведена на поклад в грудні 2007 року. В 2008 році дебіт нафти становив 2,6 т/добу при обводненні 93,2 %. В наступний період дебіт нафти знижувався при зростаючому обводненні. У вересні 2012 року свердловина зупинена внаслідок повного обводнення продукції, а згодом переведена на горизонт М-3. Свердловини №62 і №72 через обводнення переведені на вищезалягаючий горизонт К-5.

Упродовж 2021 – 2022 поклад розроблявся однією свердловиною №15, середньорічний дебіт нафти складав 1,1 т/добу, обводнення продукції – понад

98,5 %, ГФ – 154 м³/т. За 2021 рік з горизонту видобуто 0,278 тис т нафти та 0,043 млн м³ розчиненого газу. За вісім місяців 2022 видобуток вуглеводнів складає: 0,254 тис т нафти і 0,039 млн м³ газу. Станом на 01.09.2022 накопичений видобуток з горизонту К-6 (блок І) нараховує 158,805 тис т нафти, 1476,955 тис т рідини і 8,284 млн м³ газу, поточний КВН – 0,237. Незважаючи на досягнутий коефіцієнт нафтовилучення рівний затвердженому, потенційні видобувні можливості даного об'єкта не вичерпано.

Горизонт К-5 (блок І) вміщує пластовий склепінний тектонічно екранований поклад нафти з газовою шапкою. Розробка покладу горизонту проводилася свердловинами №2, 14, 52, 60, 62, 72.

Свердловина №2 почала пробну експлуатацію покладу в липні 1974 року фонтанним способом, але через неповний місяць роботи швидко обводнилася і припинила фонтанування. До травня 1977 року свердловина знаходилася в консервації, після чого введена в експлуатацію газліфтним способом.

У період з 01.01.2021 по 01.09.2022 поклад розроблявся 3-ма свердловинами №№52, 62 і 72, середньорічний дебіт нафти в 2021 році склав 1,8 т/добу, в 2022 році – 2,1 т/добу, обводнення продукції – 98,8%, ГФ близько 530 м³/т. У 2021 році з горизонту вилучено 1,166 тис т нафти і 0,613 млн м³ газу. За вісім місяців 2022 року видобуток вуглеводнів складає – 0,945 тис т нафти і 0,502 млн м³ газу. На початок вересня 2022 року свердловини №№ 2, 14, 52 та 60 перебувають на інших горизонтах. Накопичений видобуток вуглеводнів станом на 01.09.2022 складає 87,076 тис т нафти і 48,546 млн м³ газу. Поточний КВН – 0,176 перевищує кінцевий затверджений, однак розробка покладу продовжується.

Горизонт К-4 (блок І). Поклад пластовий склепінний. Нафтонасичена частина по всій площі продуктивності контактує з водонасиченою, тому об'єкт характеризується як поклад з підошовною водою.

Розробка горизонту триває з 1978 року і загалом здійснювалася 7-ма свердловинами – №№2, 13, 14, 60, 63, 67, 700. Основна частка від загального видобутку нафти з горизонту приходиться на свердловини №№2, 14 та 700. За час

негерметичності колони ліфтових труб. Режимні параметри існуючого насосного обладнання відповідають продуктивним характеристикам свердловини.

Свердловина № 59 переведена на горизонт К-4 в грудні 2020 року (з вересня 2019 року перебувала в консервації). В свердловині застосовується ЕВН на базі насоса ЕВН5-80-1800 на глибині спуску 1606 м (динамічний рівень від 1000 м до 1300 м), при цьому протягом звітного періоду експлуатація відбувалася з середньодобовими дебітами нафти від 1,4 т/добу до 2 т/добу, рідини – близько 100 т/добу, обводненні близько 98 %, газовому факторі – 210 м^3/т.

В свердловині №63 застосовується ЕВН номінальною продуктивністю 125 м^3/добу на глибині спуску 1341 м, при динамічному рівні на глибині близько 1080 м. Експлуатація ЕВН відбувається в зоні оптимального ККД. Протягом восьми місяців 2022 року в свердловині №63 ремонтних робіт не виконувалося. Режимні параметри існуючого насосного обладнання відповідають продуктивним характеристикам свердловини.

Свердловина №67 Мільківського родовища до листопада 2012 року експлуатувала горизонт М-5-6 механізованим способом за допомогою УЕВН. Внаслідок відсутності припливу флюїдів свердловина перебувала з 01 грудня 2014 по 20 серпня 2020 року в бездіючому фонді. Під час проведення капітального ремонту свердловин (КРС) з 22.07.2020 по 20.08.2020 свердловину переведено на залеглий вище горизонт К-4. Експлуатацію відновлено 20.08.2020 механізованим способом за допомогою УЕВН на базі насоса ЕВН5-80-1600 на глибині спуску 1502 м. Протягом восьми місяців 2022 року свердловина експлуатувалася за допомогою ЕВН з номінальною продуктивністю 80 м^3/добу, напором 1600 м на глибині спуску 1509 м (динамічний рівень 825 м), при цьому середньодобові відбори нафти становили від 5,5 т/добу до 4,1 т/добу, обводнення 95 %. Ремонтних робіт за даний період не проводилося. Умови експлуатації ЕВН в свердловині характеризуються наявністю в продукції вільного газу (середній газовий фактор за звітний період становив 394 м^3/т). Для зменшення негативного

впливу вільного газу на роботу насоса рекомендується застосування в компоновці свердловинного обладнання газозахисних пристроїв.

Свердловина 71 перебувала в контрольному фонді (п'єзометрична) з лютого 2012 року. Під час КРС (23.02.2021 – 10.03.2021) виконано перехід на горизонт К-4. Свердловину обладнали УЕВН на базі насоса ЕВН5-80-2000 на глибині спуску 1705 м, при цьому протягом звітного періоду експлуатація відбувалася з середньодобовими дебітами нафти від 5,6 т/добу до 4,5 т/добу, рідини – близько 110 т/добу, обводненням від 94,8 % до 96 %, газовому факторі близько 110 м^3/т.

Свердловина №700 Мільківського родовища після припинення фонтанування в лютому 2015 року переведена на глибинонасосний спосіб експлуатації за допомогою УЕВН. Протягом звітного періоду свердловина експлуатувалася ЕВН з номінальною продуктивністю 250 м^3/добу, напором 1700 м на глибині спуску 1710 м. Середньодобові відбори нафти становили від 6,6 т/д до 9 т/д, при обводненні до 98,1 %. В травні 2019 року під час поточного ремонту в свердловині виконано заміну негерметичних насосно-компресорних труб. Протягом восьми місяців 2022 року в свердловині ремонтних робіт не виконувалося.

Свердловина №52 переведена на горизонт К-4 в липні 2021 року. Експлуатація відбувалася за допомогою УЕВН на базі насоса ЕВН5-80-1600 на глибині спуску 1886 м (динамічний рівень близько 700 м). У вересні 2021 року свердловина зупинена по причині негерметичності експлуатаційної колони та з 01 листопада 2021 року перебуває в бездіючому фонді.

На горизонті К-5 Мільківського родовища протягом восьми місяців 2022 року працювали дві свердловини №62 і №72. В свердловинах застосовувалися УЕВН на базі насосів номінальною подачею 125 м^3/добу (свердловина №62 – типорозмір ЕВН5-125-1400 і свердловина №72 – типорозмір ЕВН5-125-1800). Глибини спуску насосів в свердловинах №62 і №72 становили відповідно 1096 м (динамічний рівень 980 м) і 1185 м (динамічний рівень 370 м).

Робота УЕВН свердловини №62 задовільна. Протягом січня – серпня 2022 року середньодобовий дебіт нафти становив від 2,8 т/добу до 1,7 т/добу, рідини від 157 т/добу до 167 т/добу, обводнення від 98,2 % до 99 % та газовий фактор від 480 м^3/т до 530 м^3/т. Ремонтних робіт за звітний період в свердловині не проводилося.

Експлуатація свердловини №72 відбувалася за допомогою ЕВН номінальною продуктивністю 125 м^3/д. Середньодобові відбори нафти за вісім місяців 2022 року становили 2,2 т/добу, рідини – 189 м^3/д, при обводненні продукції 98,9 %. Ремонтних робіт за цей період не проводилося.

Умови експлуатації ЕВН в свердловинах характеризуються наявністю в продукції свердловин вільного газу (середні газові фактори за звітний період становили: св. 62 – 502 м^3/т, св. 72 – 559 м^3/т). Для зменшення негативного впливу вільного газу на роботу насоса рекомендується застосування в компоновці свердловинного обладнання газозахисних пристроїв.

В роботі на горизонті К-6 протягом восьми місяців 2022 року перебувала одна свердловина №15. Експлуатація свердловини відбувалася за допомогою УЕВН на базі насоса ЕВН5-80-1000 на глибині спуску 1000 м (динамічний рівень від 200 м до 525 м). Середньодобовий дебіт нафти в цей період змінювався в межах від 1,5 т/добу до 0,8 т/добу, рідини – від 84 т/добу до 124 т/добу при обводненні від 98,3 % до 99,1 %.

Протягом восьми місяців 2022 року продуктивні відклади горизонту М-4 розроблялися двома свердловинами №53 і №68. Експлуатація свердловин відбувалася за допомогою УЕВН на базі насосів номінальними подачами 125 м^3/добу (св. 53) і 200 м^3/добу (св. 68).

Свердловина №53 в звітному періоді працювала за допомогою УЕВН на базі насоса ЕВН5-125-1200 на глибині спуску 903 м. Середньодобові відбори нафти змінювалися межах від 2,6 т/добу до 1,5 т/добу, рідини – від 164 т/добу до 124 т/добу при обводненні від 98,4% до 98,9 %. Протягом восьми місяців 2022 року в свердловині ремонтних робіт не проводилося.

Свердловина №68 протягом звітного періоду 2022 року експлуатувалася за допомогою УЕВН на базі насоса ЕВН5-200-1000 на глибинах спуску 892 м і 1019 м (динамічний рівень на глибині близько 730 м). За цей час в свердловині №68 виконано один плановий ремонт свердловин з метою заміни насоса.

Свердловина №61 перебувала в експлуатації на горизонті М-4 до лютого 2015 року. Зупинена по причині повного обводнення. В квітні 2015 року переведена в бездіючий фонд. Станом на 01.09.2022 в експлуатації на газовому горизонті М-1 (переведена в січні 2021 року).

Станом на 01.09.2022 горизонт В-21-22 експлуатувала свердловина №69 механізованим способом за допомогою УЕВН. В свердловині застосовувалися насоси типорозміру ЕВН5-80-2400 та ЕВН5-80-2550 на глибинах спуску відповідно 1773 м та 1782 м (динамічний рівень в інтервалі глибин від 1280 м до 1600 м). Протягом звітного періоду в свердловині №69 виконано чотири планових ремонти свердловин з метою заміни несправного насоса. Середньодобовий дебіт нафти свердловини протягом восьми місяців 2022 року змінювався в межах від 1,2 т/добу до 3,8 т/добу, дебіт рідини – від 20 т/добу до 87 т/добу, середнє обводнення 94 %, газовий фактор 284 $м^3$/т.

Протягом восьми місяців 2022 року в експлуатації на газових горизонтах М-1, М-2, М-3, Б-3в+5, Б-7, В-16н1, В-17 Мільківського родовища перебувало 10 свердловин: свердловини №14 і №61 – горизонт М-1; свердловини №14 і №64 – горизонт М-2; свердловини №№51, 54 і 58 – горизонт М-3; свердловина №55 одночасно на горизонті Б-3в та горизонті Б-5; свердловина №16 на горизонті Б-7; свердловина №65 на горизонті В-16н1; свердловина №70 на горизонті В-17.

Свердловина №61 в січні 2021 року переведена з нафтового горизонту М-4 на газовий горизонт М-1 фонтанним способом. Протягом восьми місяців 2022 року експлуатація свердловини відбувалася через штуцер діаметром 6 мм, з середньодобовим дебітом газу від 23 тис $м^3$/добу в лютому до 13 тис $м^3$/добу в серпні, конденсату – до 3 т/добу, при середніх значеннях газоконденсатного

фактору (ГКФ) 160 г/м^3, газоводяного фактору (ГВФ) 1,1 л/тис. м^3. Експлуатація відбувається в цілодобовому режимі.

У вересні 2021 року спостережна свердловина №14 переведена на газовий горизонт М-2 фонтанним способом. Експлуатація тривала до лютого 2022 року через штуцер діаметром 3 мм з середньодобовим дебітом газу 0,1 тис м^3/добу в періодичному режимі (періодичне накопичення з подальшим «стравлюванням»). У лютому 2022 року свердловину переведено на залеглий вище газовий горизонт М-1 фонтанним способом. Експлуатація протягом звітного періоду відбувалася цілодобово через штуцери діаметрами 4, 5, 6, 7 і 8 мм, при цьому середньодобові дебіти газу становили від 5 тис м^3/добу до 10 тис м^3/добу, конденсату – до 1,3 т/добу, води – не більше 0,05 т/добу.

Свердловина №64 експлуатувала газовий горизонт М-2 в 2021 року фонтанним способом. З метою недопущення накопичення на вибії рідини під час ремонтних робіт в січні 2022 року в свердловину спущений ЕВН типорозміру ЕВН5-25-2800 на глибину спуску 2307 м. В травні в свердловині виконано два поточні ремонти, під час яких застосовані насоси з більшою номінальною продуктивністю 50 м^3/добу та напорами 2600 м і 3000 м. Експлуатація відбувається цілодобово, при цьому середньодобовий дебіт газу за звітний період становив близько 17 тис м^3/добу, конденсату – 0,4 т/добу, води – 24 т/добу.

Газовий горизонт М-3 протягом восьми місяців 2022 року експлуатували свердловини №№51, 54 і 58. Свердловина №51 переведена з нафтового горизонту К-6 в квітні 2013 року. З метою освоєння свердловини після планового ремонту свердловини та недопущення накопичення на вибії рідини в компоновку підземного обладнання свердловини входить насос типорозміру ЕВН5-80-1600. За вісім місяців 2022 року середньодобовий дебіт газу становив близько 0,5 тис м^3/добу, конденсату – не перевищував 1,8 т/добу, середньодобові відбори води становили від 55 т/добу до 80 т/добу. В цілому, протягом звітного періоду в свердловині проведено два планових ремонти із заміною ЕВН. Свердловина №54 протягом восьми місяців 2022 року продовжувала експлуатувати горизонт М-3,

при цьому з метою освоєння свердловини після планового ремонту та недопущення накопичення на вибої рідини протягом року в свердловині застосовувався насос типорозміру ЕВН5-125-1800 на глибині спуску 1504 м. За звітний період середньодобовий дебіт газу склав близько 0,4 тис м^3/добу, конденсату 2,1 т/добу, при цьому середньодобові відбори води становили від 110 т/добу до 137 т/добу. За вісім місяців 2022 року в свердловині проведено один плановий ремонт із заміною ЕВН. Свердловина 58 протягом восьми місяців 2022 року працювала з середньодобовим дебітом газу до 0,4 тис м^3/добу, конденсату – не більше 1,7 т/добу, середньодобовий дебіт води змінювався в межах від 35 т/добу до 52 т/добу. В свердловину спущено насос типорозміру ЕВН5-50-1800 на глибину 1581 м. Протягом звітного періоду 2022 року в свердловині проведено один плановий ремонт по причині негерметичності НКТ. Режим експлуатації свердловини цілодобовий.

Продуктивні відклади горизонту Б-3в+5 протягом звітного періоду розроблялися однією фонтанною свердловиною №55. За вісім місяців 2022 року середньодобові дебіти газу становили до 11 тис м^3/добу, конденсату – до 1 т/добу, води – не більше 0,5 т/добу. Режим експлуатації свердловини цілодобовий. Ремонтних робіт протягом цього часу в свердловині не виконувалося.

Газовий горизонт Б-7 протягом звітного періоду експлуатувався свердловиною №16. Свердловина періодична, працює в режимі накопичення газу до тиску на буфері від 2 МПа до 5 МПа з подальшим «стравлюванням».

Газовий горизонт В-16н1 протягом восьми місяців 2022 року експлуатувався однією свердловиною №65 (в 2021 році в експлуатації перебувало и свердловини №№52, 65 і 73).

Фонтанна свердловина №52 переведена на горизонт В-16н1 в квітні 2021 року. Свердловина працювала в періодичному режимі накопичення газу з подальшим «стравлюванням». Зупинена в середині травня 2021 року та переведена на нафтовий горизонт К-4.

у квітні 2021 року в експлуатацію на газовий горизонт В-16н1 повернена свердловина №65 (зупинена 31.01.2020, в бездії з 01.03.2020). Експлуатація протягом восьми місяців 2022 року відбувалася фонтанним способом в цілодобовому режимі до 24 лютого з середньодобовим дебітом газу близько 23 тис $м^3$/добу, конденсату – 1,5 т/добу та води – 0,01 т/добу. В березні свердловина не працювала, після чого експлуатацію відновлено з квітня в періодичному режимі, при цьому середньодобові дебіти газу не перевищували 3,5 тис $м^3$/добу (конденсат виносився в незначній кількості – 0,01 т/добу).

у квітні 2021 року в експлуатацію на газовий горизонт В-16н1 повернена свердловина №73 (зупинена 24.09.2014, в бездії з 01.11.2014) фонтанним способом (періодичний режим) та по причині обводнення продуктивного горизонту зупинена в грудні 2021 року. Станом на 01.09.2022 свердловина перебуває в бездіючому фонді (з 01.02.2022) [33].

2.4 Висновки за розділом 2

1. Промислову розробку розпочато з 1977 року відповідно до технологічної схеми. У 2008 році розроблений «Проект розробки Мільківського нафтогазоконденсатного родовища», за яким здійснюється розробка родовища на даний час.

2. За період розвідки та розробки Мільківського родовища пробурено 41 свердловину, частина з яких була ліквідована з технічних та геологічних причин. Станом на 01.09.2022 в діючому фонді знаходилося 12 нафтових і 10 газових свердловин, з яких 4 (№№ 13, 56, 57, 60) знаходилися у п'єзометричному фонді, 2 (№№ 52, 73) – в бездіяльності.

3. За період 2021 – 2022 на родовищі в розробці перебували поклади горизонтів: К-4, К-5, К-6, М-1, М-2, М-3, М-4, Б-3в, Б-5, Б-7, В-16, В-17, В-22, з яких М-2, Б-3в, Б-5, Б-7 – газові; В-16, В-17 – газоконденсатні; К-4, К-5, К-6, М-4, В-22 – нафтові; М-3 – нафтогазоконденсатний.

4. Середньорічний дебіт нафти по свердловинах коливається від 1,1 до 3,8 т/добу, газу – від 0,1 до 1,23 тис м^3/добу, конденсату – від 0,057 до 2,59 т/добу. Обводнення нафтових покладів сягає 94,2 – 98,8%. Поточний коефіцієнт нафтовилучення коливається від 0,176 до 0,609, а газовилучення – від 0,126 до 0,906.

5. Нафтові свердловини експлуатуються механізованим способом за допомогою заглиблених електровідцентрових насосів номінальною продуктивністю від 80 м^3/добу до 250 м^3/добу. Газові свердловини експлуатуються фонтанним способом через штуцери діаметрами 4, 5, 6, 7 і 8 мм.

РОЗДІЛ 3
ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДАЛЬШОЇ РОЗРОБКИ МІЛЬКІВСЬКОГО НГКР

3.1 Характеристика базового варіанту промислової розробки Мільківського НГКР

Згідно з діючим проектним документом, для розробки Мільківського родовища з врахуванням стану розробки експлуатаційних об'єктів, їх співпадіння в плані, традиційних методів розробки, що застосовуються на родовищах ДДЗ, розглянуто два варіанти.

За першим варіантом розраховані технологічні показники розробки об'єктів, які будуть розроблятись існуючим фондом свердловин.

За другим варіантом – на ділянках покладів, де відсутня можливість переведення або відновлення існуючого фонду свердловин, а ступінь вилучення вуглеводневої продукції є досить низькою, проектується буріння нових експлуатаційних свердловин, зокрема це стосується об'єкта В-18в (блок II), ділянка св. 6.

Розглянуті варіанти промислової розробки експлуатаційних об'єктів Мільківського родовища наведено нижче:

– об'єкт В-22, блок II – базовий варіант – розробка діючою свердловиною №69 упродовж 2020 – 2022 років;

– об'єкт В-20, блок II – базовий варіант – розробка перевідною свердловиною №69, після відпрацювання горизонту В-22, впродовж 2023 – 2032 років;

– об'єкт В-18н-19, блок II – базовий варіант – розробка перевідною свердловиною №69, після відпрацювання горизонту В-20, впродовж 2033 – 2043 років;

– об'єкт В-18в, блок ІІ, ділянка св. 6 – другий варіант – розробка проектною свердловиною №80, з введення в експлуатацію в 2025 року, в період 2025 –2029 роки

– об'єкт В-17, блок ІІ – розробка діючою свердловиною №70, в період з 2020 – 2025 роки;

– об'єкт В-16н1, блок ІІ – базовий варіант – розробка діючою свердловиною №65, відновлення експлуатації свердловиною №73 з 2021 року, та перевідною свердловиною №70 в 2026 році, упродовж 2020 – 2030 років;

– об'єкт Б-9, блок І – базовий варіант – розробка перевідною свердловиною №72, після відпрацювання горизонту К-5, з 2022 року, та перевідною №53 з 2025 року після відпрацювання горизонту М-4, упродовж 2022 – 2028 років;

– об'єкт Б-7, блок І – базовий варіант – розробка діючою свердловиною №16, впродовж 2020 – 2021 років;

– об'єкт Б-5, блок І – базовий варіант – розробка діючою свердловиною №55 (сумісно з горизонтом Б-3в) та перевідними свердловинами №52 та №59 відповідно з горизонтів М-2 та М-4 з 2021 року, упродовж 2020 – 2033 років;

– об'єкт Б-4, блок І – базовий варіант – розробка перевідною свердловиною №54, після відпрацювання горизонту М-3, впродовж 2023 – 2030 років;

– об'єкт Б-3н, блок І – базовий варіант – розробка перевідною свердловиною №62, після відпрацювання горизонту К-5, упродовж 2022 – 2028 років;

– об'єкт Б-3в, блок І – базовий варіант – розробка діючою свердловиною №55 (сумісно з горизонтом Б-5) та перевідними свердловинами №15 (2022 рік) та №№51, 58 (2023 рік) відповідно з горизонтів К-6 та М-3, упродовж 2020 – 2035 років;

– об'єкт Б-2, блок І – базовий варіант – розробка перевідними свердловинами №№53, 62 та 63 відповідно з горизонтів Б-9, Б-3н та К-4 з 2029 року, в період 2029 – 2034 років;

– об'єкт М-7, блок І – базовий варіант – розробка перевідними свердловинами №72 та №67 відповідно з горизонтів Б-9 та К-4 з 2029 року, упродовж 2029 – 2049 років;

– об'єкт М-4, блок І – базовий варіант – розробка діючими свердловинами №53 та №68, упродовж 2020 – 2024 років;

– об'єкт М-3, блок І – базовий варіант – розробка діючими свердловинами №№51, 54 та 58, упродовж 2020 – 2022 років;

– об'єкт М-2, блок І – базовий варіант – розробка діючою свердловиною №64 та перевідними свердловинами №68 (2025 рік), з горизонту М-4, №59 (2034 рік), з горизонту Б-5 та №62 (2035 рік) з горизонту Б-2, упродовж 2020 – 2057 років;

– об'єкт К-6, блок І – базовий варіант – розробка діючою свердловиною №15, впродовж 2020 – 2021 років;

– об'єкт К-5, блок І – базовий варіант – розробка діючими свердловинами №62 та №72, упродовж 2020 – 2021 років;

– об'єкт К-4, блок І – базовий варіант – розробка діючими свердловинами №№2, 63 та 700, та перевідною свердловиною №67, в 2021 році, впродовж 2020 – 2028 років;

– об'єкт А, блок І – базовий варіант – відновлення експлуатації свердловини №14 та перевідною свердловиною №71 з 2021 року, а також заплановано перевід свердловин №2 (2025 рік, горизонт К-4), №700 (2030 рік, горизонт К-4), №54 (2032 рік, горизонт Б-4), №70 (2032 рік, горизонт В-16н1), №52 (2035 рік, горизонт Б-5), №53 та №63 (2036 рік, горизонт Б-2).

Розробка об'єктів В-21 (блок ІІ), С-5 (блок І), Б-12н (блок І), Б-12в (блок І), М 5 (блок І), зважаючи на вироблення видобувних запасів, вважається завершеною.

За період 01.2021 – 09.2022 роки на Мільківському родовищі здійснювалася розробка горизонтів: В-22 (блок ІІ), В-17 (блок ІІ), В-16н1 (блок

II), Б-7 (блок I), Б-5 (блок I), Б-3в (блок I), М-4 (блок I), М-3 (блок I), М-2 (блок I), М-1 (блок I), К-6 (блок I), К-5 (блок I), К-4 (блок I).

Узагальнені проектні рішення з подальшої розробки зведені до табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Узагальнені рішення з базового варіанту розробки Мільківського родовища

Горизонт	Тип покладу	Назви свердловини у розробці	Період розробки
Б-4 (блок I)	Газовий	54	2023 - 2030
Б-3н	Газовий	62	2022 - 2028
Б-9 (блок I)	Газовий	72, 53	2022 - 2028
Б-7 (блок I)	Газовий	16	-
Б-2	Газовий	53, 62, 63	2029 - 2034
Б-5 (блок I)	Газовий	55, 52, 59	2020 -2033
Б-3в (блок I)	Газовий	55, 51, 58	2020 - 2035
М-2 (блок I)	Газовий	59, 62, 64	2020 - 2057
В-17 (блок II)	Газоконденсатний	70	2020 - 2025
М-4 (блок I)	Нафтовий	53, 68	2020 - 2024
К-6 (блок I)	Нафтовий	15	-
В-22 (блок II)	Нафтовий з газовою шапкою	69	-
В-20 (блок II)	Нафтовий з газовою шапкою	69	2023 - 2032
В-В-18н-19 (блок II)	Нафтовий з газовою шапкою	69	2033 - 2043
К-5 (блок I)	Нафтовий з газовою шапкою	62, 72	-
К-4 (блок I)	Нафтовий з підошовною водою	2, 63, 700	2020 - 2028
М-3 (блок I)	Нафтогазоконденсатний	51, 54, 58	-
М-7 (блок I)	Нафтовий	72, 67	2029 - 2049

у 2021 році спостерігалося перевищення фактичного видобутку нафти від проектного на 1,6 % при видобувному фонді нафтових свердловин на 2 одиниці меншого від проектного; натомість отримано менший видобуток вільного газу на 12,1%, ніж передбачалося при фонді газових свердловин на 4 одиниці більшого від проектного. Дана тенденція спостерігалася і в 2022 році, враховуючи фактичні показники розробки за вісім місяців, річний видобуток

нафти більше на 7,2% за проектний, а видобуток вільного газу на 65,1% менший від проектного. Фонд діючих нафтових і газових свердловин на родовищі відповідав прогнозному. Накопичений видобуток нафти та вільного газу з родовища практично співпадає з проектними значеннями і на кінець 2022 року їх різниця становить 3,0%.

Станом на 01.09.2022 року згідно зі звітністю НГВУ «Чернігівнафтогаз» накопичений видобуток вуглеводнів з Мільківського родовища становив: 1908,180 тис т нафти, 227,565 млн м^3 нафтового газу, 1391,354 млн м^3 вільного газу і 397,430 тис т конденсату [33].

3.2 Причини відхилень від проєктних показників

Аналіз технологічних показників за 2021 рік та вісім місяців 2022 року вказує, що відхилення фактичних річних відборів вуглеводнів є по всіх об'єктах, які перебувають в розробці. Основними причинами таких розбіжностей є невідповідність фактичного експлуатаційного фонду свердловин проектному, а також більш тривала експлуатація свердловин в році, ніж прогнозувалося.

По родовищу на кінець 2022 року отримано вищий річний видобуток нафти і розчиненого газу на 7,2% і 24,8% відповідно від проектних значень. Річний видобуток вільного газу та конденсату з родовища менший від запланованого на 65,0% та 37,1% відповідно. Такі позитивні відхилення по видобутку нафти і розчиненого газу та одночасно менші показники видобутку вільного газу і конденсату обумовлені тим, що в 2022 році продовжувалась розробка нафтового покладу горизонту К-6 (блок І) свердловиною №15 та нафтового покладу горизонту К-5 (блок І) свердловинами №62 і №72, а розробка газоконденсатного горизонту Б-9 (блок І) та газового горизонту Б-3в (блок І) не була розпочата. Слід зауважити, що в період 2021 – 2022 років дійснювалась розробка газоконденсатного покладу горизонту М-1 в блоці І

свердловинами №14 та №61, що частково компенсує від'ємну різницю в показниках видобутку вільного газу і конденсату на родовищі, однак це не було враховано в діючому проектному документі через присвоєну низьку категорію запасів вуглеводнів (C_2, клас 332) по даному горизонту на основі геологічного вивчення.

Проте загалом розробка продуктивних покладів на родовищі здійснюється доволі успішно. Фактичний накопичений видобуток вуглеводнів добре корелюються з проектними як по горизонтах, так і по родовищу в цілому.

Відхилення між накопиченими показниками і проектними по родовищу на кінець звітного року становив: для видобутої нафти +0,1%, для розчиненого газу +0,5%, для вільного газу -2,9 %, для конденсату -0,7 %. Основну частину запасів вуглеводнів вже видобуто, родовище знаходиться на завершальній стадії розробки.

Проведений аналіз розробки родовища вказує на те, що основними причинами відхилення фактичних показників розробки від проектних є:

– невідповідність геологічної моделі (в тому числі величини запасів вуглеводнів), в результаті чого відмінність між фактичним та прогнозним річним видобутком вуглеводнів часто знаходиться в межах від 20 % до 50 %;

– зниження коефіцієнтів експлуатації свердловин.

Слід відзначити поступове зменшення видобувного фонду, що, крім іншого, пояснюється зменшенням об'ємів буріння.

Основними причинами виведення свердловин з видобувного фонду є:

– обводнення продуктивних покладів;

– аварійний стан експлуатаційних колон.

Виходячи з співставлення фактичних та проектних показників розробки родовищ та об'єктів розробки зокрема, рекомендується:

– перегляд доцільності подальшої експлуатації низькодебітних свердловин (мінімальний дебіт нафти 0,5 т/д, газу – 1 тис. $м^3$/д);

– виконання ряду геолого-технічних заходів з метою оптимізації видобутку та використання фонду свердловин;

– складання нових проектних документів на розробку родовищ та уточнення геологічної моделі родовищ;

– оптимізація існуючої системи збору, підготовки та транспортування свердловинної продукції;

– складання відповідних проектних документів на скид води.

Співставлення проектних і фактичних показників розробки Мільківського родовища показує перемінну в часі розбіжність між ними як в більшу, так і в меншу сторону. Для виконання прогнозних показників видобутку вуглеводнів необхідна реалізація наступних рішень передбачених діючим проектним документом: переведення свердловини №72 на газоконденсатний горизонт Б-9 (блок І), переведення свердловин №№52, 59 на газовий горизонт Б-5 (блок І), переведення свердловини №62 на газоконденсатний горизонт Б-3н (блок І), переведення свердловини №15 на газовий горизонт Б-3в (блок І), завершення розробки газоконденсатного горизонту Б-7 (блок І) та нафтових горизонтів К-5 (блок І) та К-6 (блок І). Для газоконденсатного горизонту М-1 в блоці І необхідна оцінка показників дослідно-промислової розробки.

Згідно проведеного прогнозу 2022 року показників на 2023 рік, з родовища було заплановано видобути 9,315 тис т нафти, 1,615 млн м^3 розчиненого в нафті газу, 90,494 млн м^3 вільного газу та 7,921 тис. т конденсату. Накопичений видобуток на кінець розглянутого періоду (2023 рік) з врахуванням проектних показників видобутку вуглеводнів за 2022 рік передбачається: нафти – 1927,669 тис т, розчиненого газу – 230,421 млн м^3, вільного газу – 1609,402 млн м^3, конденсату – 415,199 тис т. Фонд видобувних свердловин в період 2023 – 2024 років становив 21 одиницю – 7 нафтових та 14 газових [33].

3.3 Висновки за розділом 3

1. Станом на 01.09.2022 року згідно зі звітністю НГВУ «Чернігівнафтогаз» накопичений видобуток вуглеводнів з Мільківського родовища становив: 1908,180 тис т нафти, 227,565 млн м^3 нафтового газу, 1391,354 млн м^3 вільного газу і 397,430 тис т конденсату.

2. Розробку родовища планується проводити переважно існуючим фондом свердловин. Термін розробки деяких покладів (М-2) – 2057 рік. Розробка покладів Б-7, К-6, В-22, К-5, М-3 не прогнозувалася, хоча коефіцієнт вилучення вуглеводнів дозволяють їх подальшу розробку. Для розробки об'єкту В-18в (блок II) заплановане буріння свердловини №6.

3. Загалом розробка продуктивних покладів на родовищі здійснюється доволі успішно. Фактичний накопичений видобуток вуглеводнів добре корелюються з проектними як по горизонтах, так і по родовищу в цілому.

4. Основними причинами виведення свердловин з видобувного фонду є обводнення продуктивних покладів і аварійний стан експлуатаційних колон. Рекомендується перегляд доцільності подальшої експлуатації низькодебітних свердловин (мінімальний дебіт нафти 0,5 т/д, газу – 1 тис. м^3/д), виконання ряду геолого-технічних заходів з метою оптимізації видобутку та використання фонду свердловин, складання нових проектних документів на розробку родовищ та уточнення геологічної моделі родовищ, оптимізація існуючої системи збору, підготовки та транспортування свердловинної продукції, складання відповідних проектних документів на скид води.

РОЗДІЛ 4
ПОПЕРЕДЖЕННЯ УТВОРЕННЯ ГІДРАТОПАРАФІНОВИХ ВІДКЛАДІВ НА МІЛЬКІВСЬКОМУ РОДОВИЩІ

Під час розробки та експлуатації нафтових і газових свердловин в них спостерігається відкладання важких фракцій з вуглеводневого потоку на поверхні підземного обладнання чи в продуктивному пласті. Відбувається зниження прохідного перерізу порового каналу, що призводить до зниження продуктивності свердловини. Відклади, що накопичуються на поверхні підземного обладнання, зменшують ефективність його роботи та інколи унеможливлюють видобування вуглеводнів, або створють навіть аварійні ситуації. Під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин в них можуть утворюватися гідрати, які також ускладнюють експлуатацію свердловин [6, 7, 22].

Для попередження вказаних процесів широко використовують різні поверхнево-активні речовини (ПАР) різного складу та дії [9, 20, 26].

4.1 Інгібітори гідратоутворення

Компоненти природного газу при взаємодії з водою утворюють гідрати – тверді кристалічні сполуки, склад яких непостійний. Гідрати при високому тиску існують при позитивних (+) температурах. За наявності в газі декількох відсотків C_3H_8 (пропану) та і-C_4H_{10} (ізобутану) різко змінюються умови гідратоутворення. Наявність 1 % C_3H_8 при температурі +5 °С призводить до зниження тиску гідратоутворення чистого метану з 4,45 МПа до 2,5 МПа. Наявність 4,8 % C_3H_8 в суміші тиск гідратоутворення знижується до 1,3 МПа. При наявності в газі азоту N тиск гідратоутворення збільшується [23, 41, 42].

Для запобігання утворення інгібіторів застосовують різні інгібітори гідратоутворення [15, 49, 50].

На рис. 4.1 подані результати дослідження впливу концентрації різних інгібіторів (метанолу, Оптима-В, ІГК-1, насичений $CaCl_2$) на температуру гідратоутворення для умов Андріяшівського газового родовища.

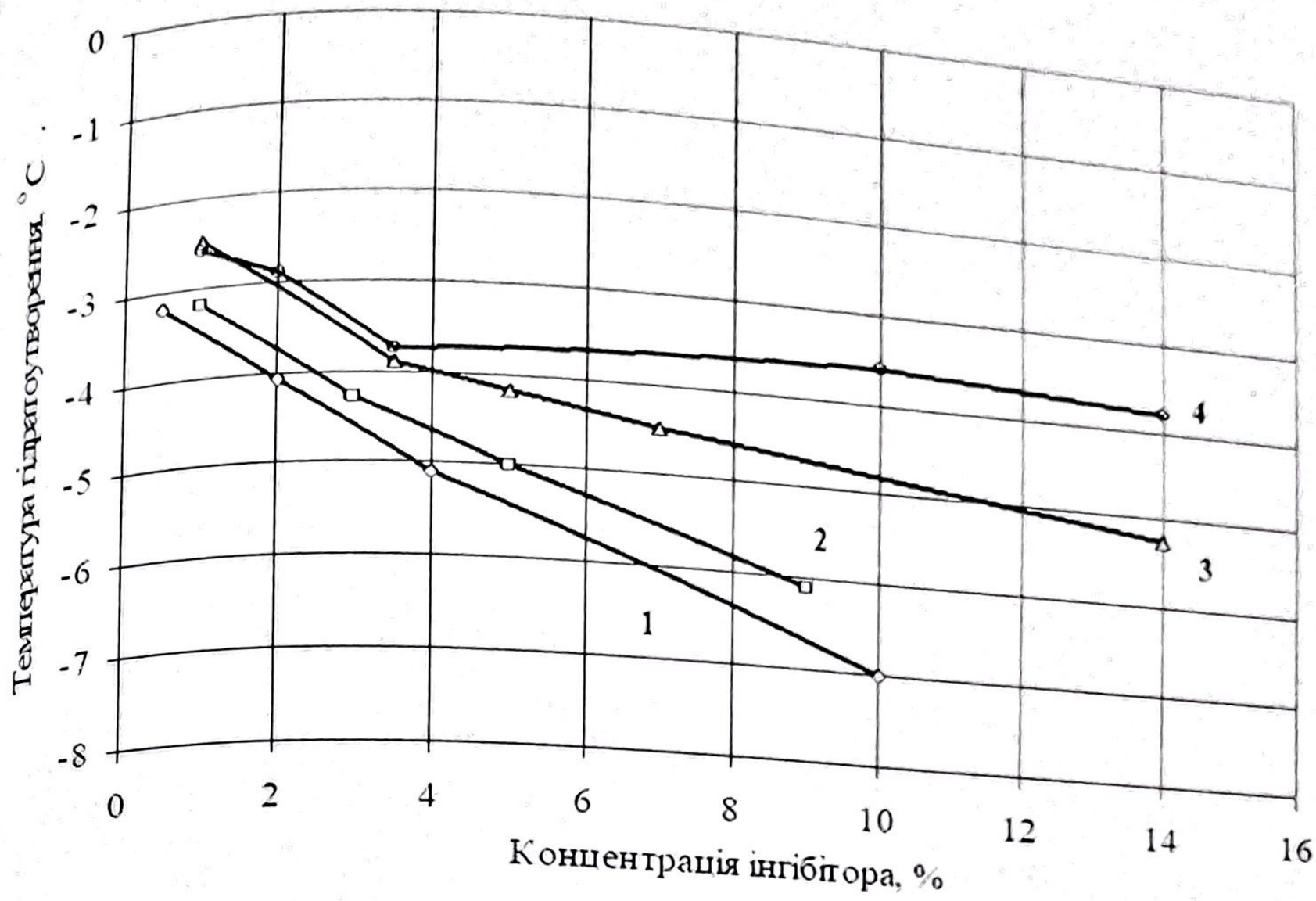


Рисунок 4.1 – Залежність температури гідратоутворення від умісту інгібіторів гідратоутворення при тиску насичення води газом 0,5 МПа:
1 – метанол; 2 – інгібітор гідратоутворення екологічний Оптима-В;
3 – інгібітора ІГК-1; 4 – насичений $CaCl_2$

Метанол, як інгібітор гідратоутворення, є базою для порівняння [44].

На рис. 4.2 наведено результати дослідження інгібіторів гідратоутворення и тиску насичення води газом 6,0 МПа. Цей тиск відповідає тиску подачі газу шлейфах газових свердловин.

За графіками видно, що інгібуючі властивості інгібітора «РЕНА-Кристал» і шофіту за ефективністю поступаються метанолу, проте вони мають достатньо соку здатність знижувати температуру гідратоутворення.

Хоча інгібітор Стінол-НГ поступається за інгібуючою здатністю усім ьом іншим інгібіторам, його активно використовують на свердловинах,

оскільки він володіє високою вспінюючою здатністю.

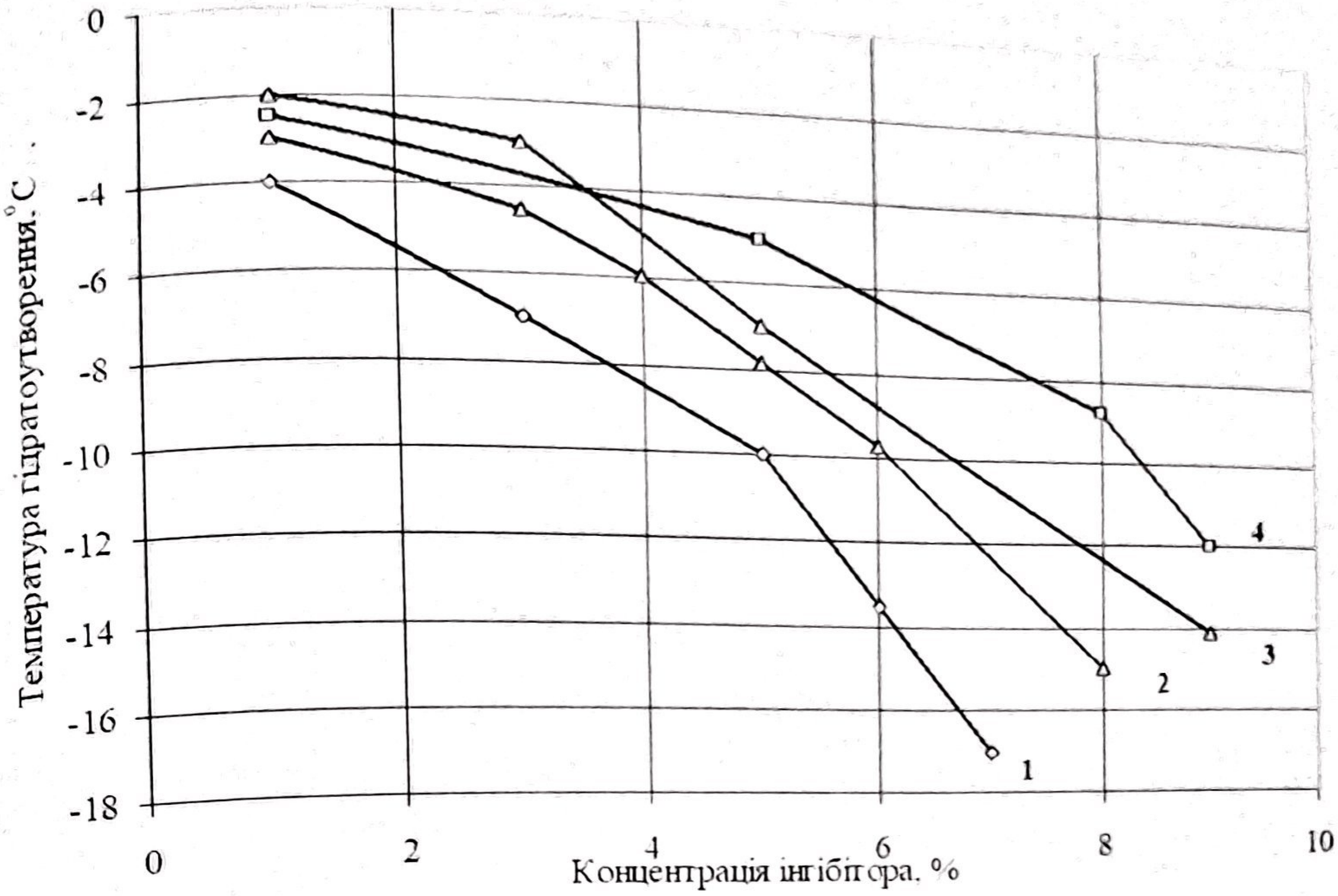


Рисунок 4.2 – Залежність температури гідратотворення від вмісту інгібітору гідратоутворення при тиску насичення води газом 6 МПа: 1 – метанол; 2 – інгібітор «РЕНА-Кристал»; 3 – інгібітор екологічний Оптима-В; 4 – інгібітор Стінол-НГ

Цей ПАР використовують для виносу рідини з газоконденсатних свердловин, для розкриття продуктивних пластів, як допоміжний засіб при освоєнні свердловин з низьким пластовим тиском і для промивки піщаних пробок, для покращення фільтраційних характеристик привибійної зони нафтових, газових та нагнітальних свердловин, для глушіння та освоєння газових та газоконденсатних свердловин при ремонтних роботах, для промивки привибійної зони пласта з метою збільшення дебіту свердловини, для видалення газових кристалогідратів та запобіганню їх утворенню [14].

4.2 Інгібітори парафіноутворення

Найпростішим розчинником парафінистих відкладень є гас. У 1 м^3 гасу можна розчинити близько 200 кг парафіну (або смол). Для розчинення парафіносмолистих відкладів інколи використовують бензин, хоча його ефективність становить близько 43% [16].

Хімічний вплив на свердловину і систему трубопроводів носить багатоцільовий характер: попередження або руйнування водонафтових емульсій; запобігання відкладень асфальтосмолопарафінових речовин (АСПР); антикорозійне інгібування; захист від випадіння неорганічних солей; забезпечення оптимальнного руху газорідинним сумішам.

Випадіння АСПВ спостерігається на багатьох свердловинах родовищ України протягом кожного періоду розробки, окрім завершальної стадії експлуатації при високій обводненості свердловин. У пластових умовах парафіни зазвичай знаходяться у розчиненому стані. Якщо температура, тиск знижуються чи відбувається розгазування нафти, парафін випадає у вигляді кристалів. Ці речовини відкладаються на поверхні НКТ, глибинному устаткуванні та у промислових трубопроводах, тим самим різко знижують продуктивність системи [24].

Боротьба з АСПВ проводиться 4-ма способами:

1 – механічне видалення відкладів з поверхні труби;

2 – нанесення захисних покриттів;

3 – тепловий вплив (розплавлення і подальше розчинення);

4 – використання інгібіторів і розчинників АСПВ [35, 45 – 47].

У свердловинах, що обладнані штанговими насосами, АСПВ видаляють пластинчастими шкребками, привареними до штанг. У фонтанних, газліфтних та свердловинах із зануреними відцентровими електронасосами переважає другий метод – нанесення захисних покриттів з гідрофільних матеріалів (бакелітовий лак, скло, епоксидні смоли, різні склоемалі тощо. У промислових

комунікаціях частіше використовуються періодичні паротеплові обробки [30].

Хімічні методи боротьби широко використовують у певні періоди розробки родовищ – при невисокій обводненості. В свердловину подаються інгібітори чи розчинники АСПВ [36, 51].

Існує багато різних розчинників чи інгібіторів АСПВ. Для більш повного та ефективного використання різних хімічних речовин варто подавати в свердловина багатоцільові реагенти, які одночасно борються, наприклад, з водонафтовими емульсіями [25].

При компресорному і способі газліфтному експлуатації хімічні реагенти мають сприяти підвищенню ККД газліфтного підйомника. Високий ККД підйомника створюється механічним диспергуванням газу в потоці нафти, що видобувається. Стійкість цих диспергованних сумішей досягається шляхом додавання піноутворюючих ПАР, що формують міцні границі розділу «газ – нафта» при невеликому поверхневому натягу. Використання цього методу доцільне у безводних і малообводнених (до 5 %) свердловинах, або у сильно обводнених (95 %) газліфтних свердловинах [40].

Більша ефективність досягається при подачі реагенту на вибій, тому що обробленню піддається уся порожнина свердловини та її викидні лінії [30].

Відмінні хімічний склад і фізико-хімічні властивості АСПР вимагають диференційного підходу стосовно депарафінізації об'єктів на кожному окремо взятому родовищі.

Для зниження температури застигання і покращення реологічних характеристик високо-парафінистих нафт при їх видобуванні, транспортуванні та зберіганні застосовуються депресатори.

Методика оцінки ефективності депресатора полягає в наступному. Спочатку визначають температуру застигання нафти без додавання депресатора. Потім нафту нагрівають до температури від 40 до 50 ^{0}C і до неї додають депресатор. Усереднення суміші вібувається шляхом перемішування в колбі впродовж 15 хвилин. Через 1 годину після додавання депресатора

визначають температура застигання суміші нафти з депресатором згідно з ГОСТ 20287-91 [11]. Ефективність депресатора визначають як різницю між температурою застигання нафти з додавання депресатора та без нього.

Приклад поширених технічних вимог до депресаторів наведенов табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Технічні вимоги до депресаторів

Технічні вимоги	
1.1. Зовнішній вигляд	В'язка однорідна рідина
1.2. Густина при 20 °С, г/см^3	0,800-0,920
1.3. Кінематична в'язкість при температурі 20 ^{0}С, не більше ніж мм^2/с (Ст)	600 (6)
1.4. Температура застигання, ^{0}С, не вище ніж	10
1.5.Зниження температури (депресії) застигання високопарафіністих нафт з температурою застигання від +17 ^{0}С до + 20 ^{0}С при витраті депресатора 300 г/т нафти, не менше ніж на, ^{0}С	11

Приклад середовища взаємодії депресатора з нафтою, який визначається для того чи іншого покладу, наведено в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Показники товарної нафти

Назва показника	Одиниця виміру	Результат
Концентрація хлористих солей	мг/дм^3	до 100
Масова частка води	%	до 0,5
Масова частка твердих парафінів	%	до 7,5
Масова частка силікагелевих смол	%	до 4,3
Масова частка механічних домішок, не більше	%	0,05

Сьогодні з усього різноманіття депресаторів, одним з найпоширеніших є «Рена-2210» (рис. 4.3), який активно використовується на родових ПАТ «Укрнафта». Ефективність інгібіторного захисту від АСПВ перевірена на нафті

Луквинського, Решетняківського та Орів-Уличнянського родовищ (рис. 4.4) [18].

ДЕПРЕСАТОР ДЛЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ «РЕНА–2210»
ТУ У 24.6-30084964-004-2003

- Призначення: Високоефективний депресатор для нафти і нафтопродуктів "РЕНА-2210" призначений для пониження температури застигання і покращення текучості нафти, мазутів, важких залишкових палив та інших нафтопродуктів.

- Фізико-хімічні показники якості:

№ п/п	Назва показника	Норма
1.	Зовнішній вигляд	Рідина від безбарвного до світлокоричневого кольору
2.	Густина при температурі (20,0±0,5) °С, г/см³	Від 0,800 до 0,940
3.	Умовна в'язкість по віскозиметру ВЗ-246 з діаметром сопла 4мм при температурі (20,0±1,0) °С, с, не менше ніж	12
4.	Температура застигання, °С, не вище ніж	10
5.	Зниження температури застигання нафтової оливи модельної при додаванні 0,25% депресатора, °С, не менше ніж	11

Гарантійний термін зберігання та придатності депресатора - два роки з дня виготовлення.

- Пакування: Металеві бочки, залізничні або автоцистерни, тара замовника.
- Безпека: Депресатор «РЕНА-2210» відноситься до 4 класу небезпечних речовин (речовини малонебезпечні).

- Додатково:

При концентраціях 0,05 ÷ 0,25% забезпечує зниження температури застигання парафінистих нафт на 20 – 25°С;

обробка депресатором «РЕНА-2210» привибійних зон нафтових свердловин дозволяє збільшити нафтовидобуток із слабо проникаючих пластів у 1,5 ÷ 1,8 рази;

володіє ефектом післядії;

не має схильності до гідролізу, окислення і полімеризації;

сумісний з деемульгаторами та інгібіторами, що використовуються;

не впливає на процеси переробки нафти і якість товарних нафтопродуктів.

Рисунок 4.3 – Інформація про депресатор «Рена-2210» [39]

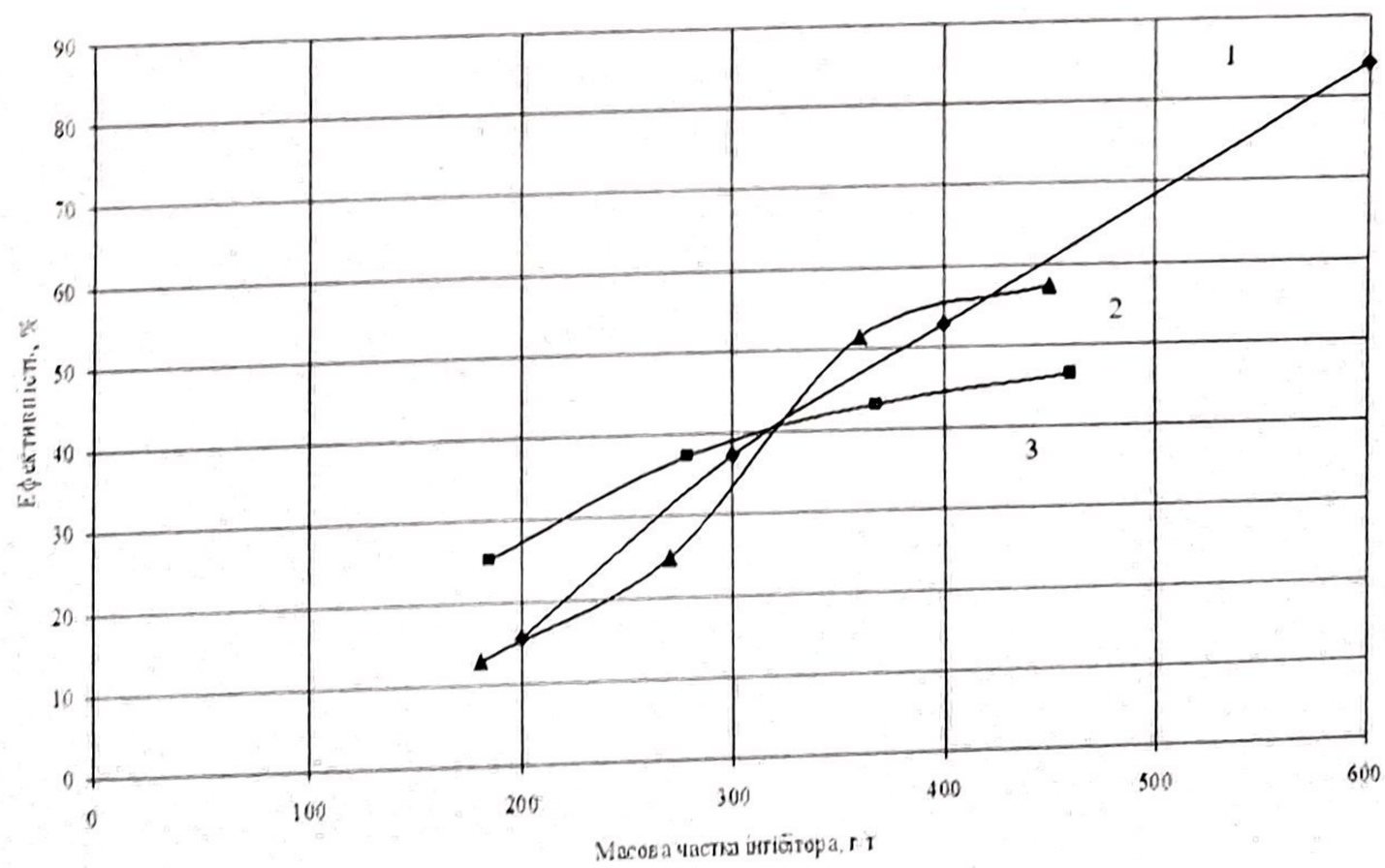


Рисунок 4.4 – Ефективність інгібіторного захисту від відкладання АСПВ депресатора «Рена-2210» для умов Луквинського (1), Решетняківського (2) та Орів-Уличнянського (3) родовищ [18]

4.3 Висновки за розділом 4

1. Під час розробки та експлуатації нафтових і газових свердловин в них спостерігається відкладання важких фракцій з вуглеводневого потоку на поверхні підземного обладнання чи в продуктивному пласті: в нафтових – АСПВ, в газових і газоконденсатних – гідратів.

2. Для запобігання утворення інгібіторів застосовують різні інгібітори гідратоутворення. Метанол, як інгібітор гідратоутворення, є базою для порівняння. Результати дослідження впливу концентрації різних інгібіторів (метанолу, Оптима-В, Рена-Кристал, Стінол-НН) показали, що усі вони мають достатньо високу здатність знижувати температуру гідратоутворення. Хоча інгібітор Стінол-НГ поступається за інгібуючою здатністю усім трьом іншим інгібіторам, його активно використовують на свердловинах, оскільки він володіє високою вспінюючою здатністю.

3. Хімічні методи боротьби широко використовують у певні періоди розробки родовищ – при невисокій обводненості. В свердловину подаються інгібітори чи розчинники АСПВ. Сьогодні з усього різноманіття депресаторів, одним з найпоширеніших є «Рена-2210», який активно використовується на родових ПАТ «Укрнафта».

4. Тому рекомендується обробляти нафтові свердловини Мільківського родовища депресатором Рена-2210, а газові та газоконденсатні інгібітором Стінол-НГ для покращення винесення рідини і запобігання гідратоутворення в свердловинах і шлейфах.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У результаті виконання кваліфікаційної роботи було вирішено науково-практичну задачу визначення перспектив розробки Мільківського НГКР.

Загальні висновки за результатами роботи:

1. Встановлено, що на Мільківському родовищі у свердловинах можливе утворення в НКТ свердловин як парафінової пробки, так і гідратів газу. Рекомендовано для попередження АСПВ обробляти нафтові свердловини депресатором Рена-2210, а для покращення винесення рідини і запобігання гідратоутворення в свердловинах і шлейфах газові та газоконденсатні свердловини обробляти інгібітором Стінол-НГ.

2. Узагальнено показники розробки Мільківського родовищ: середньорічний дебіт нафти по свердловинах коливається від 1,1 до 3,8 т/добу, газу – від 0,1 до 1,23 тис $м^3$/добу, конденсату – від 0,057 до 2,59 т/добу; обводнення нафтових покладів сягає 94,2 – 98,8%; поточний коефіцієнт нафтовилучення коливається від 0,176 до 0,609, а газовилучення – від 0,126 до 0,906.

3. Прогнозовано проводити подальшу розробку переважно існуючим фондом свердловин (до 2057 року). Заплановане буріння свердловини №6 для розробки об'єкту В-18в. Визначено, що фактичний накопичений видобуток вуглеводнів добре корелюються з проектними як по горизонтах, так і по родовищу в цілому.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Ред. М.М. Іванюта, В.О. Федишин, Б.І. Денега та ін. – Львів: УНГА, 1998.

2. Білецький В.С. Основи нафтогазової справи / В.С. Білецький, В.М. Орловський, В.І. Дмитренко, А.М. Похилко. видання друге, виправлене та доповнене, Львів : Новий Світ-2000, 2018. – 312 с. ISBN 978-617-7519-16-3.

3. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Василь Степанович Бойко. – [4-те видання] – К.: «Міжнародна економічна фундація», 2008. – 488 с.

4. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин / В.С.Бойко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 587 с.

5. Бойко В.С. Технологія видобування нафти. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2012. – 827 с.

6. Бойко В.С., Кеба Л.М., Семінський О.В. Обводнення газових і нафтових свердловин у 3-х томах. Том 1. Технологічні матеріали і способи ізоляції / За ред. В.С. Бойка. Київ: Міжнародна економічна фундація, 2006. 792 с.

7. Бойко, В. С., Бойко, Р. В. (2010). Видобування і транспортування гідратоутворювальних природних і нафтових газів. Івано-Франківськ: Вид.-во «Нова Зоря», 747.

8. Васильченко А.О. Завершення нафтогазових свердловин в Україні: сучасний стан і можливі напрями розвитку технології / А.О. Васильченко, М.А. Мислюк // Нафт. і газова пром-сть. – 2008. – № 5. – С. 13–15.

9. Використання поверхнево-активних речовин на родовищах ВАТ «Укрнафта» [за загал. ред. Михайлюка В.Д., Рудого М.І.]. – Галич: Галицька друкарня Плюс, 2009. – 400 с.

10. Горючі корисні копалини України та їхня геолого-економічна оцінка: підручник / В. А. Михайлов, О. М. Карпенко, М. М. Курило та ін. – К.: ВПЦ

«Київський університет», 2018. – 655 с.

11. ГОСТ 20287-91. Нафтопродукти. Методи визначення температур текучості та застигання.

12. Гошовський С. В. Ефективність сучасних технологій вторинного розкриття продуктивних горизонтів і шляхи його підвищення /С.В. Гошовський, Ю.І. Войтенко, П.О. Сорокін//Нафтова і газова промисловість. – 2013. – №2. – С. 12-15.

13. Довідник з нафтогазової справи / За заг. Ред. Докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів. – 1996. – 620 с.

14. Документація відкритих торгів ПАТ «УКРНАФТА». Код CPV-39820000-6. Органічні поверхнево активні речовини (ПАР «Стінол», «Стінол-НГ» або еквівалент). К., 2019.

15. Дослідження інгібіторів гідратоутворення для заміни метанолу / А.П. Мельник, С.В. Кривуля, С.О. Крамарев, С.Г. Малік, Т.І. Марценюк, К.М. Діхтенко // Нафтогазова галузь України. 2014. № 5. – С. 20 – 21.

16. ДСТУ 4153-2003 Парафіни нафтові тверді. Технічні умови.

17. Звіт ІПВГ України 2021. – К., 2023.

18. Звіт про науково-дослідну роботу «Розробка та дослідно-промислові випробування технології депарафінізації свердловин, що характеризуються наявністю комбінованих відкладень». – ВАТ «Укрнафта», НДПІ, м. Івано-Франківськ, 2005. – 85 с.

19. Звіт про надання науково-технічних послуг «Моніторинг навколишнього природного середовища в районі Мільківського нафтогазоконденсатного родовища НГВУ «Чернігівнафтогаз». – ПАТ «Укрнафта», 2021. – 53 с.

20. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Кочмар Ю. Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. – Львів: Центр Європи, 2005. – Кн. 2. – 414 с.

21. Карп І.М. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу

України / І.М. Карп, Д.О. Єгер, Ю.С. Зарубін. – К.: Наук. думка, 2006. – 309 с.

22. Копей Б. В. Склад і властивості асфальтосмолистих речовин / Б. В. Копей, О. Р. Мартинець, А. Б. Стефанишин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2014. № 2(51). — С. 46-50.

23. Литовченко А.В. Опис структур утворення газових гідратів / А. В. Литовченко // Тези міжнародної науково-практичної конференції «Проблеми та перспективи розвитку нафтогазового комплексу». – Полтава: ПолтНТУ, 2013. – С. 79-80.

24. Лотонова О. В. Причини та наслідки утворення парафінових відкладень на стінках нафтової свердловини / Лотонова О. В., Лістовщик Л. К. // Матеріали Аспірантських читань пам'яті професора Артура ПРАХОВНИКА : збірник наукових праць (10-11 березня 2021 р., Київ). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, ІЕЕ, 2021. – С. 44-49.

25. Методика визначення ефективності впровадження заходів науково-технічного прогресу у ПАТ «Укрнафта»: СОУ 73.1-00135390-038:2007. — [Чинний від 2008.05.01]. – ПАТ «Укрнафта», 2008. — 180 с.

26. Михайлюк В.Д. Нові технології обробки привибійної зони пласта з використанням поверхнево-активних речовин / В.Д. Михайлюк, М.І. Рудий // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України: збірник наукових праць наук.-практ. конф., 18–21 листопада 2003 року – Івано-Франківськ, 2003. - С. 209 – 210.

27. Моделювання геологічної будови покладів нафти і гідродинаміки процесів їх розробки / за ред. Д.О. Єгер. – Львів; К., 2005. – 364 с.

28. Нагорний В.П. Новітні свердловинні геотехнології освоєння корисних копалин / В.П. Нагорний, В.В. Кулик, С.Т. Звольський [та ін.] // Наука та інновації. – 2011. – Т. 7, № 3. – С. 39–44.

29. Наукове та технологічне забезпечення вдосконалення систем розробки родовищ нафти і газу / [Гришаненко В.П., Зарубін Ю.О., Дорошенко В.М., Прокопів В.Й. та ін.] – К.: ДП «Науканафтогаз», 2015. – 488 с.

30. Обладнання для попередження відкладень асфальтосмолистих речовин, парафіну та піску: монографія / Б. В. Копей, О. О. Кузьмін, С. Ю. Онищук. Серія «Нафтогазове обладнання», том 3 – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014 – 216 с.

31. Олійник О. П. Типи тектонічних порушень і їхній вплив на формування соляних структур та пасток вуглеводнів Дніпровсько-Донецької западини / О.П. Олійник, С.О. Мачуліна // Допов. Нац. акад. наук Укр. 2020. № 6. – С. 54 – 56. https://doi.org/10.15407/dopovidi2020.06.054

32. Правила розробки нафтових і газових родовищ України. – К.: Міністерство екології та природних ресурсів України, 2017. – 107 с.

33. Проект промислової розробки Мільківського нафтогазоконденсатного родовища, 2020.

34. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн. наук, проф. І. М. Фика. / [Фик М.І., Хріпко О.І., Раєвський Я.О., Варавіна О.П.] – Харків, 2019. – 149 с.

35. Середюк В.Д. Запобігання відкладанню асфальтеносмолопарафінових відкладів у стовбурі свердловини / В.Д. Середюк, Л.О. Книш // Нафтогазова енергетика. 2010. № 1 (12). С. 37-40.

36. СОУ 11.1-00135390-…:2014. Свердловини на нафту і газ. Хімічна депарафінізація привибійної зони пласта та нафтопромислового обладнання. Наказ ПАТ «Укрнафта» від 22.12.2014 № 667.

37. Спеціальний дозвіл на користування надрами №1597. – 1998. – 12 с.

38. Суярко В.Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів: Підручник / В.Г. Суярко. – Харків: Фоліо, 2015.

39. ТУ У 24.6-30084964-004-2003. Депресатор для нафти і нафтопродуктів «РЕНА-2210».

40. Яремійчук Р.С. Підвищення продуктивності свердловин під час освоєння та експлуатації родовищ парафінистих нафт / Яремійчук Р.С., Світлицький В.М., Савюк Г.П. – Київ, 1993. – 226 с.

41. Bondarenko, V. Study of the formation mechanism of gas hydrates of methane in the presence of surface-active substances / V. Bondarenko, O. Svietkina, K. Sai // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. – 2017. – Vol. 5, Issue 6(89). – P. 48-55.

42. Daraboina, N., Pachitsas, S., von Solms, N. (2015). Natural gas hydrate formation and inhibition in gas/crude oil/aqueous systems. Fuel, 148, 186–190. doi:http://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.01.103

43. Dake L.P. Practice of Reservoir Engineering. Elsevier, 20011. – 667 c.

44. Experimental determination of methane hydrate dissociation curve up to 55 MPa by using a small amount of surfactant as hydrate promoter / P. Gayet, C. Dicharry, G. Marion [et al.] // Chemical engineering science. – 2005. – V. 60, No 21. – P. 5751-5758.

45. Magnetic field influence technologies on high-paraffin crude oil in the pipeline with different caliber / O.I. Nalyvaiko, Yu.L. Vynnykov, L.G. Nalyvaiko, R.V. Petrash, N.V. Ichanska, V.V. Chyhyriov // Academic Journal. Series: Industrial Machine Building, Civil Engineering. – Poltava: Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University. – 2018. – Is. 1 (50)′. – P. 208 – 213.

46. Magnetic field on asphalt, resin, paraffin and salt deposits/ V.D. Makarenko, A.M. Manhura, I.I. Lartseva, S.I. Manhura / Topical scientific researches into resource-saving technologies of mineral mining and processing // Multi-authored monograph. – Petrosani, Sofia, 2020. – 446 p.

47. Nazarenko, I., Nesterenko, T., Nesterenko, M., & Bernyk, I. (2022). Utilizing low-frequency ultrasound as a countermeasure to asphalt-resin-paraffin deposition in oil pipelines. Збірник наукових праць Галузеве машинобудування будівництво Academic Journal Industrial Machine Building Civil Engineering, 1(56), 76–81. https://doi.org/10.26906/znp.2021.56.2510

48. Riazi M.R. Exploration and Production of Petroleum and Natural Gas / M.R. Riazi. – ASTM International, 2016. – 739 c.

49. Sloan E. D. Clathrate hydrates of natural gases / E. Dendy Sloan. – [2-nd

d.J. – NY: Marcel Dekker, 1998. – 705 p

50. Taylor, C.E. Advances in the study of gas hydrates / C.E. Taylor, J.T. Kwan. – New York: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2004. – 254 p

51. Yong, F. Chemical Removal of Formation Damage from Paraffin Deposition Part I Solubility and Dissolution Rate. In Proceedings of the SPE Formation Damage Control Symposium / Yong, F. – Lafayette, LA, USA, 1996.

ДОДАТКИ

Додаток А - Узагальнені показники розробки покладів Мільківського родовища станом на 01.09.2022 року

Горизонт	Тип покладу	Назви свердловин	Середньоріч ний дебіт нафти, т/добу	Обводненн я	ГФ	Накопичен ий видобуток нафти, тис т	Поточний коефіцієнт нафтовилуче ння	Середньоріч ний дебіт газу, тис м³/добу	Середньоріч ний дебіт конденсату, т/добу	Накопиче ний видобуток газу, млн м³	Накопичений видобуток газоконденсат у, тис т	Поточний коефіцієнт вилучення газу
Б-7 (блок I)	Газовий	16	-	-	-	-	-	<0.1	<0.1	50.824	6.568	0.759
Б-5 (блок I)	Газовий	55	-	-	-	-	-	-	-	12.386	0.74	0.126
Б-3в (блок I)	Газовий	55	-	-	-	-	-	-	-	20.643	1.232	0.156
М-2 (блок I)	Газовий	14, 52, 64	-	-	393.1 г/м³	-	-	0.32	0.057	277.56	43.592	0.408
В-17 (блок II)	Газокон-денсатний	70	-	-	-	-	-	1.23	2.59	30.801	21.573	0.906
В-16н1 (блок II)	Газокон-денсатний	65, 73	-	-	-	-	-	-	-	34.035	2.134	0.486
М-4 (блок I)	Нафтовий	51, 53, 54, 58, 59, 61, 62, 64, 68	1.89 (№53); 3.5 (№68)	98%	-	696.185	0.609	-	-	53.295	5346.665	-
К-6 (блок I)	Нафтовий	15, 51, 62, 72	1.1	98.50%	154 м³/т	158.805	0.237	-	-	8.284	1476.955	-
В-22 (блок II)	Нафтовий з газовою шапкою	51, 56, 57, 63, 65, 69, 70, 73	2.9	94.20%	284	164.828	0.522	-	-	35.067	1.466	-
К-5 (блок I)	Нафтовий з газовою шапкою	2, 14, 52, 60, 62, 72	1.8 (2021); 2.1 (2022)	98.80%	530 м³/т	87.076	0.176	-	-	48.546	-	-
К-4 (блок I)	Нафтовий з підошовною водою	2, 13, 14, 60, 63, 67, 700	3.8 (2022)	97.50%	451 м³/т	390.701	0.451	-	-	51.383	3544.067	-
М-3 (блок I)	Нафтогазо-конденсатний	51, 52, 54, 58, 64, 67	-	-	909-1088 г/м³	152.207	0.248	0.5	1.414	320.688	112.221	0.839