

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

(103)НЗ ГНГ. ПЗ

Група НЗГ-21-1

Марія Мищак

2025

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Факультет природничих наук
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

УДК 553.98

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: Геологічна будова та характеристика продуктивних горизонтів
Маріївського родовища

(назва відповідно до наказу ректора)

Ступінь вищої освіти — бакалавр
Спеціальність — (103) Науки про Землю
Освітньо-професійна програма — Геологія нафти і газу, геофізика,
геоінформатика, інженерна геологія
та гідрогеологія

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
БР 103 НЗГ
(позначення)

Студент
гр. НЗГ–21-1 _____ Мищак М. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник _____ доц. Михайлів І. Р.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Нормоконтроль _____ ас. Уграк Л. В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Перевірено на плагіат _____ ас. Уграк Л. В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Допускається до захисту

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

2025 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І.Р
« ____ » _____ 2024 р.

**З А В Д А Н Н Я
НА ВИКОНАННЯ БАКАЛАВРСЬКОЇ РОБОТИ**

Спеціальність — (103) Науки про Землю
Освітньо-професійна програма – Геологія нафти і газу, геофізика,
геоінформатика, інженерна геологія та
гідрогеологія

Студент _____ **Мищак Марія Михайлівна**
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту (роботи) Геологічна будова та характеристика продуктивних
горизонтів Маріївського родовища

Затверджена наказом ректора університету від “ 16 ” квітня 2025 р. № 255/7

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту (роботи) 10 червня 2025 року

3. Вихідні дані до проєкту (роботи) _____

1. Фондові геолого-геофізичні ПАТ “Укрнафта”

2. Опублікована література по району досліджень.

3. Власні спостереження та узагальнення під час навчання і практик.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити)

1. Базова частина. Загальні відомості про родовище. 2. Геологічна частина.

3. Геолого-промислова характеристика родовища. 4. Аналіз поточного стану розробки родовища.

Висновок. Перелік використаних джерел

5. Перелік графічних додатків

1-Оглядова карта району проектних робіт

6. Консультанти з проєкту (роботи), із зазначенням розділів проєкту, що стосуються їх

Розділ	Консультант	Завдання видав (підпис консультанта)	Завдання прийняв (підпис студента)
<i>Нормоконтроль</i>	<i>ас. Уграк Л. В.</i>		

7. КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів проєкту (роботи)	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану бакалаврської роботи.	<i>10.11.2024</i>	<i>Виконано</i>
2.	Розроблення структури та плану роботи	<i>01.12.2024</i>	<i>Виконано</i>
3.	Обробка базових геолого-геофізичних зібраних під час проходження практики.		
4.	Створення моделі геологічної будови родовища	<i>01.02.20235</i>	<i>Виконано</i>
5.	Аналіз геолого-промислових характеристик продуктивного горизонту	<i>15.04.2025</i>	<i>Виконано</i>
	Оформлення тексту і графічних додатків.	<i>15.05.2025</i>	<i>Виконано</i>
6.	Перевірка роботи на плагіат	<i>15.06.2025</i>	<i>Виконано</i>
7.	Захист бакалаврської роботи	<i>20.06.2025</i>	

8. Дата видачі завдання: 10 листопада 2024 р.

Завдання видав керівник _____
(підпис)

доц. Михайлів І. Р.
(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент _____
(підпис)

Мишак М. М.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота містить: сторінок 116, таблиць 26, рисунків 5, графічних додатків 7.

У даній бакалаврській роботі наведено короткий нарис району робіт, розглянута геологічна будова, газоносність, описані пошуково-розвідувальні роботи, які були проведені на Маріївському родовищі, представлені результати випробування і дослідження свердловин, відомості про розробку родовища.

Підраховані запаси продуктивного горизонту С-6-7нсерпухівського ярусу Маріївського родовища. Обґрунтована підготовленість родовища до розробки і зроблені рекомендації, щодо його подальшої розробки.

Ключові слова: газ, запаси, підрахункові параметри, родовище, поклад.

ABSTRACT

Bachelor's thesis contains: pages 116, tables 26, figures 5, graphic applications 7.

This bachelor's thesis provides a brief outline of the area of work, considers the geological structure, gas potential, describes the exploration work carried out at the Mariivka field, presents the results of testing and research of wells, information about the development of the field.

The reserves of the productive horizon C-6-7n of the Serpukhov tier of the Mariivka deposit are calculated.

The advisability of the field for development is substantiated and recommendations are made for its further development.

Keywords: gas, reserves, calculated parameters, field, deposit.

Зміст

Вступ	
1 Загальні відомості про родовище	
2 Геологічна будова родовища	
2.1 Стратиграфія	
2.2 Тектоніка	
2.3 Газоносність	
2.4 Гідрогеологічна характеристика родовища	
3 Геолого-промислова характеристика родовища	
3.1 Фізико-літологічна характеристика продуктивних горизонтів	
3.2 Фізико-хімічні властивості та склад пластових рідин і газів	
4 Аналіз поточного стану розробки родовища	
4.1 Результати випробувань та промислових досліджень свердловин	
4.2 Характеристика відборів газу, конденсату і води	
4.3 Стан обводнення свердловин та режим розробки покладів родовища	
4.4 Характеристика технічного стану свердловин свердловин	
5 Рекомендації з розробки родовища	
5.1 Рекомендації з контролю за розробкою родовища	
5.2 Рекомендації з попередження ускладнень в процесі експлуатації та методи інтенсифікації видобутку вуглеводнів	
5.3 Рекомендації з захисту свердловинного обладнання від корозії	
Висновки	
Перелік використаних джерел	

ВСТУП

Актуальність теми. Тематика з геолого-промислового аналізу розробки родовищ газу та конденсату передбачає детальний аналіз геологічної будови родовища або окремого покладу газу та обґрунтування параметрів, які необхідні для подальшого проектування розробки.

Метою бакалаврської роботи є проведення моделювання геологічної будови Маріївського газоконденсатного родовища на основі геолого-промислового аналізу його розробки.

Завдання досліджень. Для досягнення поставленої мети у процесі роботи відповідно до обраної теми постають такі завдання:

- 1) детально проаналізувати геологічну будову та газоносність родовища;
- 2) надати геолого-промислому характеристику родовища;
- 3) провести аналіз поточного стану та надати рекомендації з подальшої розробки родовища;
- 4) провести економічну оцінку доцільності подальшої розробки родовища.

Об'єкт досліджень. Поклади Маріївського газоконденсатного родовища.

Предмет досліджень. поточний стан розробки Маріївського газоконденсатного родовища .

Методи досліджень. аналіз та узагальнення геолого-геофізичних матеріалів, результатів лабораторних досліджень зразків гірських порід та пластових флюїдів, встановлення зв'язків і закономірностей змін колекторських властивостей, встановлення класифікаційних ознак запасів газу та конденсату, розрахунковий план рентабельності.

Дана бакалаврська робота має безпосередній зв'язок із реально існуючим проектом розробки Маріївського газоконденсатного родовища.

Практичне значення отриманих результатів. Аналіз даних ,отриманих у ході проведення роботи, дає підстави зробити висновки про доцільність розробки родовища.

Основою для виконання даної роботи послужили фондові геолого-геофізичні матеріали та дані буріння свердловин, зібрані по району досліджень.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

Маріївське газоконденсатне родовище розташоване на території Куп'янського району Харківської області України[1].

З заходу на схід по північній околиці родовища проходить Північно-Донецька залізниця і шосейна дорога Харків-Чугуїв-Куп'янськ.

В економічному відношенні родовище розташоване в промислово-аграрному районі поруч з об'єктами газовидобувної, будівельної та машинобудівельної промисловості.

На захід і південний захід від Маріївського родовища знаходяться Волохівське, Коробочкінське, Шебелинське, Краківське та інші газоконденсатні родовища.

В орографічному відношенні місцевість являє собою рівнину з густою сіткою ярів та балок, абсолютні відмітки коливаються від +80 до 190 м.

Площа родовищ розміщена в границях географічних координат: $37^{\circ}12'$ - $37^{\circ}21'$ східної довготи, $49^{\circ}37'$ - $49^{\circ}41'$ північної широти, і складає – 6057.3 га.

Оглядова карта району робіт приведена на рис. 1.1.

2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА

2.1 Стратиграфія

В геологічній будові родовища приймають участь докембрійські утворення та осадові породи палеозойської, мезозойської і кайнозойської ератем[1].

Докембрійські утворення були розкриті свердловиною 18, де породи кристалічного фундаменту знаходяться на глибині 4232 м. Керном охарактеризовані граніто-гнейси сірі, рожево-сірі кристалічнозернисті, з масивною текстурою, щільні тріщинуваті.

Товщина розкритого розрізу кристалічного фундаменту становить 70 м.

В розкритому розрізі *палеозою* на основі вивчення керну та аналізу промислово-геофізичних матеріалів встановлені: франський та фаменський яруси верхнього девону; турнейський, візейський та серпухівський яруси нижнього карбону; башкирський і московський яруси середнього карбону, а також відклади верхнього карбону.

Відклади девонського періоду на досліджуваній території представлені верхнім відділом.

Верхньодевонські відклади розкриті в об'ємі франського і фаменського ярусів.

Утворення франського віку розкриті свердловинами 9,10,12,13,17,18,50 Маріївського родовища і представлені, головним чином, кам'яною сіллю, під якою виявлені карбонатно-теригенні породи, які представлені аргілітами з прошарками вапняків.

Відклади фаменського віку розкриті свердловинами 9, 10, 12, 13, 17, 18, 50, 51 і представлені переважно теригенною товщею з підлеглими прошарками карбонатних порід. Нижня границя ярусу чітко проводиться по літологічній зміні соленосних відкладів франського віку теригенно-карбонатними відкладами фаменського віку і приурочена до поверхні крупної перерви в осадконакопиченні.

За літологічною характеристикою фаменські відклади представлені піщано-глинисто-алевритовою товщею з проверстками вапняків у нижній частині розрізу, піщано-алевритовими породами з прошарками аргілітів і вапняків у верхній частині розрізу. Товщина ярусу 177-321 м.

На девонських утвореннях зі стратиграфічною та кутовою незгідністю залягають відклади кам'яновугільного періоду представлені нижнім, середнім та верхнім відділами.

Нижньокам'яновугільний відділ. Ранньокам'яновугільні відклади в межах родовища представлені в об'ємі турнейського, візейського та серпухівського ярусів.

Відклади *турнейського ярусу* розкриті свердловинами 9, 10, 12, 13, 14, 17, 18, 50, 51, 54, 55. Нижня границя горизонту проводиться у підшві карбонатних утворень і приурочена до поверхні незгідності. За літологічною характеристикою та даними ГДС розріз складений переважно вапняками з

прошарками пісковиків, аргілітів і алевролітів, які згруповані в горизонт Т-3-Т-4 – продуктивні на родовищі. Товщина ярусу 11-97 м.

В межах досліджуваної території у розкритих розрізах свердловин візейські утворення представлені тільки верхньовізейським під'ярусом в об'ємі XIIа-

XII та XI мікрофауністичних горизонтів. Загальна товщина відкладів 246-284 м.

XIIа-XII мікрофауністичні горизонти незгідно залягають на турнейських утвореннях. В літологічній будові розрізу приймають участь пісковики та алевроліти з проверстками аргілітів та вапняків. В нижній частині простежується глиниста пачка. Всі пісковики та алевроліти згруповані в горизонти В-22, В-21 та В-19-20, до яких приурочені поклади.

Пісковики прибережно-морські, кварцові, здебільшого дрібнозернисті, з проверстками різнозернистих і гравійних.

Алевроліти олігоміктові, переходячі у кварцові.

Вапняки глинисті. Товщина відкладів 115-148 м.

XI мікрофауністичний горизонт розкритий усіма глибокими свердловинами. На межі з XII мікрофауністичним горизонтом з розмивом залягають потужні глинисті утворення з тонкими проверстками вапняків. Пісковики і алевроліти займають досить незначну частину розрізу і тому майже умовно вони згруповані у горизонти В-14-15, В-16. Горизонт В-16 складений переважно карбонатними породами і являється регіонально витриманим маркіруючим горизонтом. Товщина горизонту 108-140 м.

Відклади *серпухівського ярусу* за літологічним складом і по геофізичній характеристиці досить чітко підрозділяються на дві товщі: нижню – глинисту, що відповідає нижньосерпухівському під'ярусу та верхню – карбонатнотеригенну, що відповідає верхньосерпухівському під'ярусу.

Нижньосерпухівський під'ярус. X-IX мікрофауністичні горизонти у літологічному відношенні являють собою глинисту товщу з прошарками алевролітів і рідкими прошарками вапняків які без розмиву залягають на утвореннях верхньовізейського під'ярусу. Товщина під'ярусу 118-181 м.

Верхньосерпухівський під'ярус. Верхньосерпухівський під'ярус представлений в об'ємі VIII та V-VII мікрофауністичних горизонтів.

VIII мікрофауністичний горизонт незгідно залягає на нижньосерпухівських утвореннях. Нижня межа проводиться по подошві горизонту С-9 і приурочена до поверхні незгідності. Розріз представлений алевролітами і аргілітами з прошарками вапняків і пісковиків у нижній частині; у верхній частині переважають пісковики та алевроліти. Уламкові породи згруповані у горизонти С-8-9, С-6-7.

V-VII мікрофауністичні горизонти розкриваються всіма глибокими свердловинами. Нижня межа їх проводиться по подошві добре витриманого горизонту С-5, який незгідно залягає на VIII мікрофауністичному горизонті.

В цілому розріз характеризується неоднорідністю складаючих його порід. Горизонти С-5 і С-4 представлені потужними піщаними пластами в

перемежуванні з малопотужними проверстками алевролітів і аргілітів. Товщина під'ярусу 408-539 м.

Середньокам'яновугільний відділ представлений башкирським та московським ярусами.

Башкирський ярус. На розмитій поверхні серпухівського ярусу трансгресивно залягають башкирські утворення в об'ємі нижньобашкирського та верхньобашкирського під'ярусів загальною товщиною 500-698 м.

Нижньобашкирський під'ярус представлений в об'ємі світ C_1^5 та C_2^1 .

Світа C_1^5 представлена морськими карбонатно-глинистими породами з проверстками алевролітів і пісковиків, котрі згруповані у горизонти Б-13, Б-12 та Б-11. Товщина світи 100-192 м.

Світа C_2^1 складена переважно вапняками з прошарками алевролітів і пісковиків які складають горизонт Б-10. Нижня межа світи проводиться по підосві вапняка F_1 . Товщина світи 80-120 м.

Верхньобашкирський під'ярус представлений в об'ємі світ C_2^2 та C_2^4 .

Світа C_2^2 літологічно представлена аргілітами з потужними добре витриманими пластами пісковиків. Нижня межа проводиться по підосві вапняка J_1 . Вапняки з пісковиками та алевролітами складають основу горизонтів Б-9 і Б-8. Товщина світи 95-117 м.

Світа C_2^3 складена товщею перешарування аргілітів, алевролітів з пісковиками та вапняками. У межах родовища для даної світи характерний розвиток потужної монолітної пачки пісковиків (до 50 м) у верхній частині розрізу, що відповідає горизонту Б-3. Товщина світи 169-206 м.

Утворення світи C_2^4 вінчають комплекс відкладів башкирського ярусу і представлені глинисто-алевритовими породами з прошарками пісковиків і вапняків групи J. Пісковики та алевроліти складають горизонти Б-2 і Б-1. Товщина світи 97-133 м.

На відкладах башкирського віку зі стратиграфічною незгідністю залягають московські відклади в об'ємі світ C_2^5 , C_2^6 , C_2^7 та нижньої половини світи C_3^1 (до вапняка N_2).

Світа C_2^5 у літологічному відношенні являє собою глинисто-алевролітову товщу з прошарками пісковиків та вапняків. Уламкові породи об'єднані у горизонти М-7 і М-6. Пісковики горизонту М-7 за умовами осадконакопичення віднесені до алювіальних та прибережно-морських. Товщина світи 108-166 м.

Відклади світи C_2^6 відрізняються від підстилаючих утворень більшим вмістом уламкових порід. У підосві світи виділено маркіруючий вапняк L_1 . В цілому розріз представлений піщано-алевритовими породами з прошарками аргілітів і проверстків вапняків. Пісковики та алевроліти об'єднані у горизонти М-5, М-4. Товщина світи 100-135 м.

Світа C_2^7 представлена перешаруванням аргілітів і пісковиків з алевролітами. Товщина світи 138-177 м.

Верхньокам'яновугільний відділ представлений світами C_3^1 (ісаївська), C_3^2 (авіловська) і C_3^3 (араукаритова).

Відклади світи C_3^1 згідно залягають на відкладах московського віку і складені піщано-алевритовими породами з проверстками вапняків і аргілітів. Товщина світи 198-304 м.

В осадконакопиченні *авіловської світи* (C_3^2) домінуюча роль відведена аргілітам з проверстками пісковиків. Пісковики дрібно-крупнозернисті за складом від олігоміктових до мезоміктових. Товщина світи 210-339 м.

Араукаритова світа (C_3^3) завершує палеозойський розріз. Нижня межа світи проведена по подошві вапняка P_1 . Світа літологічно представлена глинистими породами з проверстками вапняків. Товщина світи 25-170 м.

Мезозойська ератема. Відклади мезозойської ери із стратиграфічною незгідністю перекривають нижчезалягаючі утворення. На досліджуваній території представлені в об'ємі тріасової, юрської та крейдяної систем.

Тріасова система. Відклади тріасу залягають незгідно на утвореннях верхнього карбону і являють собою піщано-глинисту товщу з незначними по потужності проверстками вапняків. Товщина відкладів 62-107 м.

Юрська система. Відклади юрського періоду залягають зі стратиграфічною та кутовою незгідністю на тріасових утвореннях.

На досліджуваній території розріз юрської системи представлений середнім та верхнім відділами.

Середньоярські представлені байоським і батським ярусами.

Байоський ярус. У літологічному відношенні являє собою малопотужну глинисту товщу. Товщина ярусу 35-64 м.

Відклади *батського* віку підрозділяються на нижній та верхній під'яруси.

Нижньобатський під'ярус складений глинистими утвореннями. Товщина під'ярусу 37-62 м.

В розрізі верхньобатського під'ярусу з'являються проверстки алевролітів та пісковиків серед глинистої товщі. Товщина під'ярусу 42-61 м.

На досліджуваній території верхньоярські відклади представлені келовейським, оксфордським та кімериджським ярусами.

Келовейський ярус. Представлений глинами сірими, місцями опіщаними. Товщина ярусу 15-40 м.

Утворення *оксфордського ярусу* відрізняються від нижчезалягаючих появою проверстків вапняків сірих дрібнокристалічних. Товщина ярусу 23-38 м.

Кімериджський ярус представлений перешаруванням пісковиків. Товщина ярусу 92-131 м.

Крейдяна система на описуваній території представлена тільки верхнім відділом, який незгідно залягає на підстилаючих юрських утвореннях і складена піщаними, мергельно-крейдяними породами. Верхній відділ складається з сеноманського, туронського, коньякського, сантонського, кампанського та маастрихтського ярусів.

Найнижчим ярусом верхньокрейдяного відділу являється сеноманський ярус, який представлений у подошві прошарками та лінзами пісковиків та пісків глауконітових сірих, котрі перекриваються мергелями. Товщина ярусу 10-17 м.

Туронський ярус представлений товщею крейди писальної з проверстками мергелів та світло-сірих глин. Товщина ярусу 55-63 м.

Коньякський ярус літологічно дуже схожий на туронський і представлений крейдиною товщею з рідкими проверстками мергелів крейдиноподібних.

Товщина ярусу 38-63 м.

Сантонський ярус. Представлений нижнім та верхнім під'ярусами.

Нижньосантонські утворення представлені крейдою глинистою білою. Товщина під'ярусу 47-72 м.

Верхньосантонські утворення крейдиною товщі поступово переходять у крейду з проверстками мергелів. Товщина під'ярусу 85-107 м.

Кампанський ярус представлений товщею крейди білої писальної однорідної або окремішної з проверстками мергелів. Товщина ярусу 139-182 м.

Маастрихтський ярус складений товщею білої крейди писальної з прошарками мергелів. Товщина ярусу 67-96 м.

Кайнозойська ератема. Кайнозойські відклади розкриті всіма свердловинами і залягають на підстилаючих відкладах з кутовою та стратиграфічною незгідністю. Представлені вони палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами.

Загальна товщина відкладів складає 156-202 м.

2.2 Тектоніка

В тектонічному відношенні Маріївське родовище розташоване в північній прибортовій частині Дніпровсько-Донецької западини, для якої притаманне ступінчасте занурення кристалічного фундаменту по системі субширотних порушень в напрямку осьової частини западини. Глибина залягання поверхні фундаменту змінюється від 1,8-2,0 км на Північному борту до 4,55,0 км на півдні території. Системою субширотних та субмеридіальних порушень фундамент розбито на великі блоки, що підтверджується геофізичними дослідженнями та даними глибокого буріння. На Маріївській площі покрівля фундаменту розкрита свердловиною 18 на глибині 4232 м[1, 4].

Тектонічні порушення в більшості проявляються і в осадовій товщі, розбиваючи її на серію блоків, які піддалися в процесі геологічного розвитку плікативним деформаціям. Всі структурні форми, як правило, являють собою невеликі антиклінальні складки або блоки. Характерною особливістю будови всіх піднять є їх асиметричність і зріз порушенням північних, значно зменшених крил Маріївський вал цією групою незгідних скидів поділений на чотири тектонічні блоки[1]:

- західний блок (блок св. 51) обмежений регіональним скидом I-I, скидом IV-IV;
- південно-західний блок (блок св. 18, 50, 16) обмежений регіональним порушенням I-I, незгідними скидами IV-IV і II-II та ускладнений скидами V-V і XI-XI;

- центральний блок обмежений регіональним скидом I-I, скидом VII-VII і відокремлений на півдні від південно-західного блоку вузьким грабенном, створеним скидом II-II і скидом III-III. Блок включає в себе склепінну, ускладнену скидом VI-VI частину, а також східну перикліналь Маріївської структури; північний блок обмежений регіональним розломом I-I і незгідним скидом VII-VII, ускладнений скидами XIII-XIII і XIV-XIV[1].

Скид I-I встановлений сейсмічними дослідженнями, а також даними буріння. Він підтверджується даними буріння свердловини 12 Маріївської площі, яка встановила відсутність в розрізі (на глибині 3192 м) візейських порід товщиною 340 м і свердловини 7, яка також встановила відсутність в розрізі (на глибині 2534 м) серпухівських порід товщиною 150 м. Скид простягається в північно-західному напрямку, амплітуда його змінюється і досягає 350 м. Падіння площини скидача південне.

- Незгідний скид II-II встановлений сейсмічними дослідженнями та підтверджений даними буріння свердловин: 16, 3, 8, 18, 50, 51 Маріївської площі, де спостерігається відсутність у розрізі порід середнього та пізнього карбону, товщиною від 60 до 180 м. Скид має північно-західне простягання, його амплітуда за даними сейсморозвідки змінюється по площі від 90 до 160 м. Скид II-II відокремлює центральний блок від південно-західного блоку. Падіння площини скидача в сторону зануреного блоку, тобто північне.

- Скид III-III – простежується в межах південно-західної частини центрального блоку, має північно-західне простягання. Його наявність встановлена сейсморозвідкою та підтверджена даними буріння свердловин 1, 8, 9, 10, 14, 17, 54, 55, 60 Маріївської площі, де спостерігається відсутність порід середнього та пізнього карбону, товщиною від 80 до 195 м. Амплітуда скиду III-III зменшується від 170 м на заході до 80 м на південному сході. Падіння площини скидача – південне.

- Незгідний скид IV-IV – обмежує і ускладнює західну перикліналь та південне крило Маріївського підняття, має північно-західне простягання. Він встановлений сейсмічними дослідженнями та зафіксований на глибині 3065 м свердловиною 51 Маріївської площі, де частково відсутні серпухівські відклади товщиною 30 м. Амплітуда скиду IV-IV змінюється по площі від 20 до 70 м. Падіння площини скидача – північне.

- Скид V-V – встановлений в межах південно-західного блоку тільки сейсмічними дослідженнями, являє собою поперечний скид субширотного простягання з невеликою амплітудою (20 м). Падіння площини скидача в сторону зануреного блоку, тобто – західне. У відкладах нижнього карбону скид V-V затухає.

- Скид VI-VI – є поперечним малоамплітудним (до 20 м) порушенням, яке ускладнює склепіння Маріївського підняття. Скид простягається з півдня на північ. Падіння площини скидача західне. Цей скид встановлено тільки за даними сейсморозвідки.

- Незгідний скид VII-VII – встановлений тільки за даними сейсморозвідки і має північно-західне простягання, у відкладах нижнього

карбону скид затухає. Амплітуда його змінюється по площини від 40 до 100 м. Падіння площини скидача – північне.

- Скид VIII-VIII – простежується у південній частині району досліджень, де з'єднується зі скидом III-III і відокремлює Іскрівське підняття від моноклінального блоку. Його встановлено як сейсмічними дослідженнями, так і за даними буріння. У свердловині 20 Іскрівської площі на глибині 2002 м спостерігається випадіння з розрізу частини башкирського ярусу, товщиною 40 м. Амплітуда цього скиду змінюється по площі від 40 до 60 м. Падіння площини скидача південне.

- Скиди IX-IX і X-X – трасуються у західній частині району досліджень, встановлені тільки за даними сейсмозвідки, мають південносхідне простягання та невеликі амплітуди (від 10 до 70 м).

- Скид XI-XI – по ранньому карбону та башкирському ярусу середнього карбону розмежовує західну і південну частину південно-західного блоку і має невелику амплітуду – 40-50 м. Скид встановлено тільки за даними сейсмозвідки. Падіння площини скидача – східне.

Бурінням свердловини 60 Маріївської площі на глибині 2621 м було встановлено випадіння з розрізу частини башкирського ярусу, товщиною 20 м, що свідчить про наявність поперечного малоамплітудного порушення скидового характеру XV-XV[1].

Маріївська палеозойська структура являє собою асиметричну брахіантиклінальну складку субширотного простягання.

Північне крило складки коротке, зрізане регіональним розломом. Західна перикліналь та південне крило структури, як відмічалось вище, ускладнені серією згідних і незгідних скидів. На сході Маріївська структура через неглибокий прогин кулісоподібно з'єднується з Іскрівською складкою, яка є значно меншою за розмірами.

Маріївська структура відрізняється від типових структур північної прибортової частини ДДЗ своїми великими розмірами.

За структурними особливостями та літологічним складом в осадовому чохлі Маріївської структурної зони можна виділити чотири структурнотетконічні поверхи – девонський, кам'яновугільно-нижньопермський, мезозойський та кайнозойський.

Девонський структурно-тектонічний поверх мало вивчений на даній території.

Розміри Маріївської складки по верхньовізейському під'ярусу (репер В-19-20) по ізогіпсі –3225 м (-3275 м в блоці св. 51) складають 12,5×3,0 км.

2.3 Газоносність

Маріївське газоконденсатне родовище розташоване в північній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини, де регіонально газоносними є відклади нижнього, середнього карбону[1, 4].

За результатами геофізичних досліджень свердловин і випробування горизонтів на Маріївському родовищі газоконденсатні поклади виявлені в

серпухівських (гор. С-4, С-5, С-6-7 і С-9), візейських (гор. В-19-20, В-21, В-22), турнейських (Т-3-4) відкладах нижнього карбону і фаменському ярусу (ФМ-1, ФМ-3) верхнього девону[1, 4].

В відкладах серпухівського ярусу виявлені чотири продуктивних горизонти С-4, С-5, С-6-7 і С-9. Горизонти С-4 і С-5 виявлені в свердловинах 1, 9 і 17. В процесі випробування в свердловині 9 із інтервалу 2842-2828 м (гор. С-5б) отримано непромисловий приплив газу. Дебіт газу заміряний газовим лічильником РС-100, склав 960 м³/добу. В інтервалі 2862-2770 м встановлено цементний міст. Із інтервалу 2716-2710 м (гор. С-4б) дебіт, заміряний газовим лічильником, склав 1120 м³/добу. Достріляли інтервал 2716-2719 м. Дебіт газу, заміряний трубкою Піто, склав 13,7 тис.м³/добу. Пластовий тиск (близький до гідростатичного) на глибині 2715 м досяг 27,8 МПа. З метою інтенсифікації припливу зробили повторну перфорацію (2719-2710 м). В результаті проведених заходів позитивних результатів не отримано. Навпаки відмічається винесення води (дебіт води – 3,7 м³/добу).

За даними первинних геофізичних досліджень в межах горизонту продуктивні пласти не виділялись. Але при випробуванні в свердловині 61 (сумісно з гор. С-5а) було отримано прямі ознаки продуктивності горизонту. Літологічно пласт представлений пісковиком з пористістю по АК 10%, водонасиченим з залишковим газонасиченням 55%. Також горизонт був випробуваний в свердловинах 8 та 60, де були отримані припливи води дебітом 13,3 та 3,4 м³/добу відповідно. При випробуванні в свердловині 1 разом з водою (Q_в=10,8 м³/добу) протягом доби надходило до 200 л нафти[1].

За даними перегляду комплексу ГДС по свердловинах 55 та 54 в горизонті С-6-7 були уточнені геолого-геофізичні характеристики та виділені подібні в обох свердловинах газоносні пласти пісковика з пористістю 8-14 %, газонасиченістю 50-72,5 %, ефективною товщиною 5,2 м (Додаток №3 і №4).

При переведенні експлуатаційної свердловини 55 на вищезалягаючий об'єкт в горизонті С-6-7н був простріляний пласт в інтервалі 2951-2957 м. В результаті випробування вперше на родовищі з даного пласта отримали промисловий приток газу 15 тис. м³/добу на 3 мм штуцері.

У свердловині 54 після перфорації пласта горизонту С-6-7н в інтервалі 2938-2944 м з пористістю 8 %, газонасиченістю 50 % отриманий приплив газу склав 8 тис. м³/добу на 3 мм штуцері.

Газовий поклад гор. С-9 виявлений тільки в свердловині 14, в інших свердловинах горизонт ущільнений. В процесі випробування інтервалу 3101-3110 м приплив газу склав 14,1 тис.м³/добу.

Поклад гор. В-21 виявлений в свердловинах 14, 17 і 55. При випробуванні інтервалу 3427-3424 м в свердловинах 14 і 17 одержаний приплив газу на діафрагмі 12 мм при депресії 26 МПа склав 48 тис.м³/добу, в інтервалі 3434-3410 м в свердловині 17 на діафрагмі 9,5 мм при депресії 28,8 МПа приплив газу склав 61,6 тис.м³/добу.

Поклад гор. В-22 виявлений в центральній системі Маріївського родовища в розвідувальних свердловинах 10, 13, 14 і 17 та експлуатаційних 54 і 55. В

процесі випробування в свердл. 10 із інтервалу 3445-3456 м на діафрагмі Ø 11 мм при депресії 28 МПа приплив газу досяг 67 тис.м³/добу, в свердл. 17 із інтервалу 3410-3434 м на діафрагмі Ø 9,6 мм при депресії 30,9 МПа приплив газу дебітом 65 тис.м³/добу. При випробуванні експлуатаційних свердловин 54 і 55 отримали приплив газу з незначною кількістю води. В свердловині 54 із інтервалу 3452-3442 м на 7 мм штуцері дебіт газу склав 42 тис.м³/добу, в свердловині 55 із інтервалу 3467-3458 м на 7 мм штуцері дебіт газу склав

103,8 тис.м³/добу, але вже на 10,75 мм дебіт газу досягав 75 тис.м³/добу, води - 3,5 м³/добу. Зниження дебіту газу пояснюється інтенсивним накопиченням в працюючій свердловині рідинної фази.

На даний час розробка покладів В-21, В-22 закінчена[3].

В відкладах турнейського ярусу виділені продуктивні горизонти Т-3-4, які мають обмежений характер. При випробуванні свердловини 9 із гор. Т-3-4г (3515-3499 м), одержаний незначний приплив газу дебіт, що вимірювався лічильником склав 810 м³/добу і води 3,3 м³/добу. В свердловині 17 із інтервалу 3535-3540 м на діафрагмі Ø 18,4 мм при депресії 16,8 МПа приплив газу досяг 239,5 тис.м³/добу.

В девонських відкладах виявлені два газових поклади ФМ-1 і ФМ-3. Поклад ФМ-1 розкритий свердловинами 10 і 60. Пласти не були рекомендовані до випробування, так як за попереднім заключенням ГДС інтерпретувалися як ущільнені. Поклад ФМ-3 розкритий свердловинами 51 і 9. Під час дослідження свердловини спостерігалось незначне виділення газу, дебіт якого виміряти неможливо.

2.4 Гідрогеологічна характеристика родовища

У гідрогеологічному відношенні Маріївське родовище розташоване в північній частині Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну.

За схемою гідрогеологічної зональності, розробленою в УкрНДІгазі [4], виділяються два гідрогеологічні поверхи – верхній вміщує в собі води інфільтраційного походження, який в межах Маріївського родовища розкритий на глибинах до 725-743 м і включає в себе водоносні горизонти мезокайнозойських відкладів; та нижній, який поділяється на верхній ярус переважного розвитку седиментогенних вод з елізійним режимом, який на родовищі вміщує водоносні горизонти тріасу, карбону та девону на глибинах більше 725-743 м, та нижній ярус відроджених вод термодегідратаційного походження, який тут відсутній. Межа між поверхами проводиться по підшві колекторів оксфордського ярусу верхньої юри.

В межах верхнього гідрогеологічного поверху виділяються водоносні комплекси кайнозойських і частково мезозойських відкладів.

Кайнозойський водоносний комплекс містить четвертинний водоносний горизонт ґрунтових вод, новопетрівсько-берецький, межигірсько-обухівський, бучацький водоносні горизонти напірних вод. Глибина залягання до 150-190 м, статичні рівні встановлюються на глибинах 23-31 м від гирла свердловини.

Припливи води характеризуються дебітами від 5-16 м³/добу до 50-60 м³/добу.

Води прісні та слабосолоні з мінералізацією від 0,3 до 2,5 г/л. За хімічним складом вони гідрокарбонатні кальцієві або натрієві. Для водопостачання здебільшого використовується межигірсько-обухівський водоносний горизонт. За даними гідрогеологічної свердловини, яка була пробурена для водопостачання пошукової свердловини 17, межигірсько-обухівський водоносний горизонт залягає на глибинах 41-53 м, тобто має товщину 12 м, статичний рівень встановився на глибині 23 м. Приплив води характеризувався дебітом 5,5 м³/год при динамічному рівні 31 м. В народному господарстві води використовуються, в основному, для питного водопостачання і тому підлягають захисту від забруднення. Мезозойські водоносні горизонти пов'язані з тріщинуватою зоною крейдяномергельної товщі та сеноманським ярусом верхньої крейди, а також з вапняками і пісковиками оксфордського ярусу верхньої юри. Безпосередньо на Маріївському родовищі вони не вивчалися, тому приведена їх характеристика на сусідньому Максальському родовищі. Максимальні товщини горизонтів складають 20-30 м. Водоносні горизонти мають напірний характер. За хімічним складом води відносяться до гідрокарбонатнокальцієво-натрієвого складу з мінералізацією від 0,3 до 1,5-2,5 г/л, вони використовуються для питного водопостачання та при бурінні глибоких свердловин.

Нижче залягає юрсько-тріасова глиниста товща з окремими водоносними горизонтами. Вона є регіональним флюїдоупором, який розділяє у даній частині ДДЗ верхній і нижній гідрогеологічні поверхи[4].

Нижчезалягаючі відклади тріасу, карбону і девону в гідрогеологічному відношенні знаходяться в зоні переважного розвитку седиментогенних вод з елізійним режимом.

Відклади тріасу і верхнього карбону в межах Маріївського родовища не випробувались. За даними випробування на суміжних площах (Волохівської, Граківської та Північно-Голубівської) води тріасу мають напірний характер, дебіти становлять 6,5-18 м³/добу. За хімічним складом води хлоридні натрієві, мінералізація їх 75-83 г/л.

Води верхнього карбону мають напірний характер. Дебіти досягають 2,7 м³/добу при середньодинамічному рівні $H_{\text{срд}} = 220$ м (св. 6 Волохівської площі). За хімічним складом води хлоридні натрієві з мінералізацією близько 112 г/л. Вміст мікрокомпонентів відповідає фоновим значенням: йоду – 8,5 мг/л, бром – 257,3 мг/л, бору – 8,5 мг/л, амонію – 90 мг/л. Газонасиченість пластових вод невисока – 550,8 см³/л. Водорозчинний газ метанового типу (метану – 85,3 %).

Відомості про гідрогеологічні особливості розрізу середнього і нижнього карбону отримані в результаті випробування свердловин 1, 8, 9, 10, 13, 14, 16, 17 та 50[1].

У московському і башкирському ярусах середнього карбону водоносними являються пористі пісковики товщиною до 15 м.

Відклади московського ярусу на родовищі випробувались в свердловині 8 – отримано приплив пластової води дебітом 1,47 м³/добу при $H_{\text{срд}} = 1540$ м, густиною 1,068 г/см³. За складом вода хлоридна натрієва, збагачена мікрокомпонентами – J – 4,9 мг/л, Br – 213,1 мг/л, NH₄ – 41,3 мг/л, мінералізація її дорівнює 96,9 г/л [1].

Відклади башкирського ярусу випробувались в свердловині 1. Дебіти пластових вод коливаються в межах 1,03-12,5 м³/добу при $H_{\text{срд}} 1860$ і 1040 м, відповідно. За хімічним складом води являють собою хлоридні натрієвокальцієві розсоли, мінералізація яких складає 160-170 г/л. Пластові води збагачені мікрокомпонентами: J – 7,6-10,1 мг/л, Br – 253,1-301,9 мг/л, NH₄ – 40-211 мг/л. Густина коливається в межах 1,110-1,139 г/см³. Кількість розчиненого газу збільшується з глибиною і становить 860-1176 см³/л.

За результатами інтерпретації промислово-геофізичних досліджень товщини водовміщуючих колекторів серпухівського ярусу становлять 0,6-25 м. Водозбагаченість їх характеризується дебітами 2,4 м³/добу – 23,9 м³/добу. За хімічним складом пластові води відносяться до хлоридних натрієвих високомінералізованих розсолів з дещо підвищеним вмістом сульфатів.

Мінералізація їх коливається в межах 154,4-241,2 г/л. Вміст мікрокомпонентів складає: йоду – 1,7-20,1 мг/л, бромю – 84,8-354,3 мг/л, бору – 15,7-21,6 мг/л, амонію – 102,4-300,0 мг/л. Відмічається підвищений вміст бромю. Вміст розчиненого газу (св. 8, інтервал 2959-2946 м) становить 1130 см³/л.

На Маріївському родовищі відбувається розробка газоконденсатних покладів серпухівського віку, тому детальна гідрогеологічна характеристика нижчезалягаючого розрізу не приводиться.

3 Геолого-промислова характеристика родовища

3.1 Фізико-літологічна характеристика продуктивних горизонтів

Промислова газонасиченість Маріївського родовища пов'язана, в основному, з теригенними породами нижнього карбону (верхньосерпухівський, верхньовізейський під'ярус, турнейський ярус) та верхнього девону (фаменський ярус) [1].

Продуктивні горизонти (С-4, С-5, С-6-7, С-8-9, В-19-20, В-21, В-22, Т-3-4, ФМ-1, ФМ-3) представлені однотипними теригенними різновидами, складеними чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, з рідкими прошарками карбонатних порід малої товщини.

Продуктивні горизонти С-4, С-5, С-6-7, С-8-9 верхньосерпухівського під'ярусу розвинуті на Маріївському родовищі [2, 6, 7].

Горизонт С-4 залягає у верхній частині верхньосерпухівських відкладів і розкритий в межах родовища всіма свердловинами. Представлений горизонт потужними піщаними пластами в перемежуванні з малопотужними прошарками алевролітів, аргілітів і поодинокими проверстками вапняків.

Загальна товщина горизонту змінюється від 87 м (св. 60) до 121 м (св. 55).

Пісковики горизонту, в основному, водоносні і лише в свердловинах 1, 9, 50 газонасичені. Загальна ефективна товщина пісковиків коливається в межах від 2,0 м (свердловина 51) до 53,2 м (свердловина 12).

Відкрита пористість пісковиків, визначена за лабораторними даними, коливається від 1,8 % (свердловина 18) до 17,5 % (свердловина 17), проникність до $15,97 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, за даними ГДС Кп змінюється від 5,0-5,5 % (свердловини 13, 16, 50) до 16,0-16,5 % (свердловини 8, 17).

Горизонт С-5 розкритий в межах родовища всіма свердловинами. Загальна товщина горизонту змінюється від 75,0 м (свердловини 10, 54) до 87,0 м (свердловина 8). Горизонт С-5 також представлений потужними піщаними пластами в перемежуванні з малопотужними прошарками алевролітів, аргілітів, рідко вапняків.

Відкрита пористість пісковиків за лабораторними даними змінюється від 2,4 % (св. 17) до 20,5 % (св. 14), проникність від 0 до $347,48 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, згідно даних промислової геофізики Кп коливається від 5,0 % (св. 10,13) до 17,0-18,0 % (св. 9, 18, 60).

Горизонт С-6-7 представлений двома пластами пісковиків та аргілітами. Загальна товщина горизонту змінюється від 60 м (свердловини 10, 55) до 70 м (свердловина 54).

Керновим матеріалом горизонт не охарактеризований. За даними ГДС пористість змінюється від 8 % (свердловина 54) до 14 % (свердловина 55); газонасиченість від 50 % (свердловини 10, 54) до 72,5 % (свердловина 55).

Горизонт С-8-9 продуктивний в свердловині 14, газонасичена товщина пісковиків 5,8 м. Складений горизонт перешаруванням алевролітів, пісковиків, аргілітів з дуже рідкими проверстками вапняків.

Загальна товщина горизонту коливається від 52,0 м (свердловина 51) до 132,0 м (свердловина 55).

Пісковики горизонту охарактеризовані по аналогії з сусідніми родовищами. В межах горизонту виділяється два продуктивних пласта: С-8-9а і С-8-9б. Пласти С-8-9а і С-8-9б мають локальне розповсюдження і приурочені до свердловини 14 в південно-східній частині родовища.

Колектор пласта С-8-9а представлений лінзою пісковика ефективною товщиною 0,6 м і Кп - 12,0 %.

Пласт С-8-9б розкритий в свердловинах 14 і 10. В районі свердловини 14 пласт газоносний і представлений двома прошарками пісковика лінзовиднопластової форми розділених 1,0 м прошарком щільних порід. За даними ГДС загальна ефективна товщина становить 5,2 м, пористість - 13,9 %.

Керновим матеріалом пласти С-8-9а і С-8-9б не охарактеризовані[1].

Верхньовізейський під'ярус представлений трьома продуктивними горизонтами В-19-20, В-21, В-22.

Горизонт В-19-20 керновим матеріалом практично не охарактеризований. Загальна товщина горизонту на Маріївському родовищі 21,0 м (свердловини 18, 51, 55) - 29,0 м (свердловина 13).

Пористість пісковиків за промислово-геофізичними висновками складає 10,0-13,0 %, КГ - 78,0-85,5 % (свердловина 18).

Горизонт В-21 складений перешаруванням пісковиків, вапняків, аргілітів і алевролітів. В розрізі горизонту переважно присутні теригенні породи. Загальна товщина горизонту 46,0 м (св. 13, 14) - 56,0 м (св. 18, 51).

Відкрита пористість пісковиків складає 0,8 % (св. 10) - 7,9 % (св. 9), проникність 0 (св. 9, 10, 13) - $0,78 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (св. 10).

Горизонт В-22 складений пісковиками, алевролітами і аргілітами з поодинокими малої товщини проверстками глинистих вапняків. Загальна товщина горизонту 41,0 м (св. 50) - 65,0 м (св. 10, 13).

Ефективна газонасичена товщина в продуктивних свердловинах коливається від 0,6 м (св. 14) до 6,2 м (св. 10). Відкрита пористість пісковиків по лабораторним даним змінюється від 0,9 % до 12,6 %, проникність від 0 до $133,96 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Турнейський ярус представлений продуктивним горизонтом Т-3-4[1].

Горизонт Т-3-4 складений переважно вапняками з прошарками пісковиків, аргілітів і алевролітів. Загальна товщина горизонту коливається від 11,0 м (св. 51) до 94,0 м (св. 14). Ефективна товщина змінюється від 1,0 м (св. 50) до 6,0 м (св. 17).

Пористість пісковиків за даними ГДС змінюється від 0 (св. 18) до 14,0 % (св. 12, 51). За даними лабораторних досліджень відкрита пористість пісковиків 13,1 % (св. 12); проникність - $27,38 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (св. 14).

Фаменський ярус представлений двома продуктивними горизонтами: ФМ-1 і ФМ-3[1].

Загальна товщина горизонту ФМ-1 коливається в межах від 49,0 м (св. 50) до 135,0 м (св. 13).

Пісковики горизонту ФМ-1 на Маріївському родовищі, в основному, водоносні. Ефективна товщина пісковиків змінюється на Маріївському родовищі від 6,0 м (св. 50) до 37,8 м (св. 10).

Згідно лабораторних даних відкрита пористість пісковиків змінюється від 1,0 % (св. 17) до 19,0 % (св. 10), проникність від 0 (св. 17) до $912,09 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (св. 10).

Горизонт ФМ-3 представлений піщано-глинисто-алевритовою товщею з підлеглими прошарками карбонатних порід. Загальна товщина горизонту змінюється від 81,0 м (св. 50) до 116,0 м (св. 13)[1].

Ефективна товщина пісковиків коливається в межах від 2,2 м (св. 18) до 18,4 м (св. 13).

За даними промислової геофізики пористість пісковиків коливається від 1,0 % (св. 12) до 14,5 % (св. 51).

3.2 Фізико-хімічні властивості та склад пластових рідин і газів

Первинні газоконденсатні дослідження на Маріївському родовищі проводились в процесі геологорозвідувальних робіт на свердловинах 10 і 17 в період 1984–1985 рр. За результатами проведених досліджень була отримана початкова газоконденсатна характеристика продуктивних покладів горизонтів В-21 і В-22 візейського ярусу нижнього карбону[2].

Промислові випробування свердловин на газоконденсатність, відбір проб газу та конденсату для лабораторних досліджень здійснювався ДГП “Полтавнафтогазгеологія”, а весь комплекс лабораторних досліджень рідких та газоподібних вуглеводнів пластових систем виконаний у Чернігівському відділенні (ЧВ) УкрНДГРІ у відповідності з існуючими методиками.

На основі отриманих результатів промислових та лабораторних досліджень газоконденсатних покладів обґрунтовані:

- склад пластового газу;
- фізико-хімічна характеристика конденсату;
- потенційний вміст пентанів і вищекиплячих вуглеводнів (C_{5+}), етану, пропану, бутанів, а також неуглеводневих компонентів (гелій, азот, двоокис вуглецю) у пластовому газі.

Результати газоконденсатних досліджень приведені в таблицях 3.1, 3.2.

Таблиця 3.1 – Умови відбору проб відсепарованого газу та сирого конденсату Маріївського родовища [2]

Дата відбору проб		16.04.85	10.02.84	19.01.84
Тип сепаратора		ГЖ-64- 1000- 16ГС	ГЖ-64- 1000- 16ГС	ГЖ-64- 1000- 16ГС
Умови сепарації	Тсеп., К	240,2	251,2	253,2
	Рсеп., МПа	5,43	5,10	5,00
Конденсато-газовий фактор, см ³ /м ³	по стабільному	49,4	25,6	25,8
	по сирому	70,0	33,9	33,9
Дебіт конденсату, м ³ /доб.	стабільного	2,4	1,35	1,3
	сирого	3,4	1,78	1,78
Дебіт газу, тис.м ³ /доб.		48,6	52,5	50,4
<u>Δ Р, МПа</u>		<u>11,85</u>	<u>17,87</u>	<u>14,80</u>
%		29,8	44,1	39,1
Тиск, МПа	Рвиб	27,85	22,60	22,59
	Рзтр	20,10	17,25	16,16
	Ртр	19,75	16,75	16,75
Діаметр штуцера, мм		3,34	4,10	4,10
НКТ	глибина спуску, м	3400	3403	3382
	діаметр, мм	60,3 73,0	73,0	73,0
<u>Тпл, К</u>		<u>398,2</u>	<u>400,6</u>	<u>397,2</u>
Н, м		3390	3463,5	3370
<u>Рпл, МПа</u>		<u>39,7</u>	<u>40,47</u>	<u>37,39</u>
Н, м		3422	3455	3463,5
Інтервал перфорації, м		3410÷3434	3439÷3456 3456÷3471	3456÷3471
Продуктивний горизонт		В-21-22	В-22	В-22
Номер свердловини		17	10	10

Таблиця 3.2 – Склад пластового газу Маріївського родовища [2]

Потенційний вміст, г/м ³	на сухий газ	н-бутан	13,2	3,9	2,4	3,1
		і-бутан	11,2	4,6	4,1	4,3
		пропан	39,0	16,0	10,7	13,3
		етан	74,1	53,0	32,9	42,9
		пентани+вищі	38,2	20,8	25,9	23,3
	пентаи+вищі	на газ сепарації	38,4	20,7	26,0	23,4
		на пластовий газ	37,8	20,7	25,8	23,2
Густина відносна			0,6514	0,6814	0,6704	0,6759
Молекулярна маса			18,87	19,74	19,42	19,58
Склад пластового газу, мольні %	двоокис вуглецю		0,69	8,0	7,82	7,91
	азот		0,35	0,50	0,27	0,39
	гелій		0,07	0,06	0,06	0,06
	пентани+вищі		0,86	0,46	0,57	0,51
	н- бутан		0,54	0,16	0,10	0,13
	ізобутан		0,46	0,19	0,17	0,18
	пропан		2,11	0,87	0,58	0,73
	етан		5,87	4,22	2,62	3,42
	метан		89,05	85,54	87,81	86,67
Інтервал перфорації, м			3410÷3434	3439÷3456 3456÷3471	3456÷3471	Середнє по горизонту В-22
Горизонт			В-21-22	В-22	В-22	
Номер свердловини			17	10	10	

Дослідження свердловин на газоконденсатність здійснювалось методом промислових відборів газу за допомогою сепараторів типу ГЖ-64-1000. Дебіт відсепарованого газу замірявся діафрагменим вимірювачем критичної течії (ДВКТ), а дебіт стабільного конденсату – у мірній ємності. Дебіт сирого конденсату розраховувався через коефіцієнт усадки або визначався прямими замірами в сепараторі. Пластові тиски замірялися глибинними манометрами типу МГН-2 класу точності 0,6, а вибійний тиск визначався розрахунковим методом по тиску нерухомого стовпа газу в затрубному просторі. Тиски на гирлі свердловини (трубний, затрубний, міжколоний) і ДВКТ фіксувалися зразковими манометрами класу точності 0,4. Температури на вибої та гирлі свердловини замірялися відповідно максимальними глибинними та фізичними термометрами. Коефіцієнт усадки сирого конденсату при нормальних атмосферних умовах визначався за допомогою каліброваного контейнера типу КЖО-1 ємністю 100 см³ і мірного циліндра. Дослідження на газоконденсатність проводилися, як правило, після повної очистки привибійної зони пласта і ствола свердловини від фільтрату бурового розчину і механічних домішок. При цьому тривалість очистки в залежності від фільтраційної та продуктивної характеристики колектора становила від 8 до 60 годин, а час виходу свердловини на стабільний режим роботи був в межах від 2 до 8 годин[2].

Потрібно відмітити, що візейські продуктивні горизонти В-21 і В-22 Маріївського родовища, до яких приурочені основні промислові запаси вуглеводнів, мають досить погіршені фільтраційні властивості. Так, при дебітах газу 37,2-65,4 тис.м³/добу, депресії на вибої свердловин перевищували допустимі і складали 40-83 % на пласт. При цьому в свердловині 10 фільтраційна і газоконденсатна характеристики продуктивного горизонту В-22 значно гірші, ніж сумісно-випробуваних горизонтів В-21 і В-22 в свердловині 17. Це свідчить про те, що в свердловині 17, в основному, працював горизонт В-21, який має кращі характеристики колектора, порівняно з горизонтом В-22.

Початковий склад пластових газів і фізико-хімічні параметри конденсатів Маріївського родовища визначались в Чернігівському відділенні УкрНДГРІ і наведені в таблицях 3.3, 3.4.

Горизонт В-21 випробувався спільно з горизонтом В-22 в свердловині 17 (інтервал перфорації 3410-3434 м). Враховуючи, що у випробуваному інтервалі, в основному, представлений горизонт В-21, а також те, що горизонт В-22, на основі проведених досліджень в свердловині 10, мав погіршені ємкіснофільтраційні властивості, результати спільного випробування горизонтів В-21, В-22 розповсюджуються, в основному, на горизонт В-21.

Вище згадувалось, що візейські продуктивні пласти Маріївського родовища відрізняються невисокою продуктивною та фільтраційною характеристикою. Разом з тим умови проведення промислових досліджень (горизонт В-21) та особливості складу пластових газів (горизонт В-22) сприяли отриманню достовірної інформації. Таким чином, отримані дані були використані в якості вихідних газоконденсатних параметрів, а саме для горизонту В-21 вміст етану 5,87 %, пропану 2,11 %, бутану 1,0 % і пентанів та

вищекиплячих вуглеводнів $38,2 \text{ г/м}^3$ (в розрахунку на сухий газ). Серед неуглеводневих газів $0,69 \%$ складав двоокис вуглецю, $0,35 \%$ азот і $0,07 \%$ гелій. Конденсат за своїми фізикохімічними властивостями є достатньо легким, він мав густину $0,7617 \text{ г/см}^3$, молекулярну масу 121 і вміщував 72% бензинових фракцій. Його склад вміщував всього $0,42 \%$ смолистих речовин, а тверді парафіни взагалі були відсутні[2].

Таблиця 3.3 - Середні значення складу газу сепарації,дегазації,дебутанізації і пластового [2]

Назва компонентів	Газ сепарації		Газ дегазації		Газ дебутанізації		Стабільний денсат	Пластовий газ		Потенціальний вміст компонентів в розрахунку на м ³ газу, г/м ³	
	мольні %	Г-моль	мольні %	Г-моль	мольні %	Г-моль		мольні %	Г-моль	пластового	сухого
	Горизонт В-21-22 (свердловина №17)										
Метан	90,09	900,9	35,77	3,41	0,41	-	-	89,05	904,31	596,6	602,7
Етан	5,79	57,9	17,49	1,66	7,54	0,04	-	5,87	59,60	73,4	74,1
Пропан	2,00	20,0	13,00	1,24	35,24	0,18	-	2,11	21,42	38,6	39,0
Ізо-бутан	0,42	4,2	4,00	0,38	25,50	0,13	-	0,46	4,71	11,1	11,2
Н-бутан	0,51	5,1	3,33	0,32	19,82	0,10	-	0,54	5,52	13,1	13,2
Пентани + вищі	0,28	2,8	2,34	0,22	11,2	0,06	5,63	0,86	8,71	37,8	38,2
Гелій	0,07	0,7	-	-	-	-	-	0,07	0,70	0,1	0,1
Азот	0,36	3,6	-	-	-	-	-	0,35	3,60	4,1	4,1
Двоокис вуглецю	0,48	4,8	23,15	2,20	0,27	-	-	0,69	7,00	12,6	12,8
Всього:	100,00	1000,0	100,00	9,43	100,00	0,51	5,63	100,00	1015,57	787,5	-
Молекулярна маса	18,44	-	33,66	-	56,25	-	-	18,87	-	-	-
Густина, кг/м ³	0,7671	-	1,4002	-	2,3398	-	-	0,7849	-	-	-
Густина відносна	0,6366	-	1,1620	-	1,9418	-	-	0,6514	-	-	-
Мольна доля сухого газу	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,990	-
Мольна доля газу сепарації	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,985	-
Горизонт В-22 (свердловина №10)											
Метан	87,15	871,5	44,90	1,63	-	-	-	86,67	873,13	580,7	583,9
Етан	3,38	33,8	16,80	0,61	-	-	-	3,42	34,41	42,7	42,9
Пропан	0,69	6,9	11,02	0,40	-	-	-	0,73	7,3	13,3	13,3
Ізо-бутан	0,17	1,7	3,86	0,14	-	-	-	0,18	1,84	4,3	4,3
Н-бутан	0,11	1,1	3,31	0,12	-	-	-	0,13	1,22	3,1	3,1
Пентани + вищі	0,14	1,4	4,41	0,16	-	-	3,70	0,51	5,26	23,2	23,3
Гелій	0,06	0,6	-	-	-	-	-	0,06	0,60	0,1	0,1
Азот	0,38	3,8	-	-	-	-	-	0,39	3,80	4,5	4,5
Двоокис вуглецю	7,92	79,2	15,70	0,57	-	-	-	7,91	79,77	144,7	145,5
Всього:	100,00	1000,00	100,0	3,63	-	-	3,70	100,00	1007,33	816,6	-
Молекулярна маса	19,16	31,77	-	-	-	-	-	19,58	-	-	-
Густина, кг/м ³	0,7972	1,3198	-	-	-	-	-	0,8144	-	-	-
Густина відносна	0,6616	1,0953	-	-	-	-	-	0,6759	-	-	-
Мольна доля сухого газу	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,995	-
Мольна доля газу сепарації	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,992	-

Таблиця 3.4 – Основні фізико-хімічні властивості і фракційний склад конденсатів [2]

Показники, одиниці виміру	Номер свердловини	
	17	10
Дата відбору	04.1985	01-02.1984
Умови відбору проб:		
- тиск , МПа	5,43	5,10
- температура, К	240	253
Колір		
Густина, г/см ³	0,7617	0,7577
В'язкість кінематична при 20°С, м ² /с·10 ⁻⁶	1,030	0,930
Асфальтени , % ваг.	0,06	0,01
Смоли силікагелеві, % ваг.	0,42	0,86
Парафіни, % ваг.	-	0,10
Молекулярна маса	121	119
Фракційний склад за ГОСТ 2177-82:		
початок кипіння, °С	49	43
відгін при температурі, °С		
5 %	60	53
10 %	69	62
20 %	78	81
30 %	105	98
40 %	121	114
50 %	133	126
60 %	153	141
70 %	190	162
80 %	214	205
90 %	360	300
95 %	-	-
кінець кипіння, °С	360	325
Об'ємна частка, %:		
відгону	90,0	94,0
залишку	2,0	3,0
втрат	8,0	3,0
Вміст фракцій на основі відгону, % об.:		
п.к.÷150°С	59,0	65,0
150°С÷200°С	13,0	14,0
200°С÷300°С	12,0	11,0
вище за 300°С	16,0	10,0

Горизонт В-22 випробувався в свердловині 10 двічі, спочатку в інтервалі 3456-3471 м, а потім з дострілом інтервалу 3439-3456 м. В обох випадках отримані подібні результати, тому в якості вихідних газоконденсатних параметрів були використані середні значення між ними, а саме: вміст етану 3,42 %, пропану 0,73 %, бутанів 0,31 % і вуглеводнів C_{5+} 23,3 г/см³ (в розрахунку на сухий газ). Необхідно відмітити, що пластовий газ цього горизонту відрізнявся вмістом двоокису вуглецю (7,91 %), в той же час вміст азоту (0,39 %) і гелію (0,06 %) аналогічний вищезалягаючому горизонту В-21. Конденсат за своїми фізико-хімічними характеристикам мало відрізнявся від вуглеводнів C_{5+} з вищезалягаючого горизонту, хоча в цілому був дещо легшим з густиною 0,7577 г/см³, молекулярною масою 119,28 і вмістом фракцій п.к.÷200 °С – 79 %[2].

Кількість смолистих речовин складала 0,86 % і твердих парафінів 0,10 %.

За результатами досліджень свердловин 54 і 55 на газоконденсатність, які проводились у 1999 та у 2012 рр., була отримана поточна газоконденсатна характеристика продуктивних покладів візейського (горизонт В-22) та серпухівського (горизонт С-6-7н) ярусів нижнього карбону Маріївського родовища. Комплекс промислових газоконденсатних і лабораторних досліджень свердловинної продукції виконувався співробітниками УкрНДІгазу.

Для дослідження свердловин на газоконденсатність застосовувався метод малих відборів газу за допомогою малогабаритної термостатованої сепараційної установки (МТСУ), відкаліброваної за промисловим сепаратором.

При проведенні газоконденсатних досліджень згідно вказаного методу вся продукція свердловин спрямовувалась у газопровід, а частина потоку (менше ніж 1 %) за допомогою спеціального пробовідбірної зонду, сопло якого розташовувалось нижче хрестовини по центру перетину фонтанної арматури назустріч потоку газорідинної суміші, відводилася на МТСУ. Відбір висхідного потоку газоконденсатної суміші проводився в ізокінетичному режимі, коли при існуючому дебіті свердловини лінійна швидкість газорідинного потоку, який проходить через сопло пробовідбірної зонду, дорівнювала лінійній швидкості потоку в трубі (НКТ) перед зондом.

В сепараторі потік газоконденсатної суміші розподілявся на дві фази: насичену рідину і газ. Об'єм пропущеного газу вимірювався газовим лічильником типу РГК-100-Ех, об'єм рідини вимірювався за допомогою мірного циліндру. Під час зливання насиченої рідини в мірний циліндр відбувалося її розгазування. Тому при проведенні досліджень безпосередньо на свердловинах визначався конденсатогазовий фактор стабільного конденсату. Кількість насиченого (нестабільного) конденсату, який відбирався в металеві контейнери і дегазувався в лабораторії згідно інструкції, визначався через його коефіцієнт усадки.

Дані про режими роботи свердловин, умови відбору проб газу і конденсату та питомі виходи конденсату при проведенні газоконденсатних досліджень приведені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Дані по характеристиці свердловин і режимів їх роботи під час проведення газоконденсатних досліджень [2]

Показники, одиниці виміру	Номер свердловини			
	54	55	54	55
Продуктивний горизонт	В-22	В-22	С-6-7н	С-6-7н
Інтервал перфорації, м	3442÷4484	3458÷3510	2944÷2938	2957÷2951
Глибина спуску НКТ, м	3490	3509	2930	2941
Діаметр НКТ, мм	73	73	73	73
Дата дослідження	10.1999	10.1999	10.2012	10.2012
Пластовий тиск, МПа	34,10	37,50	26,37	22,78
Вибійний тиск, МПа	20,40	25,00	15,85	15,27
Пластова температура, К	399	399	393	391
Режим роботи свердловини:				
- тиск на гирлі, МПа	11,9÷11,4	16,0÷8,2	11,57	11,67
- температура на гирлі, К	284	286	282	282
- депресія, МПа	13,7	12,5	10,52	7,51
- депресія, %	40,2	33,3	39,9	33,0
- дебіт газу, тис. м ³ /добу	5,4	7,1	5,0	5,0
- швидкість газу біля башмака НКТ, м/с	0,1	0,1	0,04	0,04
Умови відбору:				
- тиск, МПа	5,9	5,9	5,9	5,9
- температура, К	265	295	269	268
Питомий вихід конденсату, см ³ /м ³ :				
- стабільного	11,8	14,4	55,0	81,4
- нестабільного	22,0	24,7	68,0	119,7
Водний фактор, см ³ /м ³	0,1	12,5	3,0	1,0

В процесі проведення газоконденсатних досліджень на свердловинах з сепаратора МТСУ для аналітичних досліджень відбирались проби газу сепарації і конденсату. За результатами лабораторних досліджень отримані фізикохімічні властивості і фракційний склад конденсату, які приведені в таблиці 3.6

Таблиця 3.6 – Основні фізико-хімічні властивості і фракційний склад конденсатів [2]

Показники, одиниці виміру	Номер свердловини			
	54	55	54	55
Продуктивний горизонт	В-22	В-22	С-6-7н	С-6-7н
Дата відбору	10.1999	10.1999	10.2012	10.2012
Умови відбору проб:				
- тиск, МПа	5,9	5,9	5,9	5,9
- температура, К	265	295	269	268
Колір	св.жов.	св.жов.	б/к	б/к
Густина, г/см ³	0,7347	0,7836	0,7396	0,7105
В'язкість кінематична при 20°C, м ² /с·10 ⁻⁶	0,713	0,839	0,701	0,608
Молекулярна маса	102	118	101	94
Фракційний склад за ГОСТ 2177-82:				
початок кипіння, °С	45	38	46	35
відгін при температурі, °С				
5 %	79	77	70	46
10 %	89	91	77	54
20 %	98	103	86	68
30 %	105	112	91	77
40 %	112	120	96	81
50 %	119	128	101	87
60 %	128	140	107	92
70 %	137	157	114	101
80 %	149	184	125	116
90 %	164	240	146	137
95 %	174	289	169	159
кінець кипіння, °С	195	318	212	193
Об'ємна частка, %:				
відгону	99,0	97,5	99,0	98,0
залишку	1,0	1,5	1,0	1,0
втрат	-	1,0	-	1,0
Вміст фракцій на основі відгону, % об.:				
п.к.÷150°C	81,0	67,5	91,0	94,0
150°C ÷200°C	19,0	17,5	7,5	6,0
200°C ÷300°C	-	12,0	1,5	-
вище за 300°C	-	3,0	-	-

Під час проведення поточних газоконденсатних досліджень свердловини працювали з дуже низькими (не більше 7,1 м³/добу) дебітами газу та значними депресіями на пласт – від 33 до 40 %. При таких умовах роботи, свердловини

працювали дуже нестабільно в пульсуючому режимі з накопиченням тиску та рідини в привибійній зоні[2].

Так, у 1999 р. під час досліджень свердловини 54 та 55 працювали в середньому 2 рази на добу по 1,5 години з дебітами газу 0,6 і 2,7 тис.м³/годину відповідно. При цьому по свердловині 55 тиск в трубному просторі падав за 1,5÷2,0 години від 15,2 до 7,8 МПа, а по свердловині 54 – від 19,4 до 10,8 МПа. Різниця між трубним та затрубним тисками за 1,5÷2,0 години досягала 3,0÷3,3 МПа. Це свідчило про наявність великого стовпа рідини і, відповідно, про великий фільтраційний опір. Така ситуація не сприяла отриманню якісної вихідної інформації для визначення поточної газоконденсатної характеристики продуктивного горизонту В-22. Вміст вуглеводнів C₅₊ у видобувному газі по досліджених свердловинах 54 і 55 в розрахунку на газ сепарації склав 17,37 г/м³ та 31,18 г/м³ відповідно. Відмічався підвищений вміст двоокису вуглецю у видобувному газі (до 11,84 % мол.). Конденсат свердловини 55 порівняно з конденсатом свердловини 54 виявився більш важким. Його густина складала 0,7836 г/см³, молекулярна маса – 118, та температура кінця кипіння – 318 °С. По свердловині 54 густина конденсату – 0,7347 г/см³, молекулярна маса – 102 і температура кінець кипіння – 195 °С. Вміст бензинових фракцій, що википають до 200 °С, складав 100 % об. (свердловина 54) та 85 % об. (свердловина 55). Різниця в кількості та якості конденсатів пояснюється більш повним виносом раніше випавшого конденсату з привибійної зони свердловини 55 за рахунок роботи з більшим дебітом, ніж дебіт свердловини 54.

Нестабільна робота свердловин 54 і 55 також спостерігалась у жовтні 2012 р. під час проведення поточних газоконденсатних досліджень. Вказані свердловини досліджувались вперше після переведу на вищезалегаючий горизонт С-6-7н. Досліджений газоконденсатний поклад виявився з досить низькою продуктивною і ємкісно-фільтраційною характеристикою, про що свідчила висока депресія на пласт (33-40 %) при незначному робочому дебіті газу (5 тис.м³/доб.). Через дуже низьку швидкість газоконденсатного потоку біля башмака НКТ (0,04 м/с) не забезпечувався стабільний винос конденсату на поверхню, що випав на вибої та в стволі свердловин. Це призвело до нерівномірного видобутку товарного конденсату (рисунок 3.1).

Слід відмітити, що описана ситуація також ускладнювалась значною відстанню від башмаків НКТ до верхніх отворів інтервалів перфорації. Не виключена ще можливість передавлювання свердловини 54 свердловиною 55 через спільну ділянку шлейфу під час проведення досліджень. Враховуючи перелічені обставини, отримати при таких умовах якісні проби і достовірні результати дослідження практично неможливо. Тому результати, що були визначені при проведенні поточних досліджень горизонту С-6-7н на газоконденсатність мають оціночний характер[2].

Загалом в пластовому газі горизонту С-6-7н основним компонентом є метан, вміст якого складає 85,43-85,99 % мол. В газі також вміщуються: етан – 4,36-4,85 % мол., пропан – 2,44-2,51 % мол., бутани – 0,86-0,92 % мол. та пентани

і вищекиплячі вуглеводні – 1,27-1,75 % мол. Поточний вміст вуглеводнів C_{5+} у видобувному газі даного покладу був визначений в кількості 51,1368,27 г/м³ в розрахунку на газ сепарації (таблиця 3.9), однак порівняно низькі значення промислових КГФ (рисунок 3.2) при існуючих умовах сепарації викликають сумніви в достовірності цього вмісту. Невуглеводнева складова газу представлена приблизно однаковим вмістом азоту (2,48-2,54 % мол.) та двоокису вуглецю (2,18-2,42 % мол.). Конденсат продуктивного покладу С-6-7н за усередненими фракційним складом і фізико-хімічними властивостями відноситься до групи легких конденсатів. Його густина складала 0,7105-0,7396 г/см³, молекулярна маса – 94-101, температура кінця кипіння – 193-212 °С. Вміст бензинових фракцій, що википають до 200 °С, знаходився в межах від 98,5 % об. до 100,0 % об[2].

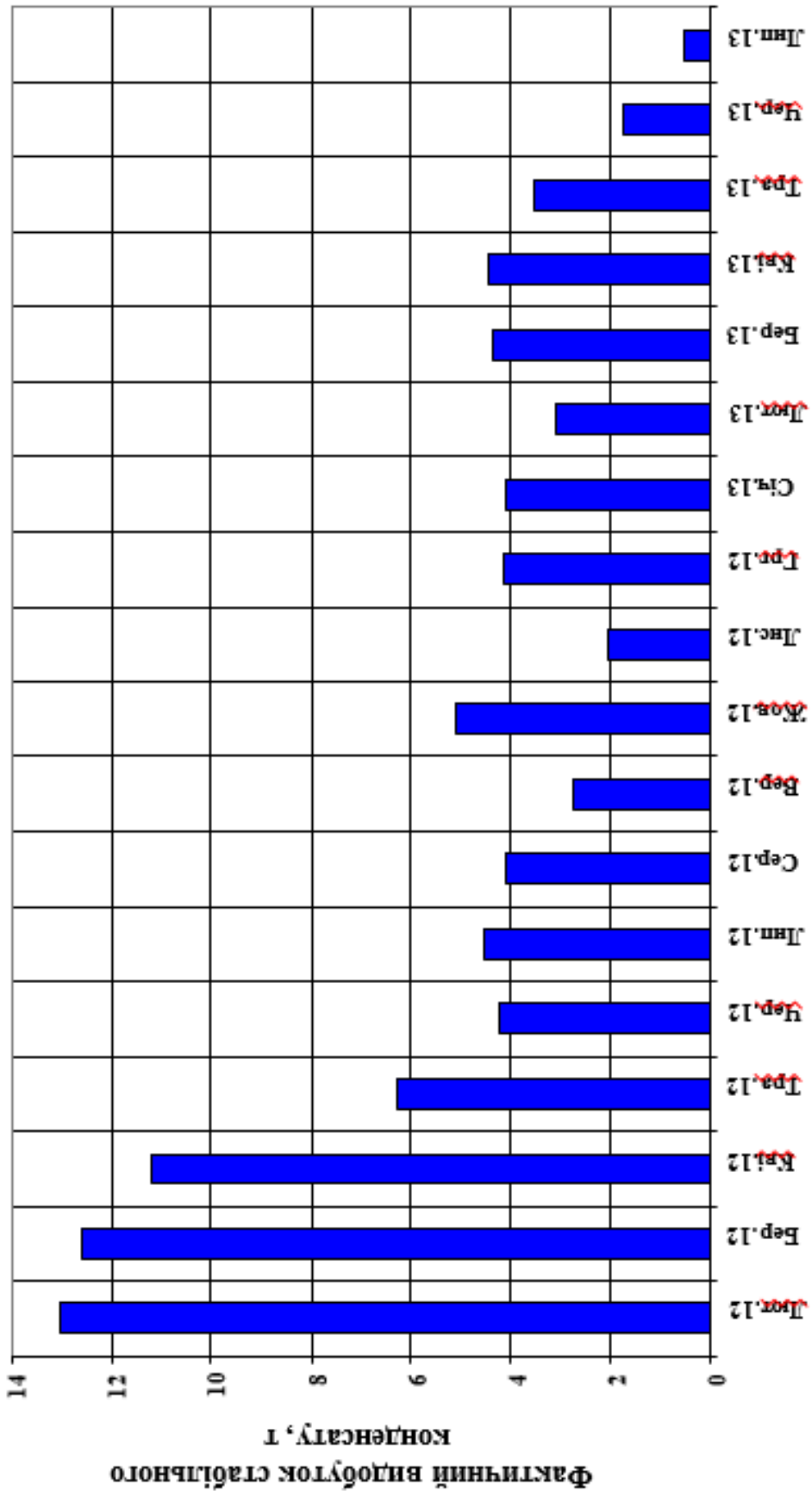
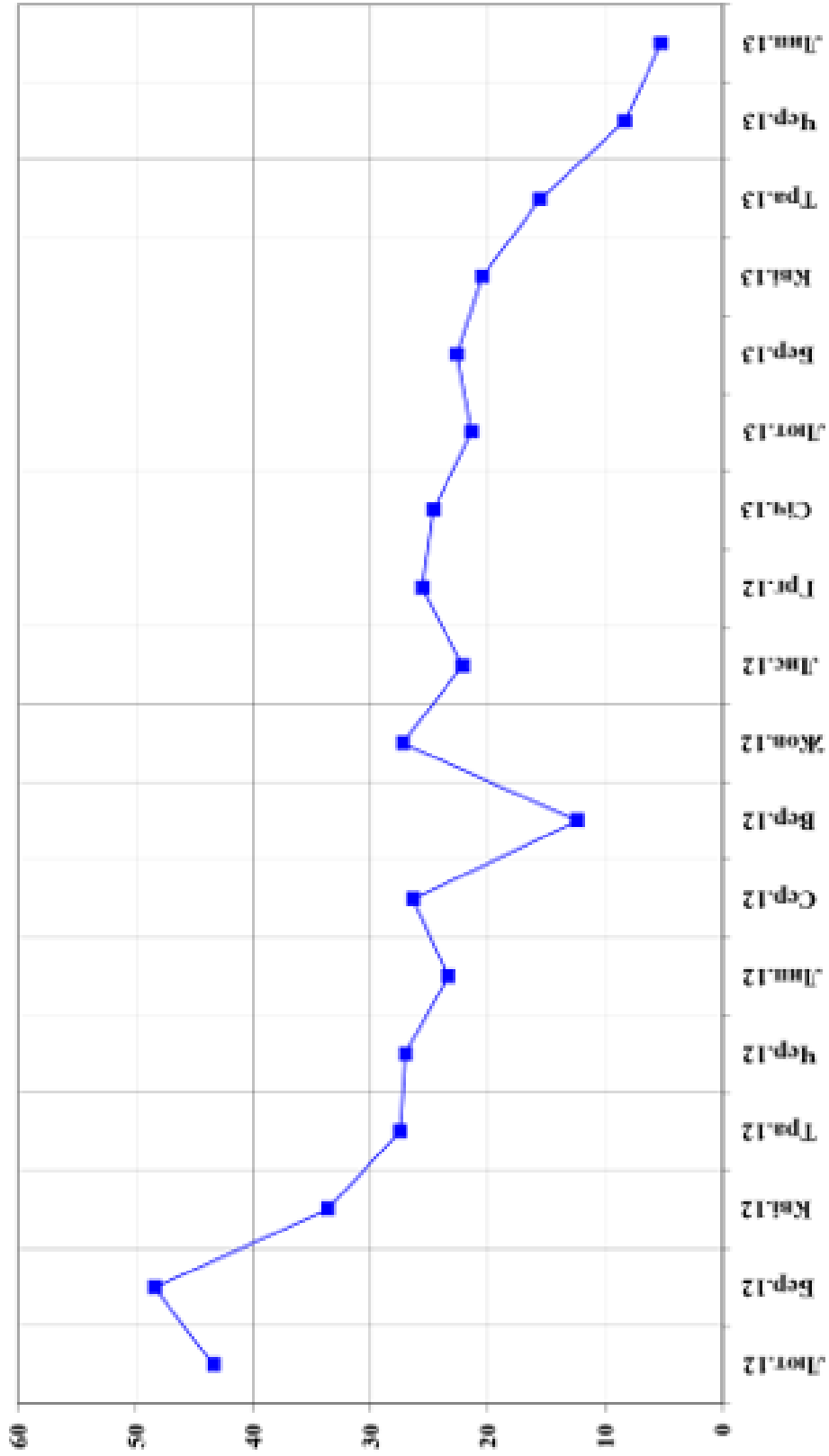


Рисунок 3.1 – Фактичний виліток стабільного конденсату свердловини 54 і 55 з горизонту С-6-7



Проміжок часу розробки

3.2 – Зміна фактичного конденсатного фактору в період 2012 – 2013р. по горизонту С-6-7

4 Аналіз поточного стану розробки родовища

4.1 Результати випробувань та промислових досліджень свердловин

На Маріївському родовищі продуктивна характеристика горизонтів вивчена у процесі випробування та дослідження покладів візейських (горизонти В-21, В-22), турнейських і серпухівських відкладів нижнього карбону (горизонти Т-3-4 і С-4, С-5, С-6-7н, С-9)[2, 7].

Продуктивні горизонти серпухівських відкладів випробувані в пошуковій та розвідувальних свердловинах 9, 14, 61 і в експлуатаційних свердловинах 54 і 55.

Виділені за результатами промислово-геофізичних досліджень та лабораторного вивчення керна матеріалу об'єкти випробування та дослідження в свердловинах 9 та 14 розкривались за допомогою перфораторів ПКС-80 (12 отв./м, 30 отв./м), ПКС-105 (12 отв./м). Виклик припливу здійснювався шляхом заміни глинистого розчину на воду з подальшим зниженням рівня рідини у свердловині методом аерування. Після очистки свердловини проводились заміри дебіту газу. Отримавши незначні значення продуктивності, проведені такі заходи з інтенсифікації припливу як повторна перфорація (свердловина 9) та вибухи в інтервалі перфорації за допомогою порохового генератора тиску (свердловина 14). В результаті на усті свердловини 9 виділявся газ незначними об'ємами, а в свердловині 14 при дослідженні на продуктивність дебіт газу на штуцері Ø 5 мм досягав 14,1 тис.м³/добу. Свердловини були ліквідовані за категорією І.

Експлуатаційними свердловинами 54 та 55 з 1999 р. розроблявся поклад горизонту В-22. Однак в 2010 р., коли приплив пластового флюїду був відсутній чи незначний, а доцільність проведення на свердловинах потужного ГРП не підтвердилась через незначні запаси газу, низькі колекторські властивості пластів та близькість розташування пластових вод, прийняте рішення про переведення свердловин на вищезалягаючий горизонт[2, 7].

Після переінтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин 54 та 55 уточнена геолого-геофізична характеристика пластів горизонтів С-5а та С-6-7н. Якщо горизонт С-5а в свердловинах 54 та 55 представлений відповідно ущільненим алевролітом та водоносним пісковиком, то горизонт С-6-7н в розрізі цих свердловин характеризується як газonosний. Пористість пласта пісковіку за результатами ГДС склала 14 %, а газонасиченість – 72,5 %. Ефективна товщина покладу в розрізі свердловин становить 5,2 м.

Прийняте рішення щодо випробування пластів горизонту С-6-7н в свердловинах 54 та 55 в рекомендованих інтервалах глибин, які знаходяться в межах 2938,0 – 2944,4 м в свердловині 54 та 2950,8 – 2956,8 м в свердловині 55[2, 7].

Протягом періоду з 11 липня по 26 жовтня 2011 р. на свердловині 55 проводились роботи по переводу на вищезалягаючий горизонт. Без встановлення ізоляційного цементного мосту здійснений достріл в рекомендованому інтервалі

глибин з допомогою перфоратора типу ПКО-89 щільністю 12 отв./м. Спущені НКТ діаметром 73 мм на глибину 2941 м. На гирлі встановили проревізовану фонтанну арматуру, і протягом двох діб проводилось освоєння свердловини, після чого її передали в експлуатацію.

З 21 листопада по 7 грудня 2011 р. свердловина зупинена для відновлення тиску, який стабілізувався на рівні 19,69 МПа в трубному та 22,50 МПа в затрубному просторах. Замірний глибинним манометром пластовий тиск становив 28,12 МПа, а пластова температура склала 381 К. Під час дослідження свердловини на продуктивність на шайбі діаметром 3 мм протягом чотирьох годин стабілізація тисків недосягнута.

З 25 травня по 7 червня 2012 р. проводилось дослідження свердловини на нестационарних режимах фільтрації, що виконувалось шляхом спостереження за перерозподілом пластового тиску в пласті після зупинки свердловини із зняттям КВТ. Основна мета цих досліджень - визначення фільтраційних та ємнісних властивостей пласта-колектора [2, 7].

Аналіз результатів досліджень свідчить про низькі колекторські властивості привибійної зони пласта, а саме, значення параметру провідності продуктивного пласта kh/μ не перевищив $0,167 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{мПа} \cdot \text{с}$. Виконано замір пластового тиску глибинним манометром. Отримане значення склало 24,76 МПа. Пластова температура становила 381 К.

В період з 3 по 17 липня 2013 р. на свердловині проводилися дослідження як на стаціонарних, так і на нестационарних режимах фільтрації.

Дослідження на стаціонарних режимах фільтрації проводились з метою визначення колекторських і фільтраційних властивостей пластів-колекторів, залежності робочих та вибійних тисків від дебіту в процесі експлуатації свердловини. Дослідження свердловини проводились методом монотонноступінчастої зміни дебітів, враховуючи низьку продуктивну характеристику пластів і тривалі періоди стабілізації вибійних тисків і дебітів. Дані оброблялись згідно стандартної методики [5]. Отримані значення фільтраційних опорів склали: $A = 0,7512 \text{ МПа}^2 \cdot \text{добу}/\text{тис.м}^3$, $B = 0,1813 \text{ (МПа} \cdot \text{добу}/\text{тис.м}^3)^2$.

Згідно результатів дослідження свердловини на нестационарних режимах фільтрації параметр провідності пласта kh/μ склав $0,484 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{мПа} \cdot \text{с}$. Статичний тиск в трубному просторі склав 5,53 МПа, в затрубному – 5,59 МПа, а пластовий розрахований тиск склав 7,06 МПа. В результаті замірювання пластового тиску глибинним манометром отримане значення 8,22 МПа. Тобто спостерігаємо покращення колекторських властивостей пласта на фоні суттєвого падіння пластового тиску [2, 7].

З 25 листопада 2011 р. по 29 лютого 2012 р. на свердловині 54 проводились роботи по переводу на горизонт С-6-7н. В експлуатаційній колоні встановлений цементний міст, «голова» якого зафіксована на глибині 3350 м. В рекомендованому інтервалі глибин здійснена перфорація експлуатаційної колони перфоратором типу ЗКМ-54 щільністю 12 отв./м. В свердловину спустили НКТ \varnothing 73 мм до глибини 2930 м. Після виконання ревізії ФА на

свердловині проводилось освоєння компресорною технікою протягом чотирьох діб. Далі свердловина передана в експлуатацію.

Протягом 8-29 березня 2012 р. на свердловині 54 був проведений ряд досліджень. Отримана крива відновлення тиску не підлягає обробці через значні інтервали часу між замірами тиску, при цьому тиск стабілізувався на рівні 16,7 МПа в трубному просторі та 17,9 МПа – в затрубному. Глибинним манометром МСУ-400-№ 0487 заміряли пластовий тиск на глибині 2930 м, значення якого склало $P_{пл} = 26,14$ МПа. Спроба дослідити свердловину на продуктивність виявилась невдалою, оскільки при дослідженні на шайбі $\varnothing 3$ мм протягом 6 діб не досягнута стабілізація тисків.

Черговий комплекс досліджень на свердловині 54 виконаний в період з 31 травня по 2 серпня 2012 р. Аналогічно з попереднім випадком КВТ не підлягає обробці, а при дослідженні на продуктивність по стандартній методиці на шайбі $\varnothing 3$ мм стабілізація тисків так і не досягнута. Статичний тиск на гирлі свердловини $P_{ст.тр} = P_{ст.зтр} = 16$ МПа, що в перерахунку на пластовий склало 20,36 МПа. Заміряний глибинним манометром пластовий тиск становив 24,64 МПа, а пластова температура склала 393 К.

В грудні 2012 р. значення заміряного пластового тиску склало 26,37 МПа, тоді як статичний тиск на гирлі склав $P_{ст.зтр} = 11,77$ МПа ($P_{плпрозрах} = 14,97$ МПа). Під час зупинки свердловини з 5 березня по 19 червня 2013 р. значення гирлового тиску зменшувалось з кожним наступним заміром. Після тримісячної бездії свердловини глибинним манометром був заміряний пластовий тиск, який склав 27,58 МПа, що не може бути прийняте як достовірне для виконання подальших розрахунків. Крім того, був зафіксований рівень рідини в стовбурі свердловини на рівні 733 м від гирла.

Свердловину 54 освоїти не вдалося через значне скупчення рідини в стовбурі свердловини[2, 7].

В свердловині 61 розкриті поклади горизонтів С-5 та С-8 в інтервалах глибин відповідно 2802-2808 м та 2929-2935 м. Спочатку був випробуваний поклад горизонту С-8 (06-07.2004 р.). Отримано нефонтануючий приплив нафти з дебітом, що коливався в межах 7,1 - 0,2 м³/добу. Далі в свердловині був випробуваний поклад горизонту С-5 без встановлення ізоляційного цементного моста. Дебіт нафти не збільшився, однак газовий фактор зріс в 5 разів. Причину цього явища виявлено після проведення комплексу ГДС, згідно результатів яких горизонт С-8 характеризується як нафтоносний, а горизонт С-5 – слабогазоносний.

В 2008 р. на свердловині був проведений ряд газодинамічних досліджень з метою визначення потенційних видобувних можливостей. Здійснювались дослідження на трьох режимах через малогабаритний сепаратор, що був змонтований на гирлі свердловини. При роботі на шайбі $\varnothing 2$ мм за три доби досліджень стабілізації не досягнуто. Свердловина продукувала лише газ. Рідина в продукції була відсутня. Швидкість потоку є недостатньою, щоб виносити рідкий флюїд. На шайбі $\varnothing 5$ мм стабілізація також не наступала. Не спостерігалось і рідини в продукції.

Після збільшення діаметру шайби до 10 мм стабілізація робочих тисків відбулась через 17 годин роботи. Дебіт газу склав 6,64 тис.м³/добу. На сепараторі зафіксоване і винесення рідини (нафти та води), однак воно припинилося через 2-2,5 години. Далі виділявся лише газ. За один пуск свердловиною видобувається 1,8-1,9 м³ нафти в загальному об'ємі 3,9 м³ рідини.

Згідно виконаного звіту про НДР «ТЕО доцільності введення в експлуатацію розвідувальної свердловини 61 Маріївського НГКР» (2009 р.) [6] за існуючих умов експлуатація свердловини нерентабельна. Свердловина перебуває в консервації.

4.2 Характеристика відборів газу, конденсату і води

Родовище введене в розробку у 1994 р. свердловиною 17 (горизонти В-21, В-22). В середині 1999 р. експлуатаційними свердловинами 54 і 55 був введений в розробку газовий поклад горизонтів В-22в, В-22д і В-22г, В-22є відповідно[2, 7].

Пошукова свердловина 17 пробурена в східній частині Маріївського склепіння. Свердловиною розкриті газonosні горизонти В-21, В-22 і Т-3-4б. Свердловина була введена в експлуатацію 20 вересня 1994 р. з початковим дебітом 20 тис.м³/добу і робочим тиском 25,89 МПа. Початковий пластовий тиск, заміряний глибинним манометром, склав 41,56 МПа.

Фактично свердловина розробляла горизонт В-21е і В-22а сумісно (інтервал перфорації 3410-3434 м). З початку експлуатації свердловина виносила воду, працювала періодично, з накопиченням тиску. Так, у вересні 1994 р. свердловина за 10 днів роботи працювала всього 75 годин і видобула 17 тис.м³ газу. Максимальний місячний видобуток досягнуто в лютому місяці 1995 р. Він склав 533 тис.м³ газу і 14 т конденсату. При цьому свердловина за 28 днів працювала 613 годин. В подальшому щомісячний видобуток газу знижувався і в червні 1996 р. свердловина припинила фонтанування у зв'язку з виснаженням покладу горизонтів В-21е і В-22а.

В серпні 1997 р. свердловина переведена на горизонт В-19-20. Припливу газу не отримано, і в червні 1998 р. вона була ліквідована.

З початку експлуатації свердловиною із покладу горизонту В-21е+В-22а було видобуто 6,8 млн м³ газу та 137 т конденсату.

Свердловина 54 пробурена в склепінній частині покладу В-22 на відстані 300 м на південь від свердловини 10. Введена в експлуатацію 29.07.1999 р. з початковим дебітом 10 тис.м³/добу і робочим тиском 21,58 МПа. В інтервалі перфорації 3442-3484 м свердловина розробляла поклади горизонтів В-22в (3447,6-3448,6 м) і гор. В-22д (3461,2-3473,2 м)[2, 7].

Згідно спостережень свердловина з початку експлуатації виносила пластову воду і працювала періодично, з накопиченням тиску. Згідно результатів промислово-геофізичних досліджень (2000 р.) вода в свердловину поступає з інтервалу глибин 3480,0-3484,5 м. Приплив води з верхніх пропластків горизонту В-22 (3443-3474 м) не зафіксований. Після капітального ремонту (ліквідація

водоприпливу, установка ізоляційного цементного моста в інтервалі 3490-3470 м, повторна перфорація горизонту в інтервалах 3442,83451,8, 3458-3465 м, заміна нижньої частини підвіски НКТ меншого діаметру, загальна ревізія ФА) в жовтні 2001 р. свердловина 54 введена в експлуатацію з дебітом газу 0,8 тис.м³/добу і робочим тиском 4,91 МПа.

Надалі експлуатація свердловини здійснювалась періодично, в зимовий період року. Газ використовувався на власні потреби, решта часу свердловина не працювала - перебувала на дослідженні. Робочий дебіт свердловини не перевищував 0,2-0,5 тис.м³/добу.

В 2010 р. на свердловині проведені роботи з ревізії НКТ та ФА і повторної перфорації продуктивного горизонту. Однак ефект від здійснених заходів був відсутній. Припливу пластового флюїду не отримали.

За весь період розробки покладу горизонту В-22 свердловиною 54 вилучено 1355,7 тис.м³ газу та 2 т конденсату[2, 7].

Після перегляду результатів ГДС прийнято рішення перевести свердловину на вищезалягаючий горизонт С-6-7н, який свердловина розробляє з лютого 2012 р. Поклад розкритий в інтервалі глибин 2938-2944 м. Початковий дебіт газу склав 6 тис.м³/добу при робочому тискові 4,31 МПа. Експлуатація свердловини відбувалась періодично. Коефіцієнт експлуатації свердловини протягом місяця не перевищував 0,39 (жовтень 2012 р.). Максимальний місячний видобуток газу було досягнуто в березні 2012 р. на рівні 42 тис.м³. Видобуток конденсату та води зі свердловини не проводиться. Динаміка показників експлуатації свердловини 54 наведена в таблиці 4.4 та на графічному додатку №5

З березня 2013 р. протягом 3,5 місяців свердловина перебула на дослідженні. Однак надалі експлуатація свердловини припиняє через значне скупчення рідини, так як стовп води в стовбурі зафіксований на рівні 733 м від гирла.

Накопичений видобуток газу з покладу горизонту С-6-7н свердловиною 54 становить 166,6 тис.м³ [2, 7].

Свердловина 55 пробурена в присклепінній частині покладу горизонту В-22 на відстані 500 м на північний захід від свердловини 10. Свердловина введена в експлуатацію 30.06.1999 р. з інтервалом перфорації 3458-3510 м з початковим дебітом газу 30 тис.м³/добу і робочим тиском 26,49 МПа. Фактично свердловина розробляла горизонт В-22г (3476,6-3483,2 м) і горизонт В-22є (3507,4-3509,4 м).

За даними спостережень свердловина 55, як і свердловина 54, з початку експлуатації почала виносити воду і працювала періодично в режимі накопичення тиску. Найбільший видобуток газу за місяць зафіксований в 2000 р. і склав 1089 тис.м³. В подальшому щомісячний видобуток газу знижувався. В квітні 2001 р. видобуток газу склав 1 тис.м³. Свердловина зупинена через виснаження пластової енергії та накопичення рідини на вибої.

Таблиця 4.4 - Фактичні показники експлуатації свердловини 54

Дата	Робочий тиск, МПа	Дебіт газу, тис.м ³ /добу	Видобуток газу, тис.м ³		Дні експлуатації	Коефіцієнт експлуатації
			за місяць	накопичений		
Лют.12	4,31	1,0	1,0	1,0	1	0,03
Бер.12	4,31	6,0	42,0	43,0	7	0,23
Кві.12	9,32	6,0	12,0	55,0	2	0,07
Тра.12	9,32	6,3	25,0	80,0	4	0,13
Чер.12	9,32	5,0	10,0	90,0	2	0,07
Лип.12	9,32	4,7	9,5	99,5	2	0,06
Сер.12	9,32	3,2	6,4	105,9	2	0,06
Вер.12	9,32	3,0	6,0	111,9	2	0,07
Жов.12	9,12	2,7	32,0	143,9	12	0,39
Лис.12	9,12	1,4	1,4	145,3	1	0,03
Грг.12	12,75	2,2	8,8	154,1	4	0,13
Січ.13	9,12	2,8	5,6	159,6	2	0,06
Лют.13	9,81	3,0	6,0	165,6	2	0,07
Бер.13	Дослідження					
Кві.13						
Тра.13						
Чер.13	9,12	1,0	1,0	166,6	1	0,03
Лип.13	Дослідження					

Згідно результатів промислово-геофізичних досліджень вода в свердловину надходила з інтервалу 3460-3464,4 м. В жовтні 2002 р. був виконаний капітальний ремонт (ліквідація водоприпливу, установка ізоляційного цементного моста в інтервалі 3509-3440 м, дострілвищезалягаючих горизонтів в інтервалі 3380-3432 м). В новому інтервалі перфорації виділено газонасичений горизонт В-21г (3428,4-3430,6 м). Після капремонту свердловина була введена в роботу з дебітом 0,2 тис.м³/добу. Свердловина і надалі експлуатувалася періодично. В стовбурі накопичувалась рідина, яку періодично видаляли з допомогою компресорної техніки. Вже на початок 2010 р. експлуатація свердловина припинилась через незначний приплив пластового флюїду.

За весь період розробки покладу горизонтів В-21-22 свердловиною 55 вилучено 2202 тис.м³ газу та 2 т конденсату.

В зв'язку з відсутністю припливу вуглеводнів з розкритого горизонту було запропоновано перевести свердловину на вищезалягаючий горизонт С-67н, розробка якого свердловною 55 (інтервал перфорації 2951-2957 м) розпочата з жовтня 2011 р.[2, 7].

Розпочавши експлуатацію з дебітом газу 7,3 тис.м³/добу, свердловина 55 збільшувала добовий видобуток до 11,5 тис.м³ газу у лютому та квітні 2012 р. (таблиця 4.5). Однак продуктивність свердловини надалі зменшилась, коливаючись в межах 9,6-4,5 тис.м³/добу.

Таблиця 4.5 - Фактичні показники експлуатації свердловини 55

Дата	Робочий тиск, МПа	Дебіт газу,	Видобуток газу, млн м ³	Накопичений видобуток	ГКФ, г/м ³	ГВФ, см ³ /м ³	Коефіцієнт експлуатації
------	-------------------	-------------	------------------------------------	-----------------------	-----------------------	--------------------------------------	-------------------------

		тис.м ³ /до бу	за місяць	накопичений	конден-сату, т			
Жов.11	0,98	7,3	0,007	0,007	-	-	-	0,03
Лис.11	0,98	9,7	0,233	0,240	-	-	18,4	0,80
Грг.11	0,98	10,0	0,269	0,509	-	-	7,4	0,87
Січ.12	17,85	10,0	0,309	0,818	-	-	10,0	1,00
Лют.12	17,85	11,5	0,300	1,118	13,02	43,4	7,3	0,90
Бер.12	17,85	10,4	0,260	1,378	25,59	48,4	4,6	0,81
Кві.12	15,69	11,5	0,334	1,712	36,82	33,6	13,8	0,97
Тра.12	15,69	9,6	0,203	1,914	43,08	30,9	0,0	0,68
Чер.12	15,69	6,1	0,147	2,062	47,33	28,8	6,8	0,80
Лип.12	15,20	6,2	0,185	2,247	51,88	24,6	8,1	0,97
Сер.12	15,20	6,5	0,149	2,396	55,96	27,4	6,7	0,74
Вер.12	15,20	7,2	0,215	2,610	58,69	12,7	8,9	1,00
Жов.12	9,61	5,0	0,156	2,766	63,80	32,8	7,7	1,00
Лис.12	9,61	4,5	0,091	2,857	65,84	22,4	31,9	0,67
Грг.12	13,92	4,9	0,152	3,009	69,96	27,0	7,9	1,00
Січ.13	9,61	5,0	0,161	3,171	74,07	25,5	28,5	1,00
Лют.13	12,26	5,0	0,139	3,310	77,19	22,4	32,3	1,00
Бер.13	9,61	6,2	0,193	3,503	81,55	22,6	21,8	1,00
Кві.13	9,61	7,3	0,218	3,721	86,02	20,5	19,3	1,00
Тра.13	9,61	7,3	0,227	3,948	89,55	15,5	0,0	1,00
Чер.13	9,61	7,0	0,211	4,159	91,31	8,3	57,8	1,00
Лип.13	7,84	5,0	0,103	4,263	91,84	5,2	33,8	0,58

Робочий тиск протягом 2012 р. знизився з 17,85 до 9,61 МПа і залишається сталим. Коефіцієнт експлуатації свердловини протягом місяця сягнув найменшого значення 0,667 в листопаді 2012 р. Дебіт газу становить 5 тис.м³/добу. Однак у зв'язку зі значним скупченням рідини в свердловині та виявленою негерметичністю НКТ свердловина 55 буде зупинена, і з вересня 2013 р. будуть розпочаті ремонтні роботи з метою ліквідації виявлених ускладнень [2, 7].

Накопичений видобуток з покладу горизонту С-6-7н свердловиною 55 становить 4263 тис.м³ газу та 91,839 т конденсату.

Протягом 2005-2011 рр. розробка родовища здійснювалась згідно "Проекту розробки Маріївського ГКР", складеного УкрНДІгазом у 2005 р. В 2012 р. складений проектний документ «Уточнення показників розробки родовищ ГПУ «Шебелинкагазвидобування»», згідно якого здійснювалась розробка родовища протягом 2012 року.

В таблиці 4.6 наведено порівняння проектних та фактичних показників розробки Маріївського родовища.

Таблиця 4.6 - Порівняння проектних та фактичних показників розробки Маріївського НКР

Рік	Фонд свердловин		Річний видобуток газу, млн м ³		Накопичений видобуток газу, млн м ³	
	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
2006	2	2	0,059	0,008	10,325	9,899
2007	2	2	0,059	0,037	10,384	9,937
2008	2	2	0,056	0,034	10,440	9,971
2009	2	2	0,055	0,034	10,495	10,005
2010	2	0	0,055	0,031	10,550	10,037
2011	2	1	0,054	0,509	10,604	10,547
2012	2	2	2,900	2,654	13,447	13,201

Як видно з таблиці, в 2011 р. фактичний видобуток газу в 9 разів більший, ніж проектний. Очевидно, цей факт зумовлений непередбаченим в проектному документі 2005 р. переводом свердловин на вищезалягаючі горизонти.

Аналіз показників розробки покладу горизонту В-21-22 свідчить про те, що темп відбору газу фактично відставав від проектного значення в середньому на 40 %, а фактичний накопичений відбір газу лише на 5 % менший, ніж проектний. Якщо в проектному документі 1999 року [6], де до розрахунків прийняті запаси газу в об'ємі 72 млн м³, відставання фактичних показників розробки родовища сягало 99 %, то, очевидно, величина запасів газу 18 млн м³ (код класу 111) [1, 2] більше наближена до реальної.

За весь період розробки покладу горизонту В-21-22 накопичений відбір газу склав 10,038 млн м³, що становить 55 % від балансових видобувних запасів а це відповідає емпіричному значенню коефіцієнта кінцевого газовилучення для покладів нетрадиційного типу, що згідно [8] не переважає 0,5.

Станом на 01.08.2013 р. в розробці перебуває поклад горизонту С-6-7н (Графічний додаток №7), з якого вже вилучено 4,429 млн м³ газу та 91,84 т конденсату. В експлуатації знаходиться свердловина 55, яка з вересня 2013 р. буде зупинена на капремонт для проведення заходів з ліквідації негерметичності НКТ. Свердловина 54 на даний час перебуває в бездії через значне скупчення рідини в стовбурі свердловини.

Маріївське родовище розробляється протягом 20 років. За цей час величина початкових запасів вуглеводнів родовища неодноразово переоцінювалась.

Якщо в 1993 р. запаси газу категорії С₁ оцінені і затверджені в об'ємі 1019 млн м³, то результати розробки покладів горизонтів В-19-22 показали значну невідповідність між реальними та затвердженими запасам газу. В 2003 р. в межах звіту про НДР «Геолого-економічна оцінка Маріївського та Іскрівського родовищ вуглеводнів Харківської області України» підраховані запаси газу,

об'єм яких склав 18,15 млн м³ (код класу 111). Саме в такій кількості запаси газу облікуються на Державному балансі України[1].

Однак в результаті розкриття покладу горизонту С-6-7н та отримання припливу газу з нього в 2012 р. здійснено підрахунок приросту запасів газу, що оцінений в об'ємі 39 млн м³ за категорією С₁.

Отже, за результатами здійсненої оцінки можна зробити наступні висновки:

- на свердловину 55 припадає майже весь дренаваний поровий об'єм покладу. Що стосується свердловини 54, то вона через нестабільний характер роботи та довготривалі зупинки протягом 2013 р. може дреновати дуже незначний об'єм, який не перевищує 3 млн м³ газу;

- очевидно, що обидві свердловини не задренували всі підраховані об'ємним методом запаси газу покладу в кількості 39 млн м³. Можливо, це відбувається внаслідок низьких колекторських властивостей пласта (параметр провідності kh за результатами досліджень свердловини 55 на нестационарних режимах фільтрації не перевищує 0,01 мкм²·м).

- до розрахунків показників експлуатації свердловини 55 доцільно прийняти загальний дренаваний об'єм покладу через те, що свердловина 54 на даний час фактично зупинена і її зона дреновання з високою ймовірністю буде залучена до розробки цією діючою свердловиною.

4.3. Стан обводнення свердловин та режим розробки покладів родовища

Експлуатаційний фонд на Маріївському родовищі складається з двох свердловин: 54 і 55[2, 7].

Свердловина 54 була пробурена в грудні 1997 р., експлуатується – з липня 1999 р. Об'єктом експлуатації був верхньовізейський продуктивний горизонт В-22, інтервал перфорації – 3443 – 3465 м. Початковий дебіт газу складав 42 тис. м³/добу. Ще в 1999-2000 рр. почав знижуватись пластовий тиск та зріс водний фактор. Свердловина обводнилася. Після проведення капітального ремонту позитивних результатів не отримано. Всього з горизонту В-22 було видобуто 1,36 млн м³ газу. На глибині 3368 м був встановлений цементний міст.

З лютого 2012 р. свердловина 54 була переведена на верхньо-серпухівський продуктивний горизонт С-6-7н [3]. Інтервал перфорації – 2938 – 2944 м, башмак НКТ – на глибині 2930 м. При випробуванні отримано приплив газу дебітом 8 тис. м³/добу. Поступово дебіт зменшився до 2,8 тис. м³/добу, але водний фактор не визначався.

Результати проведених у грудні 2011 р. геофізичних досліджень свердловини 54 показали в інтервалі перфорації горизонту С-6-7н позитивну термоаномалію, що свідчить про приплив води.

Відібрана в грудні 2012 р. проба супутньої води представлена пластовою водою хлоридного натрієвого типу з мінералізацією 197 г/л та коефіцієнтом метаморфізації 0,60. Це вказує на інтенсивне обводнення свердловини і, як наслідок, низький видобуток газу. Таким чином, свердловина 54 Маріївського родовища з моменту переводу на горизонт С-6-7н працює в умовах інтенсивного

обводнення. Станом на 01.08.2013 р. свердловина 54 не експлуатується, так як освоїти її після дослідження не вдалося через значне скупчення рідини на вибої. Накопичений видобуток з моменту переведення на горизонт С-6-7н становить 0,167 млн м³ газу.

Свердловина 55 була пробурена в серпні 1998 р. В експлуатації на верхньовізейський продуктивний горизонт В-22 з червня 1999 р. Інтервал перфорації – 3458 – 3483 м. Ще в перші роки експлуатації почав знижуватись пластовий тиск та збільшився водний фактор. Свердловина обводнилася пластовими водами. Капітальний ремонт позитивних результатів не дав. Всього з горизонту В-22 було видобуто 2,2 млн м³ газу, 0,002 тис. т конденсату та 0,014 тис. м³ води. Цементний міст не встановлювали через порушення експлуатаційної колони на глибинах 3361 – 3436 м. Відібрана в серпні 1998 р. проба супутньої води представлена розбавленою пластовою водою хлориднонатрієво-кальцієвого типу з мінералізацією 40,8 г/л та коефіцієнтом метаморфізації 0,68[2, 7]. 3 жовтня 2011 р. свердловина 55 була переведена на вищезалягаючий верхньосерпухівський продуктивний горизонт С-6-7н, інтервал перфорації – 2951 – 2957 м, башмак НКТ – на глибині 2941 м. При випробуванні отримано приплив газу дебітом 15 тис. м³/добу. Свердловина експлуатується стабільно з постійним невеликим падінням дебіту газу. Середній трубний тиск складає 9,61 МПа, затрубний – 10,2 МПа. Станом на 01.08.2013 р. дебіт свердловини становив 5 тис. м³/добу, накопичений видобуток з горизонту С-6-7н становить 4,26 млн м³ газу, 0,091 тис. т конденсату та 0,061 тис. м³ води.

Коливання величини водного фактору у вказаний термін можна поділити на два періоди. Перший період – з моменту переведення і до вересня 2012 р. водний фактор змінювався від 4,6 до 13,8 см³/м³ при поточному вологовмісті газу у пластових умовах на рівні 6,1-7,3 см³/м³. Тобто якщо водний фактор і перевищував поточний вологовміст газу, то на незначну величину, що може вказувати на відсутність обводнення або на незначне надходження пластової води.

Другий період – з вересня 2012 р. і до лютого 2013 р. водний фактор зазнає різких коливань від 7 до 32 см³/м³ при постійному дебіті газу на рівні 5 тис. м³/добу. Максимальне значення водного фактору вказує на його перевищення у 4,5 рази над поточним вологовмістом газу у пластових умовах. Відібрана в грудні 2012 р. проба супутньої води представлена розбавленою в чотири рази пластовою водою хлоридно-натрієвого типу з мінералізацією 52,91 г/л та коефіцієнтом метаморфізації 0,63. Враховуючи наведені дані, можна стверджувати про обводнення свердловини 55 Маріївського родовища. Подальша робота свердловини буде супроводжуватися ускладненнями, а саме накопиченням рідини у стовбурі і переходом на роботу в режимі накопичення тиску[2, 7].

Свердловина 61 була пробурена в Південно-Маріївському блоці в листопаді 2002 р. В результаті геофізичних та геолого-промислових досліджень було встановлено, що продуктивними є верхньосерпухівські горизонти С-6 - газоносний (інтервал перфорації 2802-2808 м) та С-8 – нафтоносний (інтервал

перфорації 2929-2935 м), які, починаючи з червня 2004 р., досліджувалися сумісно.

На баланс ГПУ "Шебелинкагазвидобування" свердловина прийнята з нефонтануючим дебітом нафти від 7,1 до 0,2 м³/добу при середньодинамічних рівнях 2046,5 та 1833 м, відповідно. Газовий фактор становив 20,6 м³/м³.

Під час польових газодинамічних досліджень загоном УкрНДІгазу в жовтні-листопаді 2006 р. було встановлено, що в привибійній зоні свердловини накопичилася рідина. Після її відбору та хімічного аналізу виявилось, що це рідина, яка за відносним компонентним складом подібна до пластових вод розкритих відкладів (таблиця 4.7). Але зміна її мінералізації від 53 до 185 г/л та неможливість освоєння після буріння можуть вказувати на присутність у стовбурі свердловини технічної рідини, в основі якої є пластова вода.

Під час польових газодинамічних досліджень свердловини, в липні-вересні 2008 р., було видобуто 16,397 м³ нафти та 20,456 м³ води. Коефіцієнт обводнення цієї видобутої продукції складає 0,55[9].

Відібрані при дослідженні три проби води представлені розсолами хлоридного складного катіонного складу. Виходячи з хімічних аналізів відібраних проб цих вод, рідина в свердловині представлена розбавленою технічною рідиною, яка була закачана в грудні 2006 р. в об'ємі 66 м³ для збиття перфораційної стрічки, яка обірвалася під час проведення перестрілу горизонту С-8.

Отже, неможливо встановити ступінь обводнення свердловини 61, так як факт наявності в ній води не означає її обводнення з причини, що вище розглядалася. Також слід вказати, що проведені у вересні 2008 р. геофізичні дослідження не фіксували надходження води у свердловину з розкритих горизонтів.

В подальшому слід очікувати високий ступінь обводнення продукції в перші місяці розробки цих горизонтів та необхідно налагодити відбір проб супутніх вод[9].

4.4 Характеристика технічного стану свердловин

В стовбурі свердловині 54 ще до введення її в експлуатацію (1998 р.) був виявлений міжколонний тиск між технічною і експлуатаційною колонами, який одразу був ліквідований. В червні 1999 р. проводився капітальний ремонт з обв'язки гирла свердловини. Через рік продуктивність свердловини почала знижуватися. З початку експлуатації в свердловині спостерігалось винесення пластової води. Згідно результатів ГДС (вересень 1999 р.) вода надходила в свердловину з горизонту в інтервалі глибин 3480-3483 м. З 27.04 по 30.07.2001 р. в свердловині проводився капітальний ремонт. Обводнену частину інтервалу перфорації було ізольовано цементним мостом, «голова» якого зафіксована на глибині 3470 м. Залишений інтервал перфорації повторно перфоровали в інтервалі глибин 3442,8-3451,8 м та 3458-3465 м (горизонт В-22). Проведена

заміна нижньої частини підвіски НКТ меншого діаметру на нові комбіновані 73×60 мм. Насосно-компресорні труби спустили до глибини 3465 м[2, 7].

В листопаді 2001 р. з метою збільшення видобутку газу проводились заходи з інтенсифікації – закачування 3 % - го розчину ПАР (Сольпен-10) в об'ємі 300 л за одну закачку. Ефекту не отримали. Дебіт свердловини складав 0,5 тис.м³/д. Стовп рідини зафіксований на глибині 2979 м від гирла. Свердловина продовжувала працювати періодично. При проведенні шаблонування (липень 2004 р.) шаблон зупинився на глибині 96 м через гідратну пробку. При спробі її продути позитивного результату не одержали, що підтвердило потребу проведення робіт з видалення гідратної пробки. При цьому дебіт свердловини складав 0,1 тис.м³/д. Надалі свердловина експлуатується періодично. Повторне шаблонування проводилось у серпні 2005 р. – зупинка шаблону відбулася на глибині 3470 м (покрівля ЦМ).

Протягом 2006 р. декілька раз проводилось обстеження свердловини, в результаті яких виявлено, що міжколонні тиски відсутні. В грудні цього ж року була невдала спроба заміру рівня рідини фазоміром, який даліше надкорінної засувки не пройшов, так як по стовбуру свердловини утворились гідратні пробки. Експлуатація свердловини проводилась періодично з тривалими зупинками для накопичення тиску[2, 7].

В 2009 р. (з 19.05 по 30.11) на свердловині проводились роботи з перестрілу продуктивного горизонту та ревізії підземного і надземного обладнання. Рівень рідини, заміряний з допомогою ехометрії, зафіксований нижче башмака НКТ. Однак в результаті приплив пластового флюїду був відсутній. Далі розглядалась можливість проведення на свердловині потужного чи кислотного ГРП. Проте такі заходи були визнані недоцільними через незначні запаси вуглеводнів, низькі колекторські властивості пласта та близьке розташування пластових вод. Натомість надані рекомендації з переведу свердловини на горизонт С-6-7н, який згідно переглянутих ГДС в інтервалі глибин 2930-2944,4 м характеризується як газоносний.

З 25 листопада 2011 р. по 29 лютого 2012 р. на свердловині проводились роботи з переведу на вищезалягаючий горизонт С-6-7н. Перфорація здійснена в рекомендованому інтервалі глибин 2938-2944 м. До глибини 2930 м спущені опресовані та прошаблоновані насосно-компресорні труби. Проведена ревізія фонтанної арматури, в результаті якої були замінені вибракувані засувки. Протягом 4 діб свердловина перебувала на освоєнні. Далі її передали в експлуатацію[2, 7].

Початковий дебіт газу склав 6 тис.м³/добу при робочому тискові 4,31 МПа (березень 2012 р.). Видобуток конденсату та води свердловиною відсутній. Експлуатація проводиться періодично, протягом 2-4 діб на місяць.

Пропрацювавши в лютому 2013 р. два дні з дебітом газу 3 тис.м³/добу, свердловина зупинена для проведення дослідження. Спостереження за відновленням тиску проводилось з 5 березня до 19 червня. Проте значення трубного тиску не зростало, а навіть зменшувалось. Далі прийняте рішення про замір пластового тиску глибинним манометром (27,58 МПа). В стовбурі

свердловини виявлений високий стовп рідини, рівень якої зафіксований на глибині 733 м від гирла. Подальша експлуатація свердловини є неможливою скупчення в стовбурі рідини.

Свердловина 55 була введена в експлуатацію 30 червня 1999 р. також для розробки покладу горизонту В-22 і працювала періодично з винесенням рідини з вибою. До початку експлуатації був виявлений міжколонний тиск між технічною і експлуатаційною колонами, який невдовзі був ліквідований. В серпні 1999 р. проводився комплекс ГДС, в результаті якого визначено, що пласт в інтервалі глибин 3509-3507 м (нижня частина діючого інтервалу перфорації 3458-3510 м) продукує воду. Рівень рідини відбивався на глибині 3477 м. Повторним геофізичним контролем (11.2000 р.) було встановлено, що основний об'єм пластової води поступає з пласта в інтервалі глибин 3460-3464 м. Рівень рідини в свердловині зафіксований на глибині 2474 м. В кінці 2000 р. експлуатація свердловини припинена. Неодноразові спроби її освоєння позитивних результатів не дали. Виникла необхідність в проведенні водоізоляційних робіт. З 5.06 по 2.10.2002 р. свердловина зупинена з метою ревізії НКТ і ФА, а також ізоляції обводненого горизонту В-22 та переведення на горизонти В-19-20, В-21. Ізоляційний цементний міст встановили з глибини 3440 м. Провели перфорацію запропонованого вищезалігаючого горизонту в інтервалі глибин 3380-3432 м. В свердловину спущені 73×60 мм НКТ до глибини 3424 м, тобто до нижніх отворів інтервалу перфорації. Однак проведення даних робіт позитивного результату не дало. Свердловина продовжувала експлуатуватись періодично. Проведеним шаблонуванням виявлено, що покрівля цементного моста знаходиться на глибині 3450 м, замість запланованої 3440 м. Надходження пластової води може бути спричинене неякісним його цементування з самого початку або обводненням нижньої частини нового інтервалу перфорації[2, 7].

Протягом 2006 р. двічі проводились обстеження свердловини, в результаті яких виявлено, що міжколонні тиски відсутні. Під час здійснення заміру пластового тиску глибинним манометром в березні 2008 р. виявлено, що рівень конденсату в стовбурі свердловини знаходиться на глибині 1858 м від гирла, а води – 2123 м. Рідину з свердловини періодично видаляли з допомогою компресорної техніки.

Коли на початку 2010 р. свердловина практично не працювала через незначний приплив пластового флюїду, прийняте рішення про перестріл продуктивного горизонту. Відповідний капітальний ремонт був проведений з березня по листопад 2010 р. Після неодноразових спроб освоїти свердловину стало зрозуміло, що тиск дуже швидко знижувався до 0, при цьому відновлювався тиск тривалий час. Отже, можна стверджувати, що позитивний результат проведених робіт був відсутній.

Після того, як проведення в свердловині потужного гідророзриву пласта визнано недоцільним, прийняте рішення про переведення на вищезалігаючий горизонт. Перспективним для розробки визначений горизонт С-6-7н в інтервалі глибин 2950,8-2956,8 м (за результатами ГДС). Розпочались ремонтні роботи в

липні 2011 р. Без встановлення ізоляційного цементного моста був проперфорований пласт в рекомендованому інтервалі глибин 2951-2957 м. Отримано промисловий приплив газу. Після облаштування свердловини насоснокомпресорними трубами та фонтонною арматурою вона передана в експлуатацію. Початковий дебіт газу становив 9,7 тис.м³/добу. При цьому водний фактор склав 18,4 см³/м³. Конденсат в продукції фіксувався з лютого 2012 р. Спочатку конденсатний фактор складав 43,4 г/м³. Дебіт газу становить 5 тис.м³/добу, конденсатний фактор зменшився до 5,2 г/м³, а водний фактор, коливаючись протягом всього періоду розробки, склав 33,8 см³/м³. Робочий тиск свердловини з 17,85 МПа в січні 2012 р. зменшено до 9,61 МПа з жовтня 2012 р. Експлуатація свердловини протягом всього періоду розробки покладу горизонту С-6-7н характеризується середнім коефіцієнтом експлуатації 0,87. В травні 2013 р. проведена заміна засувок на фонтанній арматурі, що вийшли з ладу. А з вересня 2013 р. на свердловині 55 заплановане проведення ремонтних робіт у зв'язку з негерметичністю НКТ та скупченням рідини на вибої[2, 7].

Розвідувальна свердловина 61 пробурена в 2002 р. При випробуванні горизонту С-8 в інтервалі глибин 2929-2935 м отримано нефонтануючий приплив нафти. Рівень нафти виявлений на глибині 1837 м. Газовий фактор склав 4,6 м³/м³. З метою збільшення припливу нафти в свердловині здійснено достріл горизонту С-5 в інтервалі глибин 2802-2808 м, внаслідок чого отримано нефонтануючий приплив нафти. Згідно результатів ГДС від 14.08.2004 р. горизонт С5 характеризується як слабогазоносний, про що свідчить збільшення газового фактора в 5 разів. Після отримання результатів газодинамічних досліджень стало очевидним, що специфічні фізико-хімічні властивості нафти, а саме переважаючий вміст смолисто-асфальтенових фракцій, висока в'язкість та ін., не дають змоги розробляти поклад за рахунок енергії пласта. Для цього необхідне застосування спеціальних механічних методів. Рекомендації щодо обладнання для такого видобутку вуглеводнів були надані, однак в експлуатацію свердловина не передана.

В березні – липні 2007 р. на свердловині проводились ремонтні роботи з метою вилучення прихопленої стрічки перфоратора, повторної перфорації в інтервалі продуктивного горизонту, кислотної обробки ПЗП. В липні 2008 р. для визначення потенційних видобувних можливостей свердловини проводились газодинамічні дослідження, які тривали до вересня того ж року. Проаналізувавши отримані результати, стало зрозуміло, що видобуток нафти можливий лише на шайбі Ø 10 мм протягом 2-2,5 год, після чого з свердловини видобувався лише газ. Враховуючи всі дані про властивості вуглеводнів, результати досліджень, геологічну будову покладу, в 2009 р. була проведена науково-дослідна робота щодо техніко-економічного обґрунтування доцільності введення в експлуатацію даної свердловини [6]. Згідно висновків експлуатація свердловини за існуючих економічних умов вважається нерентабельною. Свердловина передана в консервацію.

В 2012 р. на свердловині проводились роботи з реконсервації свердловини з метою проведення на ній досліджень та подальшої експлуатації. Однак після

того, як був розбурений консерваційний цементний міст, спущені НКТ та змонтована фонтанна арматура, роботи з освоєння свердловини так і не проводились з причини відсутності компресорної техніки[2, 7].

5 РЕКОМЕНДАЦІЇ З РОЗРОБКИ РОДОВИЩА

5.1 Рекомендації з контролю за розробкою родовища

Контроль за розробкою покладів газу в процесі експлуатації Маріївського родовища здійснюється шляхом проведення комплексу геолого – промислових спостережень та аналізу і узагальнення матеріалів гідрогеологічних, гідрохімічних та геофізичних досліджень з метою оцінки ефективності прийнятої системи розробки родовища, отримання поточної інформації для регулювання процесу розробки [5, 12].

В процесі розробки Маріївського родовища слід зосередити увагу на проведенні таких видів досліджень:

- контроль за зміною пластових і гирлових статичних тисків;
- уточнення режиму роботи газоконденсатних покладів та можливий характер проявлення пластових вод (спостереження за просуванням ГВК);
- контроль за зміною дебітів і хімічного складу газу, конденсату і води;
- обстеження технічного стану колон і НКТ.

Виконання цих задач слід вирішувати шляхом регулярного проведення геолого-промислових, газогідродинамічних і промислово-геофізичних досліджень у свердловинах. Для цього необхідно виконувати комплекс заходів і досліджень, який зазначений у таблиці 5.1.

При необхідності рекомендується здійснювати комплексне обстеження стану експлуатаційних колон та НКТ свердловин за допомогою профілеміра, дефектометра, локатора муфт, шаблонування з метою виявлення і контролю ступеня їх деформації, проходження як при проведенні ремонтних робіт, так і в процесі експлуатації свердловин.

Всі види досліджень свердловин необхідно проводити з подачею газу в газопровід. Вести точний облік видобутку газу з метою надійної оцінки дренуваних запасів методом падіння пластового тиску. Крім того, дослідження свердловин повинні забезпечити визначення параметрів пласта, динаміку змін поточних пластових тисків по площі покладу, установити допустимі робочі Напрямок подачі газу визначається газовидобувною організацією. Роботи необхідно виконувати згідно правил техніки безпеки і охорони надр в нафтогазовій промисловості [13, 14].

У випадках відхилення технологічного режиму експлуатації свердловин від проектного, появи води у видобувній продукції, заколонних перетоків газу та ін. необхідно виконати ГДС за спеціально складеними планами із врахуванням характеру задач, що вирішуються. Плани складаються підприємством, яке проводить ГДС, і узгоджуються із замовником.

Таблиця 5.1 – Види і терміни проведення робіт з контролю за розробкою родовища [10]

Найменування робіт	Періодичність	Вид звітності
1 Облік видобутку газу, води, конденсату	Постійно	Рапорт, звіт про видобуток
2 Облік витрат газу на власні потреби, технологічні операції і аварійні витрати	Постійно	Журнал
3 Контрольні заміри робочих тисків, дебітів газу, води, температури на гирлі	Один раз на місяць	Журнал, акт
4 Оцінка поточного пластового тиску за статичним тиском	Два рази на рік	Акт
5 Вимірювання поточного пластового тиску глибинним манометром	Один раз на рік та при тривалих зупинках	Акт
6 Визначення продуктивної характеристики свердловини на стаціонарних режимах фільтрації газу із зняттям кривої відновлення тиску	Після введення в експлуатацію і далі один раз на рік	Акт
7 Проведення комплексу ГДС	Під час проведення капремонту та по мірі необхідності	Акт
8 Проведення газоконденсатних досліджень	Один раз на два роки	Акт
9 Відбір проб газу, конденсату, води	Один раз на рік	Акт
10 Контроль за виносом механічних домішок	Постійно	Журнал
11 Визначення корозійної здатності продукції свердловин	Два рази на рік	Акт
12 Шаблонування свердловин	По мірі необхідності	Акт
13 Обстеження свердловин на наявність міжколонних тисків	Постійно	Акт

Примітка: пропонується виконати дослідження свердловин на стаціонарних режимах фільтрації газу (п.6) за умови стабільної роботи свердловин. У випадку нестабільної роботи рекомендується після пуску свердловини виконати виміри робочих тисків і температури на гирлі з метою визначення темпів падіння тисків та оцінки продуктивності свердловини. дебіти, оцінити ефективність заходів з запобігання корозії труб і промислового обладнання та ін.

5.2 Рекомендації з попередження ускладнень в процесі експлуатації свердловин та методи інтенсифікації видобутку вуглеводнів

Накопичений практичний досвід свідчить, що успішне проведення робіт з інтенсифікації видобутку вуглеводнів можливе тільки при обґрунтованому виборі об'єктів та ретельному плануванні впливу виходячи з поточного стану привибійної зони пласта (ПЗП) і контролі за виконанням робіт [13, 14].

Маріївське родовище розробляється свердловинами 54, 55. Свердловини є низькодебітними, працюють з накопиченням рідини на вибої. Обидві свердловини розробляють горизонт С-6-7н, представлений пісковиком.

За результатами досліджень свердловин Маріївського НГКР на нестационарних режимах фільтрації проникність привибійної зони пласта в свердловинах 54, 55 не змінена або змінена не значно (величина скін-фактора $S < 5$). На даному етапі, враховуючи той факт, що в свердловинах відмічається інтенсивне накопичення рідини, проведення робіт з інтенсифікації видобутку газу не доцільно, у зв'язку з вірогідністю погіршення стану експлуатації свердловин через можливе зростання темпів обводнення пластів, які розробляються.

Для видалення рідини зі стовбура свердловин необхідне використання поверхневоактивних речовин (ПАР). Обробку привибійної зони пласта ПАР проводити у два етапи[10]:

- на першому етапі з метою покращення порометричної характеристики порід закачувати вологопоглинувачі для осушки ПЗП одноатомними спиртами, кето-нами або їх сумішами, із наступною витримкою та відпрацюванням свердловини на факельний амбар;
- на другому етапі з метою зниження капілярних сил, ПЗП обробляється сумішшю на основі одноатомних спиртів та неіоногенних ПАР з наступним продав-люванням в пласт газом (азотом) та витримкою для фізичної адсорбції їх на поверхні порових каналів для розформовування бар'єрної зони в ПЗП та зниження капілярних сил в порових каналах. При пуску свердловини в роботу буде визначатись поступова десорбція ПАР в потік рідини, яка видобувається та її видалення із вибою.

Зважаючи на те, що в пласті свердловини має місце мінералізована вода із солями магнію, кальцію, заліза, проводити роботи з обробки ПЗП за допомогою іоногенних аніоноактивних ПАР недоцільно, так як вони створюють малорозчинні осади із вищезгаданими солями.

Обробку ПЗП свердловин Маріївського родовища рекомендується проводити за допомогою неіоногенних ПАР (таблиця 5.2). Важливою перевагою неіоногенних ПАР з аніоно- та катіоноактивними речовинами є їх порівняно невелика адсорбційність на теригенних та карбонатних породах, що дозволяє більш економно проводити процес обробки. Неіоногенні ПАР при рівних концентраціях мають більшу поверхневу активність, а також високу деемульгуючу та знесолуючу властивості. Також неіоногенні ПАР, в даному випадку, мають ще одну важливу перевагу, яка ставить їх у виключне

положення. У високомінералізованих пластових водах їх розчинність нижче чим у прісній воді, і вони в реакцію із солями пластових вод не вступають [10].

В зимовий час, з метою запобігання замерзання водних розчинів ПАР, виникає необхідність використання антифризів. В якості антифризів рекомендується використовувати метанол, діетиленгліколь (ДЕГ) та хлористий кальцій.

Метанол і ДЕГ можна вводити при використанні піноутворювачів як неіоногенного, так і іоногенного типу. Хлористий кальцій використовується із піноутворювачами неіоногенного типу - (ОП-7, ОП-10, Синтанол ДС-10, Превоцелл і т.д.).

Таблиця 5.2 - Піноутворююча здатність різних ПАР [10]

Поверхнево-активна речовина	Піноутворююча здатність	
	кратність	стійкість,с/мл
1	2	3
<i>Неіоногенні ПАР</i>		
Флотореагент Т-66	0	0
Сіптак	7,5	07,
Диетаноламід	20,0	2,2
Синтанол ДС-10	12,0	1,7
Превоцел W-ON-100	17,0	2,1
ОП-10	19,0	2,0
Арканол	17,0	1,8
ОП-7	15,0	1,7
ДБ	18,0	1,9
Тержитол	17,0	2,0
Ліссанол	16,0	1,6
Синтамід-5	12,0	1,2
Авіроль	9,0	0,8
Синтанол ДС-7	9,0	1,0
Превоцел W-OF-100	7,0	0,7
МКС	7,5	0,6
Дисолван 4411	7,0	0,6
Алкілімідозолін	4,0	0,3
Кожсінтон	3,5	0,2
ОП-4	2,5	0,1

В таблиці 5.3 показано, яку кількість антифризу необхідно додати в розчин ПАР для того, щоб знизити температуру його замерзання.

Таблиця 5.3 Антифризи та їх концентрація у водних розчинах ПАР[10]

Найменування антифризу	Температура замерзання розчину, °С					
	-5	-10	-15	-20	-25	-30
	Кількість антифризу, % мас.					
Метанол	8	14,7	20,6	25,5	30,0	34,0
ДЕГ	20	30	35	45	50	55
Хлористий кальцій	9,4	14,7	18,9	21,9	23,8	25,7

Зважаючи на те, що CaCl_2 дуже гігроскопічний, вміст його в розчині необхідно контролювати за питомою вагою розчину. Питома вага розчинів при вмісті CaCl_2 (мас., %): 9,4; 14,7; 18,9; 21,9; 23,8; 25,7 повинна, відповідно, дорівнювати 1,08; 1,13; 1,17; 1,20; 1,22; 1,24 г/см³.

В приготованих водних розчинах антифризів розчинюється піноутворювач (5 - 30%, мас.) і отриманий розчин використовується для закачування у свердловину.

На піноутворюючі властивості ПАР рекомендовані антифризи практично не впливають і тому кількість ПАР, що вводиться у свердловину залежить тільки від складу та кількості рідини, що видаляється із свердловини.

Для повернення до стабільної роботи свердловини 54 потрібно визначити причину обводнення, а саме провести геофізичні дослідження для визначення інтервалу, з якого в свердловину надходить пластова вода. Проаналізувавши результати досліджень, можна буде визначити напрямок вирішення проблеми обводнення. Доцільно розглянути можливість проведення водоізоляційних робіт і повторної перфорації в інтервалі продуктивного горизонту.

Так як обводненість продукції свердловини 55 інтенсивно збільшується, для підтримання стабільної роботи свердловини 55 необхідно провести аналогічних комплекс геофізичних досліджень, після заключення яких здійснити водоізоляційні роботи.

Можливо з метою ізоляції водоприпливу застосування технології УкрНДІГазу, яка включає блокування з використанням полімерного матеріалу “АКОР Б-100”.

У випадку виникнення питання експлуатації свердловин з МКТ необхідно проводити комплекс досліджень:

- заміряти в робочому і статичному режимі $P_{\text{тр}}$, $P_{\text{затр}}$, $P_{\text{мкт}}$;
- визначити постійний дебіт газу в міжколонному просторі ;
- провести необхідні роботи по ліквідації МКТ.

5.3 Рекомендації з захисту свердловинного обладнання від корозії

Розробка Маріївського НГКР здійснюється шляхом експлуатації свердловин 54 та 55 з покладу горизонту С-6-7н.

До складу видобувної продукції Маріївського родовища входять природний газ, газовий конденсат та конденсаційно-пластові води. До корозійних факторів відносяться наявність агресивних компонентів, які знаходяться у газовій та рідинній фазах, та гідротермодинамічні параметри експлуатації свердловин[13, 14].

Згідно виконаного в лютому 2012 року хімічного аналізу газу свердловини 55, крім 86,2 % об. метану, 4,61 % об. етану, 2,40 % об. пропану, 0,32 % об. ізо-бутану, 0,59 % об. н-бутану та 0,17 % об. пентану та вищих вуглеводнів, в газовій фазі присутні не вуглеводневі компоненти, зокрема, діоксид вуглецю, азот і кисень в концентраціях 2,168 % об., 3,1 % об. та 0,13 % об. відповідно. Саме вміст згаданих компонентів в продукції змовлюють корозійну небезпеку для обладнання свердловин. Агресивність CO₂ зумовлена створеним ним парціальним тиском і підвищується зі збільшенням температури.

У водній фазі, в свою чергу, знаходиться ряд неорганічних солей, які зумовлюють відповідну мінералізацію М. Діоксид вуглецю до того ж створює кисле середовище (величина рН < 7). З неорганічних солей найбільш корозійнонебезпечними є такі, які дисоціюють до хлорид-іонів, сульфат-іонів, бікарбонат-іонів, протиіонами до яких є Na⁺, K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺.

Тобто, в пластових водах родовища знаходиться ряд неорганічних солей, які зумовлюють мінералізацію на рівні розсолів. Слід зазначити, що крім хлорид-іонів у водній фазі свердловини 54 присутні йодид- та бромід-іони.

Всі ці корозійні фактори взаємодіють з металом свердловинного обладнання в умовах підвищених тисків, температур, різних лінійних швидкостей потоку, які змінюються по стовбуру свердловини від вибою до гирла.

Виходячи з корозійних факторів, а саме з того, що:

- в газовій фазі присутній діоксид вуглецю концентрацією 2,2 % об., який зумовлює парціальний тиск в межах 0,20 - 0,28 МПа;
- кислотність водної фази менше 7;
- мінералізація водної фази більше 35000 мг/л;
- у водній фазі знаходяться такі корозійно агресивні компоненти, як хлорид-іони >21000 мг/л, сульфат-іони > 65 мг/л; бікарбонат-іони > 170 мг/л.
- лінійна швидкість потоку 0,102-0,183 м/с, яка в умовах високої мінералізації створює умови для солевідкладень, що в присутності хлоридів стає причиною пітингової корозії ;
- концентрація водної фази у рідинній складає 40 % об.

умови експлуатації свердловин необхідно віднести до корозійно небезпечних. Фактичним свідченням перебігу активних корозійних процесів у свердловині 54 є наявність в пробі відібраної води іонів двовалентного заліза концентрацією 430 мг/л, що в 8 разів більше критичного значення.

В процесі експлуатації свердловин технологічні і гідротермодинамічні режими будуть змінюватися, а значить будуть змінюватися і корозійні фактори та показники, тому для надійного захисту від корозії необхідно систематично

проводити аналіз корозійних показників та забезпечувати захист свердловинного обладнання[13, 14].

Для здійснення корозійних досліджень необхідно передбачити засоби для вимірювань цих корозійних показників, зокрема пробовідбірники там, де вони відсутні, для відбирання зразків рідинної фази і встановлення зразків-свідків як у пробовідбірник, так і в газорідинний потік.

Зразки-свідки для контролю швидкості корозії в газорідинному потоці встановлюють або в термокишені, які вкручуються у шлейфові газопроводи, або в буюфер на штанзі, чи в пробовідбірник.

Визначення корозійних показників, зокрема, концентрації іонів двовалентного заліза C_{Fe+2} і швидкості корозії V_k , здійснюють 1-2 рази на місяць за умови, якщо ці показники знаходяться на рівні $C_{Fe+2} \leq 50$ мг/л та $V_k \leq 0,01$ мм/рік. При високих концентраціях іонів заліза (свердловина 54) їх аналіз проводять кожного дня. При постійній тенденції до перевищування корозійно небезпечної межі цих показників необхідно здійснювати протикорозійні заходи.

Захист від корозійного руйнування в внутрішніх поверхнях свердловин, трубопроводів і технічного обладнання повинен здійснюватись по кількох напрямках [11], а саме:

- застосування технологічних засобів захисту;
- використання труб і обладнання з менш активних металів;
- застосування інгібіторів та інших хімічних агентів;
- застосування протикорозійних покриттів внутрішньої поверхні резервуарів, технологічного обладнання, трубопроводів; -катодний захист внутрішньої поверхні резервуарів.

Серед можливих технологічних способів захисту ефективними можуть стати видалення води і механічних домішок з трубопроводів, герметизація систем збору, підготовки продукції свердловин та утилізації стічних вод з метою запобігання попадання в них кисню із повітря, видалення корозійно активних розчинених газів хімічним чи механічним способом або обома разом тощо.

При застосуванні інгібіторного захисту необхідно враховувати функціональні властивості інгібіторів, а зокрема, температуру застигання, механізм дії, розчинність, ефективність захисту, а також можливий негативний вплив на умови підготовки та переробки газу[13, 14].

Оскільки в продукції свердловин присутні діоксид вуглецю та агресивні домішки води, принциповим є використання інгібіторів на основі плівкоутворюючих амінів. Інгібітори не повинні негативно впливати на технологічні процеси підготовки газу.

ВИСНОВКИ

Маріївське нафтогазоконденсатне родовище розташоване на території Куп'янського району Харківської області України. Відкрите в 1984 р.

В економічному відношенні родовище розташоване в промислово-аграрному районі поруч з об'єктами газовидобувної, будівельної та машинобудівельної промисловості.

На захід і південний захід від Маріївського родовища знаходяться Волохівське, Коробочкінське, Шебелинське, Краківське та інші газоконденсатні родовища.

В геологічній будові родовища приймають участь докембрійські утворення та осадові породи палеозойської, мезозойської і кайнозойської ератем.

Маріївська палеозойська структура являє собою асиметричну брахіантиклінальну складку субширотного простягання.

В тектонічному відношенні Маріївське родовище розташоване в північній прибортовій частині Дніпровсько-Донецької западини, для якої притаманне ступінчасте занурення кристалічного фундаменту по системі субширотних порушень в напрямку осьової частини западини. Глибина залягання поверхні фундаменту змінюється від 1,8-2,0 км на Північному борту до 4,5-5,0 км на півдні території. Системою субширотних та субмеридіанних порушень фундамент розбито на великі блоки, що підтверджується геофізичними дослідженнями та даними глибокого буріння

Тектонічні порушення в більшості проявляються і в осадовій товщі, розбиваючи її на серію блоків, які піддалися в процесі геологічного розвитку плікативним деформаціям. Всі структурні форми, як правило, являють собою невеликі антиклінальні складки або блоки. Характерною особливістю будови всіх піднять є їх асиметричність і зріз порушенням північних, значно зменшених крил.

У гідрогеологічному відношенні Маріївське родовище розташоване в північній частині Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну.

За схемою гідрогеологічної зональності тут виділяються два гідрогеологічні поверхи – верхній вміщує в собі води інфільтраційного походження і включає в себе водоносні горизонти мезокайнозойських відкладів; та нижній, який поділяється на верхній ярус переважного розвитку седиментогенних вод з елізійним режимом, який на родовищі вміщує водоносні горизонти тріасу, карбону та девону.

За результатами геофізичних досліджень свердловин і випробування горизонтів на Маріївському родовищі газоконденсатні поклади виявлені в серпухівських (горизонти С-4, С-5, С-6-7 і С-9), візейських (горизонти В-19-20, В-21, В-22), турнейських (горизонти Т-3-4) відкладах нижнього карбону і фаменському ярусу (горизонти ФМ-1, ФМ-3) верхнього девону.

Промислова газонасність Маріївського родовища пов'язана, в основному, з теригенними породами нижнього карбону (верхньосерпухівський, верхньовізейський під'ярус, турнейський ярус) та верхнього девону (фаменський ярус).

Продуктивні горизонти (С-4, С-5, С-6-7, С-8-9, В-19-20, В-21, В-22, Т-3-4, ФМ-1, ФМ-3) представлені однотипними теригенними різновидами, складеними чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, з рідкими прошарками карбонатних порід малої товщини. Представлені горизонти потужними піщаними пластами в перемежуванні з малопотужними прошарками алевролітів, аргілітів і поодинокими промертканими вапняків. Товщина коливається від 60 до 120 м. Ефективна товщина – в межах від 2 до 53 м.

Первинні газоконденсатні дослідження на Маріївському родовищі проводились в процесі геологорозвідувальних робіт на свердловинах 10 і 17 в період 1984–1985 рр. За результатами проведених досліджень була отримана початкова газоконденсатна характеристика продуктивних покладів горизонтів В-21 і В-22 візейського ярусу нижнього карбону.

Дослідження свердловин на газоконденсатність здійснювалось методом промислових відборів газу за допомогою сепараторів. Дебіт сирого конденсату розраховувався через коефіцієнт усадки або визначався прямими замірами в сепараторі. Пластові тиски замірялися глибинними манометрами, а вибійний тиск визначався розрахунковим методом по тиску нерухомого стовпа газу в затрубному просторі. Температури на вибої та гирлі свердловини замірялись відповідно максимальними глибинними та фізичними термометрами.

Запаси газу та конденсату Маріївського оцінені за категорією С₁ в об'ємі 18 млн м³ (код класу 111); за категорією С₂ 8 млн м³ (код класу 122), 1298 млн м³ (код класу 222) і 10 млн м³ (код класу 332).

Враховуючи складну геологічну характеристику продуктивних горизонтів, розміри та характер границь покладів, а також запаси вуглеводнів, в продуктивному розрізі Маріївського родовища в попередні роки було виділено один експлуатаційний об'єкт. В нього були включені горизонти В-21, В-22, Т-3-4.

Експлуатаційний фонд на Маріївському родовищі складається з двох свердловин – №№ 54 і 55. Ними з 1999 р. розроблявся поклад горизонту В-22. Однак в 2010 р., коли приплив пластового флюїду був відсутній чи незначний, а доцільність проведення на свердловинах потужного ГРП не підтвердилась через незначні запаси газу, низькі колекторські властивості пластів та близькість розташування пластових вод, прийняте рішення про переведення свердловин на вищезалігаючий горизонт.

Після переінтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин 54 та 55 уточнена геолого-геофізична характеристика пластів горизонтів С-5а та С-6-7н. Якщо горизонт С-5а в свердловинах 54 та 55 представлений відповідно ущільненим алевролітом та водоносним пісковиком, то горизонт С-6-7н в розрізі цих свердловин характеризується як газонасний. Пористість пласта пісковика за

результатами ГДС склала 14 %, а газонасиченість – 72,5 %. Ефективна товщина покладу в розрізі свердловин становить 5,2 м.

Візейські відклади нижнього карбону на даний час виснажені на 55 % відносно балансових видобувних запасів, далі приплив в свердловинах припинився. Так як поклади горизонтів В-19-22 мають мозаїчне розповсюдження і на кожній ділянці представлені лінзовидними прошарками пісковика, тобто будова характеризується як нетрадиційного типу, коефіцієнт кінцевого газовилучення може скласти близько 0,50. Залишкові запаси газу покладів горизонтів В-19-22 становлять 8 млн м³.

Очевидно, що розглядати можливість експлуатаційного буріння для до розробки візейських покладів вуглеводнів на даний час недоцільно, і можна вважати їх виснаженими.

Отже, в процесі розробки Маріївського родовища слід зосередити увагу на проведення таких видів досліджень:

- контроль за зміною пластових і гирлових статичних тисків;
- уточнення режиму роботи газоконденсатних покладів та можливий характер проявлення пластових вод (спостереження за просуванням ГВК);
- контроль за зміною дебітів і хімічного складу газу, конденсату і води;
- обстеження технічного стану колон і НКТ.

Виконання цих задач слід вирішувати шляхом регулярного проведення геолого-промислових, газогідродинамічних і промислово-геофізичних досліджень у свердловинах. Для цього необхідно виконувати комплекс заходів і всі види досліджень свердловин необхідно проводити з подачею газу в газопровід. Вести точний облік видобутку газу з метою надійної оцінки дренажних запасів методом падіння пластового тиску. Крім того, дослідження свердловин повинні забезпечити визначення параметрів пласта, динаміку змін поточних пластових тисків по площі покладу, установити допустимі робочі Роботи необхідно виконувати згідно правил техніки безпеки і охорони надр в нафтогазовій промисловості.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

- 1 Геолого-економічна оцінка Маріївського та Іскрівського родовищ вуглеводнів Харківської області України: Звіт ФБУ "Укрбургаз". – Полтава, 2003.
- 2 Проект розробки Маріївського ГКР. Звіт про НДР. – УкрНДІгаз, Харків, 2005.
- 3 Уточнення показників розробки родовищ ГПУ "Шебелинкагазвидобування". Звіт про НДР. – УкрНДІгаз, Харків, 2012.
- 4 Заріцький О.П., Зіненко І.І. Генетична схема зональності елементів осадової системи ДДЗ – основа ефективного освоєння вуглеводневих ресурсів // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць. – Харків: УкрНДІгаз, 2003. – Вип. 30. – Геологія - С. 9-15.
- 5 Довідник з нафтогазової справи / За загальною ред. докторів наук В. С.Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. - К.:Львів,1996. - 620 с.
- 6 ТЕО доцільності введення в експлуатацію розвідувальної свердловини 61 Маріївського НГКР. Звіт про НДР. – УкрНДІгаз, Харків, 2009.
- 7 Аналіз і корективи проекту розробки Маріївського ГКР. Звіт про НДР. – УкрНДІгаз, Харків,2000.
- 8 Галузевий стандарт України “Визначення коефіцієнтів вилучення газу і конденсату на різних стадіях геологічного вивчення надр”, Київ, 2000.
- 9 Геологічні основи розробки нафтових і газових родовищ: Підручник /За ред. О.О. Орлова. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 247 с.
- 10 Іванишин В. С. Нафтогазопромислова геологія: навч. посіб. /В. С. Іванишин. – Львів, 2003. – 648 с.
- 11 Система антикорозійного захисту об’єктів нафтогазового комплексу. Основні положення. Загальні вимоги. ВБН В.2.3-00018201.01.01.01-96. Державний комітет нафтової, газової та нафтопереробної промисловості України. Київ, 1996.
- 12 Правила розробки нафтових і газових родовищ. Наказ міністерства екології та природних ресурсів України № 118, від 15.03.2017 р.
- 13 Галузевий стандарт України. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту та газ на суші. Правила проведення робіт., 1998.
- 14 Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України.- Київ, 2004 р.-140 с.
- 15 Методичні поради для студентів спеціальності (103) «Науки про Землю» (освітня програма «Геологія нафти і газу»). Івано-Франківськ, 2019 р.