**Список авторів**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Відповідальний виконавець :  інженер ІІ категорії |  | Г. Бойчук  (розділи 3, 4, 5, 8) |
| Начальник відділу техніко-економічних досліджень |  | Т. Бабій  (розділ 3.4, 4.2) |
| Начальник відділу проектування будівництва свердловин Західного нафтопромислового району |  | В. Боднарук  (розділ 7) |
| Начальник групи розробки родовищ Надвірнянського нафтопромислового району |  | В. Вовчок  (розділи 3, 4, висновки) |
| Начальник групи техніки і технології видобутку нафти і газу |  | С. Копадзе  (розділ 6.1) |
| Провідний інженер відділу екології |  | М. Дубина  (розділ 10) |
| Інженер І категорії |  | Д. Сичевський  (розділ 9) |
| Інженер категорії |  | Т. Кравець  (вступ, розділ 1) |
| Інженер |  | А. Пиндус  (розділ 6.2) |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
| Метрологічна експертиза |  | Р. Кокоць |

**РЕФЕРАТ**

Звіт про НДР: 174 с., 58 табл., 21 рис., посилань, 9  графічних додатків.

Об’єкт дослідження – поклади вуглеводнів в олігоценових відкладах в межах Північно-Майданського блоку Рудавецького родовища.

Мета роботи – складання проекту дорозробки на затверджені ДКЗ запаси вуглеводнів з визначенням проектних показників для ведення подальшої промислової дорозробки родовища.

В роботі наведено геолого-фізичну характеристику родовища та запаси вуглеводнів. Проаналізовано результати гідродинамічних досліджень, структуру фонду свердловин, їх поточних дебітів, технологічних показників розробки та пластового тиску в зонах відбору. Обґрунтовано виділення експлуатаційних об’єктів, розрахункових варіантів розробки та нормативів капітальних вкладень.

Виконано розрахунок технологічних і техніко-економічних показників промислової розробки за двома варіантами, згідно з якими до впровадження рекомендується базовий варіант розробки (наявним фондом свердловин), як такий, що характеризується найкращими економічними показниками.

Згідно з регламентом на складання проектів розробки у звіті наводяться також розділи з техніки і технології видобутку вуглеводнів, системи збирання, підготовки та транспортування, проведення бурових робіт, контролю за розробкою пластів та оцінки впливу промислової розробки родовища на навколишнє середовище.

Родовище, нафта, газ, запаси, розробка, режим розробки, ЕКСПЛУАТАЦІЯ, СВЕРДЛОВИНА, ПЛАСТОВИЙ ТИСК, коефіцієнт вилучення вуглеводнів

# ЗМІСТ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Вступ……………………………………………………..…….............. | 14 |
| 1 | Загальні відомості про родовище……………...........................……... | 15 |
| 2 | Геолого-геофізична характеристика родовища................................... | 18 |
| 2.1 | Характеристика геологічної будови...................................................... | 18 |
| 2.2 | Характеристика товщин, колекторських властивостей продуктивних пластів та їх неоднорідності......................................... | 29 |
| 2.3 | Властивості і склад нафти, газу, конденсату і води…......................... | 40 |
| 2.3.1 | Властивості і склад пластової нафти в поверхневих умовах……….. | 40 |
| 2.3.2 | Властивості і склад нафти в пластових умовах……………………... | 53 |
| 2.3.3 | Властивості і склад розчиненого в нафті газу…………..…………... | 57 |
| 2.3.4 | Властивості і склад пластових вод…………………………………… | 57 |
| 2.4 | Фізико-гідродинамічні характеристики……………………………… | 64 |
| 2.5 | Запаси нафти і газу……………………………………………………. | 64 |
| 3 | Підготовка геолого-промислової та техніко-економічної основи для проектування розробки.................................................................... | 66 |
| 3.1 | Аналіз результатів гідродинамічних досліджень свердловин і пластів, характеристика їх продуктивності і режимів………………. | 66 |
| 3.2 | Аналіз поточного стану розробки……………………………………. | 70 |
| 3.2.1 | Аналіз структури фонду свердловин, поточних дебітів, технологічних показників розробки та пластового тиску в зонах відбору………………………………………………………………….. | 70 |
| 3.2.2 | Аналіз вироблення запасів вуглеводнів із пластів…………………... | 80 |
| 3.3 | Обґрунтування виділення експлуатаційних об’єктів і вибір розрахункових варіантів розробки…………………………………… | 80 |
| 3.3.1 | Обґрунтування виділення експлуатаційних об’єктів за геолого-фізичними характеристиками пластів……………………………….. | 80 |
| 3.3.2 | Обґрунтування розрахункових варіантів розробки та їх вихідні характеристики………………………………………………………… | 80 |
| 3.3.3 | Обґрунтування прийнятої методики прогнозу технологічних показників розробки…………………………………………………... | 85 |
| 3.4 | Обґрунтування нормативів капіталовкладень і експлуатаційних витрат, прийнятих для розрахунку економічних показників............. | 94 |
| 4 | Технологічні і техніко-економічні показники варіантів розробки | 105 |
| 4.1 | Технологічні показники варіантів розробки........................................ | 105 |
| 4.2 | Економічні показники варіантів розробки........................................... | 105 |
| 5 | Техніко-економічний аналіз варіантів розробки та обґрунтування вибору рекомендованого до затвердження варіанту........................... | 120 |
| 6 | Техніка і технологія видобутку нафти і газу........................................ | 121 |
| 6.1 | Існуючий стан надземного і підземного обладнання видобувних свердловин та проектні рішення щодо їх облаштування…………… | 121 |
| 6.2 | Опис існуючої системи збору продукції та системи збору запроектованих свердловин ………………………………………….. | 126 |
| 7 | Вимоги до конструкції свердловин, проведення бурових робіт та методів розкриття пластів і освоєння свердловин…………………... | 128 |
| 7.1 | Загальна техніко-економічна характеристика району робіт та вибір бурового обладнання………………………………………………….. | 128 |
| 7.2 | Підготовчі роботи……………………………………………………... | 128 |
| 7.3 | Геологічні умови………………………………………………………. | 128 |
| 7.4 | Геолого-технічне обґрунтування конструкції свердловини………... | 129 |
| 7.5 | Технологія буріння…………………………………………………… | 131 |
| 7.6 | Бурові розчини та розкриття продуктивних пластів і освоєння свердловин……………………………………………………………... | 132 |
| 7.7 | Вибір бурового обладнання…………………………………………... | 133 |
| 8 | Обґрунтування проекту плану видобутку нафти і газу та об’єму бурових робіт.......................................................................................... | 134 |
| 9 | Контроль за розробкою пластів, станом і експлуатацією свердловин та їх обладнання.................................................................. | 137 |
| 10 | Оцінка впливу на навколишнє середовище експлуатації Рудавецького родовища………………………………………………. | 142 |
| 10.1 | Характеристика ділянки родовища…………………………………... | 142 |
| 10.2 | Характеристика об’єктів господарської діяльності в зонах їх впливу………………………………………………………………….. | 144 |
| 10.3 | Основні види впливу на навколишнє середовище та стан навколишнього середовища…………………………………………... | 145 |
| 10.3.1 | Основні види та джерела впливу на навколишнє середовище…....... | 145 |
| 10.3.2 | Стан навколишнього середовища…………………………………….. | 147 |
| 10.3.2.1 | Оцінка впливу на надра .……………………………………………... | 147 |
| 10.3.2.2 | Повітряне середовище………………………………………………… | 151 |
| 10.3.2.3 | Водне середовище……………………………………………………... | 158 |
| 10.3.2.3.1 | Підземні води………………………………………………………….. | 158 |
| 10.3.2.3.2 | Поверхневі води……………………………………………………….. | 159 |
| 10.3.2.3.3 | Водопостачання та водовідведення ………………………………….. | 160 |
| 10.3.2.3.4 | Заходи щодо зменшення впливу на водне середовище……………... | 161 |
| 10.3.2.4 | Ґрунти…………………………………………………………………... | 162 |
| 10.3.2.5 | Рослинний та тваринний світ…………………………………………. | 165 |
| 10.3.2.6 | Характеристика навколишнього соціального середовища та оцінка впливів на нього……………………………………………………….. | 166 |
| 10.4 | Витрат на природоохоронні заходи…………………………………... | 167 |
| 10.5 | Оцінка ризику планової діяльності щодо природного і соціального середовища…………………………………………………………….. | 169 |
| 11. | Уточнені техніко-економічні показники розробки Рудавецького родовища в межах ліцензійної ділянки ПАТ "Укрнафта" |  |
| 11.1 | Уточнені технологічні показники варіантів розробки |  |
| 11.2 | Обґрунтування нормативів капітальних вкладень та експлуатаційних витрат, прийнятих для розрахунку економічних показників |  |
| 11.3 | Економічна оцінка варіантів розробки родовища |  |
|  | Висновки…………………………………………………...................... | 171 |
|  | Перелік посилань………………………….......…………………......... | 173 |

## Список ілюстрацій

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Рисунок 1.1 – | Оглядова карта району розташування Рудавецького нафтового родовища (Масштаб  1:  250 000)…………...…... | 16 |
| Рисунок 2.1 – | Залежність параметрів пластової нафти від тиску насичення при контактному розгазуванні по свердловині 3 | 32 |
| Рисунок 2.2 – | Залежність параметрів пластової нафти від тиску насичення при контактному розгазуванні по свердловині 8……........... | 33 |
| Рисунок 3.1 – | Динаміка пластових тисків, приведених до рівня НГВП (абс. відмітка мінус 460,8 м)…….………………………….. | 46 |
| Рисунок 3.2 – | Динаміка основних показників розробки Рудавецького родовища …………………..……………………………..…… | 58 |
| Рисунок 3.3 – | Залежність дебіту нафти від накопиченого видобутку нафти | 67 |
| Рисунок 3.4 – |  | 84 |
| Рисунок 3.5 – | Геологічна модель ефективних товщин менілітового покладу Рудавецького родовища……………………………. | 97 |
| Рисунок 3.6 – | Карта-схема трьох фаз пластового флюїду………………….. | 98 |
| Рисунок 3.7 – | Порівняння фактичних та розрахованих згідно моделі показників розробки менілітового покладу…………………. | 99 |
| Рисунок 3.8 – | Порівняння фактичних та розрахованих згідно моделі середньорічних дебітів нафти по кожній свердловині……... | 100 |
| Рисунок 3.9 – | Карта-схема розподілу запасів нафти менілітового покладу. | 102 |
| Рисунок 3.10 – | Карта-схема розподілу нафтонасиченості менілітового покладу………………………………………………………… | 103 |
| Рисунок 3.11 – | Розподіл залишкових запасів нафти до кінця прогнозного періоду………………………………………………………….. | 104 |
| Рисунок 6.1 – | Структурна схема збору, підготовки і транспортування продукції свердловин Рудавецького родовища родовища … | 127 |
| Рисунок 6.2 – | Принципова технологічна схема збирання, підготовляння і транспортування продукції свердловин Рудавецького родовища………………………………..…………………..… | 127 |
| Рисунок 7.1 – | Технологічні рекомендації на буріння експлуатаційної свердловини 12 Рудавецького родовища..……………........... | 130 |
|  |  |  |
| Рисунок 10.1 – | Оглядова карта розташування Рудавецького родовища….... | 143 |
| Рисунок 10.2 – | Схема розташування основних виробничих об’єктів на території Рудавецького родовища……………………….….. | 154 |
| Рисунок 10.3 – | Схема розміщення джерел викидів забруднюючих речовин на проммайданчику св. 3…………..……………….………... | 155 |

## Список таблиць

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Таблиця 2.1 – | Основні відомості про поклади Рудавецького родовища ......... | 7 |
| Таблиця 2.2 – | Характеристика товщин пластів……………………………….. | 9 |
| Таблиця 2.3 – | Статистичні показники характеристик неоднорідності пласта | 9 |
| Таблиця 2.4 – | Середні значення коефіцієнта пористості і нафтонасиченості для свердловин і об'єктів підрахунку Рудавецького родовища | 10 |
| Таблиця 2.5 – | Кількість визначень фізичних властивостей на зразках керну | 11 |
| Таблиця 2.6 – | Розподіл відкритої пористості зразків керна Рудавецького родовища …………………………………………………………. | 11 |
| Таблиця 2.7 – | Фізико-хімічні властивості поверхневих проб нафти Рудавецького родовища ……………………………….………… | 13 |
| Таблиця 2.8 – | Фізико-хімічні властивості нафт Рудавецького родовища в пластових умовах………………………………………………… | 14 |
| Таблиця 2.9 – | Результати контактного розгазування проб пластової нафти Рудавецького родовища …………………………………………. | 15 |
| Таблиця 2.10 – | Склад вільного та розчиненого в нафті газу Рудавецького родовища……………………...…………………….…………….. | 19 |
| Таблиця 2.11 – | Відомості про хімічний склад і фізичні властивості пластових вод Рудавецького родовища ……………………………………. | 21 |
| Таблиця 2.12 – | Діапазон зміни вмісту іонів у пластових водах Рудавецького родовища …………….………………...………………................ | 23 |
| Таблиця 2.13 – | Зведена таблиця підрахункових параметрів та запасів нафти і розчиненого газу Рудавецького родовища станом на 01.01.2016 р.……………..………………………………….……. | 25 |
| Таблиця 3.1 – | Відомості щодо замірів пластового тиску та температури у свердловинах пробурених на Богрівську складку в межах Рудавецького родовища………………………………………….. | 28 |
| Таблиця 3.2 – | Динаміка пластового тиску свердловин Рудавецького родовища………………………………………………………….. | 29 |
| Таблиця 3.3 – | Результати визначення фізичних і фільтраційних параметрів свердловини 3 на неусталеному режимі фільтрації …………… | 30 |
| Таблиця 3.4 – | Характеристика фонду свердловин Рудавецького родовища станом на 01.01.2016 р………………………………………........ | 33 |
| Таблиця 3.5 – | Порівняння основних технологічних показників розробки Рудавецького родовища ………………………………................ | 34 |
| Таблиця 3.6 – | Динаміка основних показників експлуатації свердловини 3 Рудавецького родовища …..…………………………………… | 36 |
| Таблиця 3.7 – | Динаміка основних показників експлуатації свердловини 8 Рудавецького родовища ………………………………………. | 38 |
| Таблиця 3.8 – | Динаміка основних показників експлуатації свердловини 9 Рудавецького родовища ………………………….…………… | 39 |
| Таблиця 3.9 – | Динаміка основних показників експлуатації свердловини 10 Рудавецького родовища ………………………………………. | 40 |
| Таблиця 3.10 – | Динаміка основних показників розробки Рудавецького родовища ……………………………………………………….. | 42 |
| Таблиця 3.11 – | Оцiнка запасiв нафти методом матеріального балансу менілітових відкладів Північно-Майданського блоку Рудавецького родовища……………………………………….. | 47 |
| Таблиця 3.12 – | Вихідна геолого-фізична характеристика нафтового покладу в менілітових відкладах Рудавецького родовища……………... | 51 |
| Таблиця 3.13 – | Вихідні дані та результати розрахунків коефіцієнта нафтовилучення для умов РРГ………………………………… | 92 |
| Таблиця 3.14 – | Вихідні дані для розрахунку капітальних вкладень ………… | 94 |
| Таблиця 3.15 – | Питомі експлуатаційні витрати .……………………………… | 95 |
| Таблиця 4.1 – | Характеристика основного фонду свердловин менілітового покладу Рудавецького родовища. Варіант базовий………… | 106 |
| Таблиця 4.2 – | Характеристика основних показників розробки менілітового покладу Рудавецького родовища. Варіант базовий………… | 108 |
| Таблиця 4.3 – | Характеристика основного фонду свердловин менілітового покладу Рудавецького родовища. Варіант другий………… | 110 |
| Таблиця 4.4 – | Характеристика основних показників розробки менілітового покладу Рудавецького родовища. Варіант другий………… | 111 |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |

## Папка

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер графіч-ного додатка | Назва додатка | Масштаб | Кіль-кість листів | Гриф обмеже-ного доступу |
| 1 | Рудавецьке родовище. Зведений геолого-геофізичний розріз. | 1:10000 | 1 |  |
| 2 | Рудавецьке родовище. Структурна карта покрівлі нижньосередньоменілітових відкладів | 1:10000 | 1 |  |
| 3 | Рудавецьке родовище. Структурна карта покрівлі середньоменілітових відкладів | 1:10000 | 1 |  |
| 4 | Рудавецьке родовище. Геологічний профіль по лінії І-І | 1:10000 | 1 |  |
| 5 | Рудавецьке родовище. Геологічний профіль по лінії ІІ-ІІ | 1:10000 | 1 |  |
| 6 | Рудавецьке родовище. Геологічний профіль продуктивної частини по лінії ІІ-ІІ | 1:5000 | 1 |  |
| 7 | Рудавецьке родовище. Карти накопичених та поточних відборів рідини менілітового горизонту станом на 01.01.2016 р. | 1:10000 | 1 |  |
| 8 | Рудавецьке родовище. Карта розташування проектної свердловини менілітового горизонту | 1:10000 | 1 |  |
| 9 | Рудавецьке родовище. Умовні позначення |  | 1 |  |

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Назва величини | Символи | Розмірність |
| Площа | *F* | м2 |
| Товщина | *h* | м |
| Густина нафти, води |  | кг/м3 |
| Дебіт нафти | *Qн,* | т/д |
| Дебіт газу | *Qг,* | м3/д |
| Дебіт води | *Qв* | т/д |
| Коефіцієнт пористості | *Кп* | частка одиниці |
| Коефіцієнт нафтонасиченості | *Кн* | частка одиниці |
| Коефіцієнт вилучення нафти |  | частка одиниці |
| Об’ємний коефіцієнт | *b* | частка одиниці |
| Запаси нафти | *Qн* | тис. т |
| Запаси газу | *Vг* | млн м³ |
| Крейдова система | К | – |
| Палеогенова система | ~~Р~~ | – |
| Палеоценовий відділ | ~~Р~~1 | – |
| Еоценовий відділ | ~~Р~~2 | – |
| Олігоценовий відділ | ~~Р~~3 | – |
| Cтрийська світа | К2st | – |
| Ямненська світа | ~~P~~1jm | – |
| Манявська світа | ~~P~~2mn | – |
| Вигодська світа | ~~P~~2vg | – |
| Бистрицька світа | ~~P~~2bs | – |
| Менілітова світа | ~~P~~3ml | – |
| Нижньоменілітова підсвіта | ~~P~~3ml1 | – |
| Середньоменілітова підсвіта | ~~P~~3ml2 | – |
| Верхньоменілітова підсвіта | ~~P~~3ml3 | – |
| Поляницька світа | N1pl | – |
| Воротищенська світа | N1vr | – |
| ДКЗ | Державна комісія по запасах | |
| НДПІ | Науково-дослідний і проектний інститут | |
| КВН | коефіцієнт вилучення нафти | |
| ВНК | водонафтовий контакт | |
| НКТ | насосно-компресорні труби | |
| ПАР | поверхнево-активні речовини | |
| ОПЗ | обробка привибійної зони | |
| ГТЗ | геолого-технічні заходи | |
| ГДС | геофізичні-дослідження свердловин | |

# Вступ

Геологорозвідувальні роботи на площі Рудавець розпочато в 1978 році з метою вияснення перспектив і оцінки нафтогазоносності палеогену Богрівської складки. Рудавецьке нафтове родовище відкрито в 1979 році свердловиною 3, з якої при випробуванні менілітових відкладів отримано промисловий приплив нафти.

В 1985 році тематичною партією ПГО "Західукргеологія" виконано підрахунок запасів по менілітових відкладах Північно-Майданського блоку [1], де пробурено свердловину 3. Площа контуру запасів нафти категорії С1 обмежена радіусом 500 м, коефіцієнт нафтовилучення прийнято 0,1. Таким чином, на державному балансі ВАТ "Укрнафта" числились запаси нафти категорії С1 у розмірі: початкові загальні 330 тис. т, початкові видобувні – 33 тис. т. Підрахунок в ДКЗ не затверджено.

На вказані запаси складено технологічну схему розробки [2], згідно проектних рішень якої у 1995-1996 роках на Північно-Майданському блоці пробурені три свердловини – 8, 9, 10, результати буріння і випробування яких внесли корективи в модель геологічної будови і, відповідно, змінились підрахункові параметри. Оцінені в 1998 році авторами технологічної схеми розробки Рудавецького родовища [3] запаси нафти Північно-Майданського блоку складають 648 тис. т загальних початкових та 65 тис. т початкових видобувних.

У 2009-2010 рр. НДПІ ВАТ “Укрнафта” виконано підрахунок запасів Рудавецького нафтового родовища [4]. Площу родовища обмежено Північно-Майданським блоком. Підраховані початкові запаси вуглеводнів (геологічні/видобувні) класу 111+221 становлять: нафти – 531/62 тис. т, розчиненого газу – 46/28 млн м3. Затверджений коефіцієнт вилучення нафти 0,117. Підраховані початкові запаси вуглеводнів класу 122+222 становлять: нафти – 57/7 тис. т, розчиненого газу – 5/3 млн м3. Запаси затвердженно ДКЗ України протокол № 1962 від 23 квітня 2010 року.

До останнього підрахунку запасів родовище розроблялося на основі "Проекту розробки Рудавецького нафтового родовища", 2010 рік [5], де були запропоновані варіанти розробки родовища та основні техніко-економічні показники, і "Корективів технологічних показників розробки Рудавецького нафтового родовища", 2014 рік [6],

У 2015 р. НДПІ ПАТ “Укрнафта” виконано перерахунок запасів Рудавецького нафтового родовища [7]. Виконання даної роботи зумовлено необхідністю провести переоцінку запасів нафти і газу Богрівської складки в межах Північно-Майданського блоку, де експлуатуються свердловини, з метою уточнення величини запасів на основі деталізації геологічних об’єктів родовища з врахуванням геолого-геофізичних, геолого-промислових досліджень та за результатами розробки родовища.

Підраховані початкові загальні запаси нафти і розчиненого газу класу 111+121+221 покладу середньоменілітових відкладів Північно-Майданського блоку становлять 453 тис. т та 39 млн м3, а покладу нижньосередньоменілітових відкладів відповідно 283 тис. т та 16 млн м3. Всього по родовищу загальні запаси нафти та розчиненого газу складають 736 тис. т та 64 млн м3.

В межах спеціального дозволу знаходяться початкові загальні запаси нафти та розчиненого газу класу 111+221 в кількості відповідно – 440 тис. т та 38 млн м3, видобувні запаси класу 111 – відповідно 56 тис. т та 24 млн м3. Станом на 01.01.2016 р. із родовища відібрано 45,692 тис. т нафти, досягнутий коефіцієнт вилучення – 0,104, що становить 81,15 % видобувних запасів, та 12,869 млн м3 розчиненого газу. Запаси затверджені ДКЗ України протокол № 3461 від 24 листопада 2015 року.

Зміна величини запасів нафти викликала необхідність складання даного проектного документу з визначенням технологічних показників розробки родовища. У звіті розглянуто два варіанти розробки: базовий (розробка родовища наявним фондом свердловин), ІІ варіант (додаткове буріння свердловини 12).

Спеціальний дозвіл на користування надрами (продовження видобування вуглеводнів на Рудавецькому родовищі) № 2268 від 10 жовтня 2000 р. видано ПАТ “Укрнафта” терміном на 10 років і в подальшому продовжено ще на 10 років.

**1 Загальні відомості про родовище**

Рудавецьке родовище в адміністративному відношенні розташоване на території Рожнятівського району Івано-Франківської області і належить до Надвірнянського нафтопромислового району.

Відстань від обласного центру до родовища складає 60 км у південно-західному напрямку. Поблизу знаходяться смт. Рожнятів, Перегінське, Богородчани, а також села Небилів, Сливки, Закерничне, Ясень, Луквиця, Міжгір’я, Космач, Майдан, Росільна, Красне, Пороги, Яблунька, Богрівка, Кривець та інші. Дорожня сітка даного району з’єднює ці села з районними центрами. З селами районні центри Богородчани і Рожнятів з’єднані гравійними дорогами і частково асфальтованим шосе, а між собою покращеними ґрунтовими дорогами з гравійним покриттям. Найближчими залізничними станціями є Брошнів і Рожнятів. Через площу проходить шосе Рожнятів-Дуба-Перегінськ-Ясень-Осмолода.

В безпосередній близькості від даного родовища з південного сходу знаходяться Росільнянське нафтогазоконденсатне родовище, Космацьке газоконденсатне родовище та Дзвиняцьке нафтове родовище, з півночі – Луквинське, Ріпнянське, Чечвинське, Струтинське нафтові родовища, а також Підлісівське нафтогазоконденсатне родовище, з північного заходу Спаське нафтове родовище (рисунок 1.1). Спаське, Чечвинське, Струтинське, Підлісівське нафтові родовища відносяться до Долинського нафтопромислового району, з яким безпосередньо межує Надвірнянський нафтопромисловий район.

В регіоні розвинуті нафтогазова, лісозаготівельна і деревообробна галузі промисловості. У зв’язку з несприятливими рельєфними ґрунтовими умовами, сільське господарство не одержало тут широкого розвитку.

Нафта Рудавецького родовища поступає на Надвірнянський нафтопереробний завод. Газ після сепарації використовується як паливо.

В м. Надвірна, що знаходиться на віддалі 42 км від площі Рудавець, знаходиться НГВУ "Надвірнанафтогаз", Надвірнянська експедиція Прикарпатського управління бурових робіт, нафтопереробний завод та інші підприємства.



**Рисунок 1.1** – Оглядова карта району Рудавецького родовища (масштаб 1:250 000)

Нафта Рудавецького родовища поступає на Надвірнянський нафтопереробний завод.

В геотектонічному відношенні Рудавецьке нафтове родовище розташоване у центральній частині Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

В геоморфологічному відношенні район родовища характеризується пагорбно-рівнинним рельєфом. Абсолютні відмітки знаходяться в межах від плюс 470 м до плюс 650 м. Підвищення рельєфу місцевості проходить з півночі на південь. На підвищених ділянках беруть початок річки Турава і Черлен, які нижче за течією впадають з правого боку в ріку Лімниця. До гідрографічної мережі району належать річки Лімниця і Бистриця Солотвинська. Вони повноводні, гірські. Разом з іншими дрібними річками і потоками вони використовуються для забезпечення технічних потреб бурових. В якості питної води використовуються води гірських річок і струмків.

Клімат району помірно-континентальний і відноситься до області помірних температур та підвищеної вологості. Середньорічна температура коливається від плюс 7 °С до плюс 8 °С. В зимовий час мінімальна температура змінюється від мінус 15 °С до мінус 27 °С. Сніговий покрив зберігається 60 –90 днів на рік. Найхолодніший місяць року – січень. Максимальна глибина промерзання ґрунту 0,5 м. Літо тепле, дощове з середньою температурою плюс 20 °С. Найтепліший місяць – липень. Річна кількість опадів 650 – 800 мм. Вітри змінних напрямків, переважно західні та північно-західні.

Територія Рудавецького нафтового родовища вкрита значною кількістю лісів. Лісові масиви розташовані на підвищених ділянках і складаються, в основному, з хвойних порід, рідше бука, дуба, граба. Схили пагорбів покриті кущами і дрібноліссям. Понижені ділянки рельєфу ближче до долин річок розорані і зайняті під посіви зернових та технічних культур. Ґрунти глинисті і суглинисті.

**2 ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА**

**2.1 Характеристика геологічної будови**

У геологічній будові родовища беруть участь крейдово-палеогенові відклади флішу і неогенові відклади моласів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Стратиграфічне і літологічне розчленування розрізів свердловин, їх кореляція проведені в ГЕО Рудавецького родовища [7] на основі детального співставлення каротажних кривих всіх пробурених свердловин, вивчення керну з врахуванням кореляції на основі даних Прикарпатского УБР, Солотвинської експедиції та Калуської контори буріння. Зведений геолого-геофізичний розріз по свердловинах Богрівської площі приведено на графічному додатку 1, а геологічні профілі по лініях І-І та ІІ-ІІ Рудавецького родовища – на графічних додатках 4 – 6.

**Крейдова система – К**, представлена відкладами **стрийської світи – К2st** і складена чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків. Товщина прошарків пісковику у керні від 2 – 3 до 25 см. Повну товщину стрийських відкладів жодна свердловина не пройшла, максимальна розкрита у Богрівській складці товщина світи складає 238 м (свердловина 29-Сл). Стрийські відклади розкрила свердловина 1, розкрита товщина складає 190 м.

**Палеогенова система – ~~Р~~** представлена трьома відділами: палеоценовим еоценовим та олігоценовим.

**Палеоценові відклади (ямненська світа – ~~Р~~1jm)** представлені горизонтом ямненських пісковиків. В нижній частині світи залягає яремчанський горизонт, представлений аргілітами. Ямненська світа розкрита тільки в двох свердловинах, товщина складає 121 м (свердловина 1), 111 м (свердловина 29-Сл).

**Еоценові відклади – ~~Р~~2**згідно залягають на палеоценових і представлені манявською, вигодською та бистрицькою світами.

Розріз **манявської світи - ~~Р~~2mn** починається горизонтом нижніх строкато-барвистих аргілітів. Вище по розрізу залягає пісковиково-аргілітовий горизонт, який перекривається аргілітовим горизонтом. Наступним в розрізі виділяється верхній пісковиково-аргілітовий горизонт. Завершується розріз манявської світи горизонтом верхніх строкато-барвистих аргілітів, аналогічним за літологічною характеристикою до горизонту нижніх строкато-барвистих аргілітів. В межах родовища манявська світа розкрита чотирма свердловинами. Товщина складає від 199 м (свердловина 1) до 223 м (свердловина 6), в середньому в межах Богрівської складки становить 150 – 200 м.

**Вигодська світа – ~~Р~~2vg** в межах площі представлена чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків. В середній частині розрізу світи виділяється високоомна пачка алевролітів і пісковиків з прошарками вапняків. Розкрита свердловинами товщина світи становить від 88 м (свердловина 6) до 128 м (свердловина 29-Сл), в середньому розкрита товща в межах Богрівської складки становить 70 – 100 м.

**Бистрицьку світу – ~~Р~~2bs** за літологічним складом порід поділяють на дві фації: бистрицьку і попельську. Попельська являє собою ритмічне чергування прошарків пісковиків (товщиною 0,5 – 3, рідше 5 – 8 см), алевролітів, аргілітів. Бистрицька фація складається з аргілітів. Розкрита свердловинами товщина світи у Богрівській складці складає від 144 (свердловини 1) до 158 м (свердловина 3), в середньому становить 150 – 170 м (у Богрівській складці).

**Олігоценові відклади** представлені менілітовою світою – **~~Р~~3ml**, яка складається з трьох підсвіт: нижньої, середньої та верхньої.

**Нижньоменілітова підсвіта – ~~Р~~3ml1**. В основі підсвіти залягає підроговиковий горизонт, який простежується не у всіх свердловинах, отже, деколи виклинюється з розрізу, і складається з пісковиків. Над ним повсюдно простежується високоомний маркуючий роговиковий горизонт, товщиною 6 – 10 м, представлений аргілітами. Перекривається роговиковий горизонт аргілітовим. Над ними залягає потужна піщано-глиниста пачка клівських пісковиків, які перекриті горизонтом других зеленувато-сірих аргілітів і пісковиків. Вище в розрізі підсвіти залягає піщано-аргілітовий горизонт ("Горизонт п’яти пластів"), представлений піщано-алевролітовими різновидами. Розкрита свердловинами товщина підсвіти на родовищі складає від 303 м (свердловина 29-Сл) до 422 м (свердловина 3). Неповна найменша розкрита товщина в свердловині 10 становить 16 м. Середня розкрита товщина складає 250 – 300 м.

**Середньоменілітова підсвіта – ~~Р~~3ml2** містить два горизонти: перших зеленувато-сірих аргілітів і піщано-аргілітовий високого опору. Перший горизонт представлений аргілітами алевритистими, другий – аргілітами темно-сірими до чорного кольору, алевритистими. Зустрічаються шари осадової брекчії, що складаються зі слабко обкатаних гальок діаметром 0,3 – 8 см. Розкрита свердловинами товщина підсвіти становить від 47 м (свердловина 6) до 65 м (свердловина 10), в середньому по Богрівській складці становить 80 – 120 м. В свердловині 29-Сл середньоменілітові і верхньоменілітові відклади відсутні, очевидно розмиті.

В межах родовища виділено два продуктивні горизонти, які приурочені до середньоменілітових та нижньосередньоменілітових відкладів, які розділені між собою непроникною товщею порід, що стратиграфічно приурочена до підошви піщано-аргілітового горизонту високого опору. В товщі переважають в основному аргіліти алевритисті, темно-сірі до чорного кольору, невапнисті, щільні, міцні, в деякій мірі окремнілі, тріщинуваті, рідко вертикальні тріщини виповнені кальцитом, рідко прослідковуються прошарки окремнілих пісковиків сірих, дрібнозернистих, глинистих, тонкошаруватих за рахунок чергування світлих і темних різновидів, слюдистих, щільних, міцних, окварцованих. Товщина перемички між покладами складає від 8 м до 20 м.

**Верхньоменілітова підсвіта – ~~Р~~3ml3** в межах Передкарпатського прогину частково розмита. В межах досліджуваного району вона літологічно представлена аргілітами. Розкрита свердловинами товщина підсвіти складає від 121 м (свердловини 8) до 174 м (свердловина 9), в середньому становить 150 м.

**Неогенова система – N** складена міоценовими моласами поляницької світи. Воротищенська світа в межах Північно-Майданського блоку не розкрита.

Відклади **поляницької світи** **N1pl** неузгоджено перекривають породи палеогену і представлені аргілітами, алевролітами і пісковиками. Максимальна розкрита товщина світи у свердловинах 9, 10 становить 218 м.

**Четвертинна система – Q** представлена суглинками, глинами, пісками, галькою та грунтовим шаром. Товщина відкладів четвертинної системи складає 20 – 30 м.

Рудавецьке родовище в тектонічному відношенні розташоване в межах Майданського підняття Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Тектоніка району, де розташоване Рудавецьке родовище, складна. Значний об’єм фактичного матеріалу дозволив виділити тут три яруси структур, насунутих один на другий. До першого ярусу, на даному етапі вивченості, віднесені складки: Сливківська, Верхньо- і Нижньострутинська; до другого – Майданська, Луквинська, Богрівська; до третього ярусу – Росільнянська, Луквинська Глибинна, Дзвиняцька, Космацька. Спільним для всіх структур є насування однієї на другу у північно-східному напрямку.

В результаті насувів складки набули асиметричності: північно-східне крило коротке і круте, південно-західне видовжене і пологе. Характерною рисою всіх ярусів є наявність фронтальної складки з підверненим північно-східним крилом. Це є надійною ознакою групування складок в яруси.

До фронтальних складок в районі робіт віднесені Нижньострутинська, Сливківська у першому ярусі структур, Майданська – у другому та   
Дзвиняцька – у третьому ярусі складок.

Яруси складок розділені між собою лінією насуву з амплітудою до 7 км. В межах одного ярусу амплітуда насування однієї складки на іншу коливається від десятків метрів до 1 км.

Значну роль у будові складок всіх ярусів відіграють, крім поздовжніх порушень (насувів), поперечні скидо-зсуви. Ці порушення ділять Бориславсько-Покутську зону на окремі блоки з загальною тенденцією їх занурення у північно-західному напрямку.

На основі сейсмічних досліджень і даних глибокого буріння Богрівська складка другого ярусу структур розділена поперечними тектонічними порушеннями на блоки: Небилівський, Слобода-Небилівський, Північно-Майданський, Майданський, Космацький та Дзвиняцький. Матеріали буріння на Богрівській площі констатують, що свердловинами розкриті відклади Сливкінської (вверху), Богрівської і Луквинської Глибинної складок.

Богрівська складка вивчена значною кількістю свердловин, пробурених на Перегінській, Рудавецькій і Сливківській площах. В межах досліджуваного району вона є крайньою південно-західною складкою у другому ярусі. У структурному відношенні – це витягнута антикліналь південно-східного простягання, довжиною близько 16,5 км і шириною в середньому 4,75 км (покрівля еоценових відкладів); виповнена крейдовими, палеогеновими і неогеновими відкладами. Північно-східне крило Богрівської складки насунуте на Луквинську. У тектонічному відношенні Богрівська антикліналь розбита скидо-зсувами на блоки. Площини поперечних порушень близькі до вертикальних.

Північно-східне крило Богрівської складки відносно пологе, кут його нахилу досягає до 20°. Південно-західне крило досить круте (30 – 50°) і значно протяжніше.

Видобуток на Рудавецькому родовищі ведеться з Північно-Майданського блоку Богрівської складки. Це антиклінальна складка, склепіння якої зміщене в південно-східному напрямку і підсічене тектонічним порушенням сусіднього Майданського блоку. В склепінній апікальній частині пробурені свердловини 3, 8, 9 і 10. На крилі складки в північному напрямку пробурена свердловина  
29-Сл, в якій верхня частина олігоценових відкладів відсутня, а саме верхньоменілітові і середньоменілітові відклади розмиті.

Ширина складки в межах Північно-Майданського блоку складає близько 4 км, довжина – 2 км. Північно-східне крило складки пологе, кути падіння   
10 – 15°. Південно-західне крило більш круте (кути падіння досягають до 40°).

Основні відомості про поклади Рудавецького родовища приведено в таблиці 2.1.

Ядро Богрівської структури складене відкладами стрийської світи верхньої крейди, на яких послідовно залягають відклади палеоцену, еоцену, олігоцену і міоцену. До даного часу цілий комплекс відкладів, що виповняють складку, до стрийських включно, розкритий свердловинами і вивчений.

**2.2 Характеристика товщин, колекторських властивостей продуктивних пластів та їх неоднорідності**

На Рудавецькому родовищі за даними промислових досліджень, експлуатації та інтерпретації матеріалів ГДС поклади нафти приурочені до відкладів середньо-, нижньоменілітових підсвіт олігоцену.

За товщиною і геометричною формою менілітові відклади відносяться до тонкошаруватих флішових утворень. За кутовим співвідношенням поверхонь нашарування переважає паралельне, іноді лінзоподібне, що пов’язано з генетичними ознаками седиментаційної шаруватості.

Продуктивна частина розрізу в межах площі дослідження складена теригенними відкладами з нашаруванням пісковиків, алевролітів та аргілітів менілітової світи олігоцену. Значно рідше в розрізі зустрічаються пласти мергелів, вапняків, роговиків та інших порід. Ці породи за своїми фізичними властивостями досить чітко виділяються на діаграмах методів ГДС, що дає можливість використовувати їх як репери для кореляції геологічного розрізу.

В межах продуктивної частини розрізу колекторами нафти є пласти низькопористих і середньопористих пісковиків та алевролітів, які залягають серед щільних високоомних порід або, перешаровуючись з аргілітами, утворюють піщані пачки значної товщини з гранулярним типом пористості. В цих горизонтах розвинута тріщинуватість, що обумовлює одержання припливів нафти з низькопористих порід. Неколекторами, в основному, є аргіліти з прошарками щільних піщано-алевролітових порід, рідше – мергелі, доломіти і

**Таблиця 2.1** ‑ Основні відомості про поклади Рудавецького родовища

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Блок | Абсолютна відмітка, м | | | Зона | | | Розміри, м | | | | Частка від об’єму покладу, % | | | Нафтонасичені товщини, м | | | Тип покладу | |
| склепіння | | ВНК, НГВП | довжина | ширина | | висота | границі | | середньо-зважена величина |
| **Менілітовий поклад (район св. 2)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Слобода-Небилівський | -823,2 | -925,1 | | | водо-нафтова | 1450 | | | 1000 | 101,9 | | 100 | 0-18,8 | | 11,3 | | Склепінний, масивний, тектонічно екранований | |
|  | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Середньоменілітовий продуктивний горизонт** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Північно-Майданський блок | -402,8 | | -460,8 | нафтова | | | 790 | 1100 | | 58 | 74 | | | 8-17,4 | | 12,3 | | Склепінний, пластовий, тектонічно екранований |
| водо-нафтова | | | 920 | 1100 | | 26 | | | 0-17,4 | | 5,9 | |
| **Нижньосередньоменілітовий продуктивний горизонт** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Північно-Майданський блок | -421,2 | | -500,9 | водо-нафтова | | | 860 | 1310 | | 79,7 | 100 | | | 0-18,6 | | 9,5 | | Склепінний масивний, тектонічно екранований |

вапняки. Покришками для колекторів Рудавецького родовища є аргіліти поляницької світи.

Промислові поклади нафти на Рудавецькому родовищі приурочені до горизонту високого опору середньоменілітової підсвіти і піщано-аргілітового горизонту п’яти пластів нижньоменілітової підсвіти олігоценових відкладів. Відклади характеризуються підвищеною природньою радіоактивністю, більш високими, в порівнянні з вміщуючими відкладами, питомими електричними опорами. Горизонт клівських пісковиків та підроговиковий горизонт нижньоменілітової підсвіти на родовищі обводнені.

Основою для петрографо-мінералогічної характеристики порід-колекторів Богрівської площі є дані дослідження керна, мінералогічних аналізів і описів шліфів.

Середньоменілітовий поклад в межах Північно-Майданського блоку розкрито шістьма свердловинами, в свердловині 29-Сл поклад розмитий. Він характеризується загальною товщиною від 4 до 29,2 м, ефективною – від 3,2 до 17,4 м, ефективною нафтонасиченою – від 9 до 17,4 м. Товщина окремих нафтонасичених пластів змінюється від 1,2 до 7,8 м. Продуктивні пласти характеризуються пористістю від 7,0 % до 15,8 % (середня 9,4 %) і проникністю від 0,01∙10-3  до 1,72∙10-3 мкм2. Середній коефіцієнт піскуватості 0,65 і змінюється по площі від 0,49 до 0,80. Середній коефіцієнт розчленування 3,0 і змінюється по площі від 1 до 5.

Нижньосередньоменілітовий поклад в межах Північно-Майданського блоку розкрито сімома свердловинами, три з них – 8, 9, 10 розкрили верхню частину покладу. Загальна товщина нижньосередньоменілітового продуктивного покладу – від 131,4 до 370,4 м, ефективна – від 42,2 до 93,3 м, ефективна нафтонасичена – від 10,6 до 18,6 м. Товщина окремих нафтонасичених пластів змінюється від 1,0 до 4,8 м. Продуктивні пласти характеризуються пористістю від 7,0 % до 12,3 % (середня 8,5 %) і проникністю від 0,01∙10-3  до 1,72∙10-3 мкм2. Середній коефіцієнт піскуватості 0,35 і змінюється по площі від 0,19 до 0,49. Середній коефіцієнт розчленування 20,75 і змінюється по площі від 12 до 30 (враховано свердловини, які розкрили поклад повністю). Характеристики товщин пластів та статистичні показники характеристик неоднорідності приведено в таблицях 2.2 та 2.3.

Середні значення коефіцієнтів пористості і нафтонасиченості для свердловин і об'єктів підрахунку Рудавецького родовищ приведено в таблиці 2.4.

За результатами промислово-геофізичних досліджень, сумарна ефективна нафтонасичена товщина в межах покладів змінюється від 27,6 м (свердловина 3) до 34,4 м (свердловина 8). Свердловини 8 і 10 розкрили поклади ml2 та ml2+1 приблизно в рівних співвідношеннях, тоді як свердловина 3 має по горизонту ml2+1 вдвічі більшу товщину, а свердловина 9 має в 1,6 рази більшу товщину по покладу ml2. Карти ефективних нафтонасичених товщин Рудавецького родовища взяті за основу при побудові графічних додатків 7-8.

**Таблиця 2.2** – Характеристика товщин пластів

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Товщина | Назва | Середньоменілітовий продуктивний горизонт | Нижньосередньо-менілітовий продуктивний горизонт |
| Загальна | Середня, м | 18,03 | 266,2 |
| Коефіцієнт варіації, ч. од. | 0,467 | 0,380 |
| Інтервал зміни, м | 4 – 29,2\*\* | 131,4 – 370,4\* |
| Нафтонасичена | Середня, м | 14,40 | 15,05 |
| Коефіцієнт варіації, ч. од. | 0,233 | 0,210 |
| Інтервал зміни, м | 9 – 17,4\*\*\* | 10,6 – 18,6\*\*\* |
| Ефективна | Середня, м | 11,27 | 66,38 |
| Коефіцієнт варіації, ч. од. | 0,471 | 0,319 |
| Інтервал зміни, м | 3,2 - 18,6\*\* | 42,2 - 99,3\* |
| \*) св. 8, 9, 10 не пробурені до підошви ml2+1,тому в розрахунках для коефіцієнтів варіації для ефективної та загальної товщин покладу ml2+1 дані по них не враховано | | | |
| \*\*) не враховано св. 29, де горизонт ml1 розмитий | | | |
| \*\*\*) враховані свердловини в межах нафтового покладу (3, 8, 9, 10) | | | |

**Таблиця 2.3** – Статистичні показники характеристик неоднорідності пласта

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Кількість свердловин, що використовуються для визначення | Коефіцієнт піскуватості, ч. од. | | Коефіцієнт розчленування, ч. од. | | Характе-ристика перери-вистості | Інші показники неоднорід-ності |  |
| середнє значення | коефіцієнт варіації | середнє значення | коефіцієнт варіації |  |
| середньоменілітовий продуктивний горизонт | | | | | | |  |
| 6 | 0,65 | 0,193 | 3,00 | 0,577 | – | – |  |
| нижньосередньоменілітовий продуктивний горизонт | | | | | | |  |
| 7 | 0,35 | 0,249 | 14,43 | 0,625 | – | – |  |

Всього на фізичні і колекторські властивості досліджено 149 зразків керну, що винесені із 12 свердловин Богрівської площі. Ці визначення припадають на стратиграфічний горизонт, в якому знаходяться поклади нафти. На жаль, нафтонасичені пласти керновим матеріалом практично не висвітлені. Безпосередньо з продуктивних товщ фізичні властивості визначені на 81 взірцях керна. Обсяги визначень та пористості по керну приведено в таблицях 2.5 і 2.6.

**Таблиця 2.4 –** Середні значення коефіцієнта пористості і нафтонасиченості для свердловин і об'єктів підрахунку Рудавецького родовища

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер свердловини | Ефективна товщина, м | Коефіцієнт пористості, Кп,  частка одиниці | Коефіцієнт нафтонасиченості середньозважений по об'єму, Кнн,  частка одиниці | Параметри, які прийняті при підрахунку запасів | |
| Коефіцієнт пористості, *К*п,  частка одиниці | Коефіцієнт нафтонасиченості, *К*н,  частка одиниці |
| **~~Р~~3ml2** | | | | | |
| 1 | – | – | – | 0,094 | 0,70 |
| 3 | 9,0 | 0,08 | 0,64 |
| 6 | – | – | – |
| 8 | 17,0 | 0,099 | 0,73 |
| 9 | 17,4 | 0,103 | 0,74 |
| 10 | 14,2 | 0,086 | 0,67 |
| 29-Сл | – | – | – |
| **~~Р~~3ml2+1** | | | | | |
| 1 | – | – | – | 0,085 | 0,66 |
| 3 | 18,6 | 0,077 | 0,61 |
| 6 |  |  |  |
| 8 | 17,4 | 0,086 | 0,67 |
| 9 | 10,6 | 0,088 | 0,67 |
| 10 | 13,6 | 0,094 | 0,72 |
| 29-Сл |  |  |  |

Карбонатність цих зразків змінюється від 0 % до 32,5 %, залишкова нафтонасиченість і водонасиченість визначена тільки на одному зразку і складає відповідно 81 % та 12 %. Решта взірців керна має некондиційні значення пористості, яка змінюється в діапазоні від 0,1 % до 6,0 %. Їх карбонатність – 0 % – 82,9 %, проникність більшості зразків змінюється від менше 0,001 до 0,29∙10-3 мкм2, залишкова нафтонасиченість від 0 % до 57 %, залишкова водонасиченість від слідів до 29 %.

**Таблиця 2.5** – Кількість визначень фізичних властивостей на зразках керну

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Види досліджень | Породи-покришки | з  продуктивної  товщі | в тому числі  у продуктивному  горизонті |
| Відкрита пористість | 7 | 143 | 79 |
| Повна пористість | 0 | 21 | 4 |
| Карбонатність | 7 | 143 | 79 |
| Залишкова водонасиченість | 2 | 13 | 4 |
| Залишкова нафтонасиченість | 2 | 13 | 4 |
| Проникність | 7 | 125 | 71 |
| Гранулометрія | 0 | 6 | 3 |
| **Всього досліджень** | **7** | **149** | **81** |

**Таблиця 2.6** – Розподіл відкритої пористості зразків керна Рудавецького родовища

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Діапазон пористості, % | Кількість зразків | |
| з продуктивної  товщі | в тому числі  у продуктивному  горизонті |
| 0-1 | 10 | 2 |
| 1-2 | 14 | 9 |
| 2-3 | 21 | 12 |
| 3-4 | 18 | 9 |
| 4-5 | 9 | 4 |
| 5-6 | 11 | 7 |
| 6-7 | 11 | 10 |
| 7-8 | 14 | 11 |
| 8-9 | 8 | 6 |
| 9-10 | 5 | 2 |
| 10-11 | 10 | 5 |
| 11-12 | 3 | 1 |
| 12-13 | 4 | 1 |
| 13-14 | 1 | – |
| 14-15 | 0 | – |
| 15-16 | 4 | – |

**2.3 Властивості і склад нафти, газу, конденсату і води**

2.3.1 Властивості і склад пластової нафти в поверхневих умовах

Хімічний склад і фізичні властивості нафти Рудавецького родовища вивчались за даними дослідження 10 проб відібраних в поверхневих умовах із чотирьох свердловин: 2, 3, 8, 9. Результати аналізів приведені в таблиці 2.7.

Властивості нафти в межах Північно-Майданського блоку вивчені по свердловинах 3, 8 і 9. Густина нафти змінюється від 844,5  до 857,3 кг/м3, складаючи в середньому 851 кг/м3. Кінематичний коефіцієнт в’язкості при 50 °С змінюється від 4,7 до 6,65 мм2/с, вміст парафіну від 7,91 % до 11,95 %, вміст асфальтенів від 0,25 % до 0,96 %, в пробах виявлено вміст сірки від 8,3 % до 8,88 %. За густиною нафта відноситься до середніх, високопарафінистих, смолистих.

Розгонка на фракції за наявними аналізами дана тільки до 300 °С. Температура початку кипіння нафти коливається від 48 до 180 °С, становлячи в середньому 75 °С. Вихід фракцій, які википають до 150 °С, змінюється по окремих пробах від 8 % до 16 % (в середньому 12,5 %); до 300 °С википає від 38 % до 47 % (в середньому 42 %).

Висока в’язкість і температура застигання пояснюється високим вмістом парафіну – від 7,9 % до 11,95 %; у відповідності з цим нафта віднесена до виду високопарафінових.

Нафта за приведеними аналізами характеризується високим вмістом смол та асфальтенів. Відповідно нафта відноситься до смолистих.

2.3.2 Властивості і склад нафти в пластових умовах

Властивості нафти в пластових умовах вивчались за результатами аналізу трьох проб, відібраних у свердловинах 3, 8 і 9, їх наведено в таблиці 2.8. Проби відібрані пробовідбірником типу ПД-3М. Визначення параметрів пластової нафти виконувалось на установці КСМ-600. В таблиці 2.9 наведені дані експериментального дослідження контактного розгазування глибинних проб, а саме значення газовмісту, об’ємного коефіцієнту, густини нафти і газу, коефіцієнту в’язкості нафти і коефіцієнту розчинності при різному тиску насичення.

Перша глибинна проба нафти на родовищі відібрана із свердловини 3 в період її зупинки для заміру пластового тиску (з 14.09 по 22.10.1987 року). Пізніше відібрані глибинні проби з інших свердловин 8 та 9 відповідно у 1995 та 1996 роках.

**Таблиця 2.7** – Фізико-хімічні властивості поверхневих проб нафти Рудавецького родовища

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вік продуктивних відкладів | Номер свердловини | Інтервал випробу- вання, м | | Дата відбору проби | Густина нафти в стандартних умовах, кг/м3 | Кінематичний коефіцієнт в'язкості,  10-6 м2/с | | Молекулярна маса, г/моль | Температура застигання, оС | Температура початку кипіння, оС | Об'ємна частка світлих фракцій при температурі оС, % | | | | | Масова частка, % | | | | | | Температура плавлення парафіну, оС | Коксовність, % | Коефіцієнт світлопоглинання | Примітка |
| 20 оС | 50 оС | 100 | 150 | 200 | 250 | 300 | асфальтенів | смол селікагелевих | парафіну | сірки | води | асфальтогенових кислот |
| ~~P~~3ml2+1 | 2 | 1335 | 1425 | 12.12.1979 | 835,2 | 9,99 | 3,75 | - | -11 | 78 | 4,5 | 15,5 | 26 | 35,5 | 47 | 0,22 | - | 8,44 | - | 2 | 0,03 | - | - | - | Смоли, % мас.: бензольні - 1,98, спирто-бензол. - 4,46. Нафта середня, високопарафіниста, смолиста |
| 1358 | 1419 | 07.03.1979 | 847,4 | 30,1 | 5,28 | - | 8 | 64 | 3 | 13 | 22 | 30 | 43 | 0,18 | - | 11,35 | - | 1 | 0,12 | - | - | - | Смоли, % мас.: бензольні - 6,37, спирто-бензол. - 1,73. Нафта середня, високопарафіниста, смолиста |
| ~~P~~3ml1 | 1646 | 1681 | 27.03.1979 | 904,2 | - | - | - | 22 | - | - | - | - | - | - | 2,47 | - | 11,8 | - | - | 0,04 | - | - | - | Смоли, % мас.: бензольні - 3,65, спирто-бензол. - 12,51. Нафта важка, високопарафіниста, високосмолиста |
|  | **Середні значення:** | | | **862,3** | **20** | **4,5** | **-** | **6,3** | **71** | **3,8** | **14,3** | **24** | **32,8** | **45** | **0,96** | **-** | **10,53** | **-** | **1,5** | **0,06** | **-** | **-** | **-** |  |
| ~~P~~3ml | 3 | 966 | 1162 | 01.03.1979 | 857,3 | 275,6 | 6,65 | - | 19 | 56 | 2,5 | 10,5 | 19 | 27,5 | 39,5 | 0,25 | 8,4 | 11,65 | - | 60 | 0,08 | - | - | - | Нафта середня, високопарафіниста, смолиста |
| ~~P~~3ml2+1 | 1024 | 1112 | 21.09.1979 | 854,3 | 16,64 | 6,52 | - | 8 | 82 | 1 | 8 | 19 | 28 | 38 | 0,46 | - | 7,91 | - | 10,2 | 0,07 | - | - | - | Нафта середня, високопарафіниста, смолиста |
| 1024 | 1112 | 01.02.1980 | 844,5 | - | 5,18 | - | 14 | 57 | 3 | 10 | 19 | 27,5 | 39 | - | - | 11,95 | - | 0,06 | - | - | - | - | Нафта середня, високопарафіниста, смолиста |
| 1024 | 1112 | 05.11.1981 | 856 | - | 5,08 | - | 10 | 68 | 3,8 | 12 | 18 | - | 38 | - | - | - | - | 32 | - | - | - | - | Нафта середня, високопарафіниста, смолиста |
| 1024 | 1112 | 10.10.1987 | 847,2 | - | 4,763 | 235 | 20 | 58 | 8 | 15,5 | 25 | - | 47 | 0,69 | 9,6 | 8,4 | 0,28 | - | - | 55 | 2,6 | 190 | Зольність - 0,19. |
|  | **Середні значення:** | | | **851,9** | **137,1** | **5,64** | **235** | **14** | **64,2** | **3,7** | **11,2** |  | **27,7** | **40** | **0,47** | **9** | **10** | **0,28** | **15** | **0,08** | **55** | **2,6** | **190** |  |
| ~~P~~3ml1 | 8 | 1120 | 1155 | 02.04.1995 | 850,7 | - | 7,695 при 40 оС | 232,38 | 12 | 48 | 4 | 12 | 20 | - | 40 | 0,96 | 8,4 | 8,88 | 0,3 | - | - | 54,2 | 2,52 | 244 | Вміст золи - 0,023 % мас.; кислотне число - 0,215 мг. |
| ~~P~~3ml3 | 9 | 1027 | 1062 | 15.02.1996 | 847,1 | - | 6,721 при 40 оС | 209,8 | 11 | 55 | 8 | 16 | 24 | - | 46 | 0,37 | 8,6 | 8,3 | 0,4 | - | - | 53,5 | 2,28 | 192 |  |

**Таблиця 2.8** – Фізико-хімічні властивості нафт Рудавецького родовища в пластових умовах

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер свердловини | Горизонт відбору | Інтерал випробува- ння, м | Дата відбору проб | Глибина відбору,м | Пластова температура,°С | Пластовий тиск, МПа | Тиск насичення, МПа | Об'ємний коефіцієнт пластової нафти при пластовому тиску | | Об'ємний коефіцієнт пластової нафти при тиску насичення | | Газовміст, м3/т | | Густина | | Коефіцієнт динамічної в'язкості, мПа·с | Коефіцієнт розчиненності газу в нафті м3/т·МПа) | Коефіцієнт стисливості, МПа-1 (при пластовій температурі) | Примітка |
| контактне розгазування | диференційне розгазування | контактне розгазування | диференційне розгазування | контактне розгазування | диференційне розгазування | пластової нафти, кг/м3 | розчиненого газу,кг/м3 |
| **Північно-Майданський блок** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **середньоменілітовий поклад** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | ~~Р~~3ml2 | 1024-1112 | 14.10.1987 | 1020 | 31 | 10,3 | 7,5 | 1,25 | - | - | - | 86 | - | 720 | 0,890 | 1,59 | - | 6,6·10-4 |  |
| 8 | ~~Р~~3ml | 1023-1155 | 22.05.1995 | - | 29 | 10,5 | 8,9 | 1,10 | - | - | - | 56 | - | 807,3 | 0,629 | 4,09 | - | 1,16·10-3 |  |
| 9 | ~~Р~~3ml | 1027-1065 | 02.1996. | 1000 | 27 | 10 | 3,2 | 1,03 | - | - | - | 24 | - | 839,9 | 0,945 | 6,73 | - | 1,45·10-3 |  |

**Таблиця 2.9 –** Результати контактного розгазування проб пластової нафти Рудавецького родовища

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер свердловини | Інтервал випробу-вання, м | Глибина відбору проби, м | Горизонт відбору проби | Дата відбору проби | Пластовий тиск, МПа | Пластова температура, оС | Тиск насичення, МПа | Об'ємний коефіцієнт пластової нафти, частка одиниці | Газовміст, м3/т | Густина нафти в пластових умовах, кг/м3 | Густина розчиненого газу, кг/м3 | Коефіцієнт динамічної в'язкості, мПа∙с | Коефіцієнт стисливості, МПа-1 | Коефіцієнт температурного розширення, оС-1 | Примітка |
| 3 | 1024-1112 | 1020 | – | 14.10.1987 | 10,3 | 31 | - | 1,250 | 86 | 720 | 0,890 | 1,59 | 0,66·10-3 | – | – |
| 7,5 | 1,270 | 86 | 718 | 0,890 | 1,50 |
| 6,0 | 1,245 | 73 | 722 | 0,916 | 1,60 |
| 4,0 | 1,195 | 50 | 746 | 0,988 | 1,98 |
| 3,0 | 1,165 | 39 | 764 | 1,036 | 2,26 |
| 2,0 | 1,135 | 28 | 786 | 1,091 | 2,58 |
| 1,0 | 1,095 | 15 | 812 | 1,156 | 2,94 |
| 0,0 | - | 0 | 836 | - | - |
| 8 | 1023-1155 |  | – | 22.05.1995 | 10,5 | 29 | - | 1,10 | 56 | 807 | 0,629 | 4,09 | 1,16·10-3 | 4,97·10-4 | густина сепа-рованої нафти  847 кг/м3 |
| 8,89 | 1,10 | 56 | 806 | 0,629 | 4,08 |
| 6,0 | 1,080 | 47 | 819 | 0,727 | 4,51 |
| 4,0 | 1,060 | 35 | 829 | 0,765 | 5,28 |
| 2,0 | 1,030 | 20 | 839 | 0,837 | 6,54 |
| 1,0 | 1,020 | 11 | 843 | 0,912 | 7,49 |
| 0,1 | 1,000 | - | 849 | 0,951 | 8,84 |
| 9 | 1027-1062 | 1000 | – | 02.1996 | 10,01 | 27 | - | 1,030 | 24 | 839,9 | 0,9453 | 6,73 | 1,45·10-3 | 8,9·10-4 | густина сепаро-ваної нафти  847,1 кг/м3 |
| 3,2 | 1,040 | 24 | 831,0 | 0,9453 | 6,71 |
| 3,0 | 1,038 | 23 | 831,5 | 0,9950 | 6,75 |
| 2,0 | 1,027 | 19 | 834,4 | 1,1760 | 7,23 |
| 1,0 | 1,016 | 12 | 837,6 | 1,3600 | 8,01 |
| 0,0 | 0,006 | 0 | 841,2 | 1,5800 | 9,67 |

При складанні підрахунку запасів та техніко-економічного обґрунтування КВН 2015 р. властивості пластової нафти були прийняті за результатами контактного розгазування проби із свердловини 3. Дана проба виявилась найбільш представницькою, так як відібрана в більш ранній період розробки родовища.

Проба взята з глибини 1020 м, пластовий тиск при цьому дорівнював 10,3 МПа, пластова температура – 31 оС. За результатами досліджень тиск насичення становить 7,5 МПа. При вказаному тиску насичення об’ємний коефіцієнт нафти дорівнює 1,27, густина пластової нафти – 718 кг/м3, динамічний коефіцієнт в’язкості 1,5 мПа·с. На рисунку 2.1 наведено залежність параметрів пластової нафти від тиску насичення при контактному розгазуванні по свердловині 3.

Із свердловини 8 пластові проби були відібрані 22.05.1995 року. Пластовий тиск у ній на глибині 1000 м дорівнює 10,5 МПа, величина пластової температури 29 оС. Тиск насичення дорівнював 8,9 МПа. Цьому тиску відповідає газовміст пластової нафти 56 м3/т, об’ємний коефіцієнт 1,10, густина пластової нафти 806 кг/м3, динамічний коефіцієнт в’язкості 4,09 мПа·с. Свердловина вводилась як фонтанна, а з червня 1996 року експлуатується глибинно-насосним способом. Об’ємний коефіцієнт нафти дорівнював 1,1, газовміст – 56 м3/м3, густина пластової нафти – 806 кг/м3, динамічний коефіцієнт в’язкості нафти – 4,08 мПа·с. На рисунку 2.2 наведено залежність параметрів пластової нафти від тиску насичення при контактному розгазуванні по свердловині 8.

У лютому 1996 року проби пластової нафти отримані з свердловини 9. Тиск насичення становив 3,2 МПа при пластовому тиску 10,01 МПа і пластовій температурі 27 оС, об’ємний коефіцієнт дорівнював 1,04, газовміст – 24 м3/м3. Густина пластової нафти дорівнює 831 кг/м3, динамічний коефіцієнт в’язкості нафти – 6,7 мПа·с. Вважаємо, що дана проба не є представницькою.

2.3.3 Властивості і склад розчиненого в нафті газу

Розчинений та вільний газ, досліджений по дев’яти пробах, відібраних із трьох свердловин. Результати визначення представлені в таблиці 2.10. Як видно з таблиці, газ складений метаном, етаном, пропаном, бутаном і вищими вуглеводнями, азотом і вуглекислим газом. Процентний вміст окремих вуглеводнів в пробах коливається в дуже широких межах. Так мольна частка кожного компоненту складає: метану від 71,1 % до 94,98 %, етану від 1,88 % до 12,63 %, пропану від 1,05 % до 9,4 %. Вміст бутанів і пентанів в середньому складає 1,74 % та 1,08 %.

В незначних кількостях присутні негорючі компоненти. Вміст азоту в середньому складає 1,55 %, вуглекислого газу 0,46 %.

Абсолютна густина газу змінюється від 0,6452 до 1,0113 кг/м3, відносна – від 0,7173 до 0,9948.

Виходячи із розрахунків середніх значень об’ємних часток компонентів розчиненого газу, вміст етану, пропану, бутану в продуктивних горизонтах перевищує промислову концентрацію.



Рисунок **2.1** – Залежність параметрів пластової нафти від тиску по свердловині 3



### **Рисунок 2.2** – Залежність параметрів пластової нафти від тиску по свердловині 8

**Таблиця 2.10 –** Склад вільного та розчиненого в нафті газу Рудавецького родовища

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер свердловини | Умови відбору проб | | Інтервал відбору, м | Вік | Кількість проб | Мольна частка, % | | | | | | | | | | | Об'ємна частка інших компонентів,  % | Густина | | Примітка |
| метану | етану | про- пану | бутану | ізо-бутану | ізо-пентан | пентан +вищі | сірко-водню | гелію | азоту | вуглекис- лого газу | абсолютна, кг/м3 | відносна |
| дата | місце |
| 1 | 24.04.1979 | – | 1405-1416 | ~~P~~3ml1 | – | 93,341 | 2,195 | 0,765 | 0,279 | 0,144 | 0,086 | 0,045 | не виявл. | не визн. | 2,813 | 0,352 | повітря - 9,754 | 0,7156 | 0,5939 | фазовий стан - вільний газ |
| 2 | 04.12.1979 | – | 1335-1425 | ~~P~~3ml2+1 | 1 | 87,353 | 4,280 | 2,726 | 0,448 | 0,332 | 0,089 | 0,093 | - | - | 1,968 | 0,419 | - | 0,7662 | 0,6359 | розчинений в нафті газ |
| 20.06.1979 | – | 2092-2330 | ~~P~~2mn | – | 87,480 | 5,359 | 1,618 | 0,260 | 0,210 | 0,030 | сліди | не виявл. | не визн. | 2,365 | 2,146 | аргон - 0,095  водень - 0,437 повітря - 2,171 | 0,7618 | 0,6322 | фазовий стан - вільний газ |
| 3 | 10.04.1985 | – | 1024-1112 | ~~P~~3ml2 | – | 87,627 | 5,225 | 2,774 | 1,682 | 0,950 | 0,542 | 0,611 | – | – | 0,528 | 0,500 | - | 0,8096 | 0,6719 | фазовий стан - розчинений в нафті газ |
| 04.03.1986 | – | 1024-1112 | – | 71,729 | 11,285 | 9,147 | 3,261 | 1,778 | 1,026 | 1,343 | – | – | 0,285 | 0,500 | - | 0,9948 | 0,8256 | фазовий стан - розчинений в нафті газ |
| 29.10.1987 | – | 1024-1112 | – | 81,190 | 7,250 | 5,060 | 2,040 | 1,160 | 0,710 | 0,770 | – | – | 1,360 | 0,460 | - | 0,8808 | 0,7310 | фазовий стан - розчинений в нафті газ |
| 04.10.1987 | з гл. 1020 м пластовипробувачем | 1024-1112 | – | 81,19 | 7,25 | 5,06 | 2,040 | 1,160 | 0,710 | 1,100 | не визн. | – | 1,360 | 0,460 | - | 0,8808 | 0,7310 | Р=7,16 МПа - І ступінь |
| 77,01 | 9,49 | 7,53 | 2,500 | 0,700 | 0,790 | 0,830 | не визн. | – | 1,080 | 0,300 | - | 0,9088 | 0,7542 | Р=5,1 МПа - ІІ ступінь |
| 71,11 | 11,50 | 9,40 | 3,300 | 1,920 | 0,970 | 2,220 | не визн. | – | відсутн. | 0,430 | - | 1,0113 | 0,8392 | Р=3,14 МПа - ІІІ ступінь |
| 6 | 04.06.1981 | устя | 1736-1784 | ~~P~~2vg | – | 93,072 | 3,399 | 1,270 | 0,205 | 0,147 | 0,033 | 0,051 | не виявл. | 0,016 | 1,195 | 0,612 | повітря - 2,099 | - | - |  |
| 18.06.1981 | устя | 1647-1723 | ~~P~~2vg | – | 80,391 | 7,174 | 5,087 | 2,940 | 1,695 | 0,982 | 0,515 | не виявл. | 0,006 | 0,898 | 0,312 | повітря - 4,004 | - | - |  |
| 8 | 24.03.1995 | – | 1037-1076 | ~~P~~3ml2 | – | 85,100 | 5,860 | 2,620 | 0,270 | 0,270 | 0,060 | 0,030 | – | – | 4,830 | 0,940 | - | 0,7836 | 0,6503 | вільний газ |
| 23.05.1995 | – | 1023-1155 | ~~P~~3ml2+1 | – | 89,600 | 5,770 | 2,140 | 0,450 | 0,270 | 0,520 | 0,390 | – | – | 1,180 | 0,360 | - | 0,7578 | 0,6289 |  |
| 22.05.1995 | – | 1023-1155 | ~~P~~3ml2+1 | – | 87,880 | 3,640 | 1,950 | 1,320 | 0,650 | 0,760 | 3,770 | не визн. | не визн. | 2,440 | 0,200 | - | 0,8130 | - | фазовий стан - газ, розчинений у нафті |
| 9 | 28.11.1995 | на викиді (пласто-випробувач) | 1120-1180 | ~~P~~3ml2+1 | – | 94,980 | 1,880 | 1,050 | 0,280 | 0,170 | 0,130 | 0,200 | не визн. | не визн. | 0,950 | 0,360 | - | 0,7173 | 0,5953 |  |
| 23.11.1995 | на викиді (пласто-випробувач) | 1010-1096 | ~~P~~3ml3+2 | – | 75,850 | 12,630 | 6,710 | 1,990 | 1,120 | 0,520 | 0,590 | не визн. | не визн. | не виявл. | 0,590 | - | 0,9158 | 0,7600 |  |

2.3.4 Властивості і склад пластових вод

Пластові води вивчались під час буріння і випробування пошукових та розвідувальних свердловин. В межах Рудавецького родовища припливи води отримані з менілітових відкладів у свердловині 1 та з еоценових відкладів у свердловинах 1, 6.

В процесі розвідки промисловий інтерес представляли олігоценові (менілітова світа) та в меншій мірі еоценові відклади, тому пластові води вивчались в основному в цих комплексах. Аналізи вод проводились у гідрохімічній лабораторії УкрНДГРІ, в лабораторії хіманалізів Тематичної партії ПГО “Західукргеологія” та в Івано-Франківській ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”.

Характеристика пластових вод родовища та їх хімічний склад наведений в таблиці 2.11.

Пластові води, що вивчались в межах родовища, розділено по різновікових комплексах на два комплекси: еоценовий та олігоценовий. Варто відмітити, що це розділення досить умовне, оскільки в складі цих комплексів є свої ізольовані гідродинамічні системи, що зумовлено чергуванням пластів з високими колекторськими властивостями і непроникних глинистих пачок.

Водоносні комплекси відкладів еоцену найбільш повно вивчені в свердловині 6, де в процесі випробування було досліджено водоносні об’єкти в інтервалах 1880 – 1868 м, 1855 – 1840 м (манявська світа), 1784 – 1736 м (манявська і вигодська світа), 1723 – 1647 м (вигодська і бистрицька світа). Дебіти складали від 3,7 до 8,5 т/д. Тиски приблизно рівні гідростатичним, за виключенням інтервалу 1784 – 1736 м, де тиск складав 20,2 МПа на глибині 1760 м. Мінералізація пластових вод еоцену коливається від 133,1 г/л до 167,1 г/л, ступінь метаморфізації висока (*Na/Cl* від 0,76 до 0,78), вміст *В2О3* складає 30 мг/л, брому 21,4 – 192,4 мг/л, йоду 2,1 – 25,4 мг/л, амонію 8 – 42 мг/л, тип води хлоркальцієвий.

Максимальний дебіт еоценових вод складав 60 т/д при випробуванні в свердловині 1 з інтервалу 1616 – 1930 м.

Олігоценові водоносні комплекси вивчались в свердловинах 1 та 3. При випробуванні менілітових відкладів в свердловині 1 (інтервали 1405 – 1416 і 1332 – 1265 м) отримані припливи пластових вод з дебітами відповідно 2,5 т/д при динамічному рівні 680 м і 12,6 т/д при динамічному рівні 1029 м. Пластовий тиск на глибині 1410 м відповідно становить 14,27 МПа.

Із водоносних об’єктів в свердловині 3 в інтервалах 1348 – 1330 м, 1175 – 1157 м , 1140 – 1080 м дебіти відповідно складають 0,31 т/д при динамічному рівні 1029 м, 2,97 т/д при динамічному рівні 773 м і 6,05 т/д при динамічному рівні 964 м. Мінералізація води коливається від 26 до 76,4 г/л, вміст амонія від 50 до 200 мг/л, брому від 33,4 до 167 мг/л, йоду від 3,2 до 12,7 мг/л. Тип води хлоркальцієвий. Пластовий тиск на глибині 1320 м рівний 10,89 МПа.

В еоценових і олігоценових відкладах Рудавецького родовища поширені води хлоркальцієвого типу. Вони характеризуються низьким вмістом сульфатів

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 2.11 –** Відомості про хімічний склад і фізичні властивості пластових вод Рудавецького родовища | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Номер свердловини | Інтервал випробування, м | Умови відбору проби | Світа, підсвіта, ярус | Дата відбору проби | Дата аналізу | Дебіт, м3/д | Динамічний рівень, м | Пластовий тиск, МПа | Пластова температура, оС | Глибина , м | Густина в стандартних умовах, кг/м3 | Вміст іонів (мг/л, ммоль/л) | | | | | | | | | | | | Тип води | Примітка |
| Загальна мінералізація | Na+ + K+ | Ca++ | Mg++ | Cl- | SO4-- | CO3-- | HCO3- | NH4+ | J - | Br - | інші |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
| 1 | 1265-1332 | з глибини  1140 м пробо- відбірником | ~~P~~3ml1 | 25.05.1979 | - | 11,7 | 1029 | - | - | - | 1079 | 71660 | 23232,0 - | 2800,5 - | 998,3 - | 43426,2 - | 126,7 - | немає | 793,0 - | 180,0 - | 8,46 - | 96,2 - | - | хлор- кальцієвий |  |
| 1323-1332 | з глибини  1250 м пробо- відбірником | ~~P~~3ml1 | 11.05.1979 | - | - | - | - | - | - | 1068 | 69640 | 21631,27 - | 3850,65 - | 849,64 - | 42108,75 - | 151,43 - | немає | 915,0 - | 70,0 - | 12,7 - | 50,76 - | SiO2 - 21,4 мг/л; В2О3 - 40,0 мг/л | хлор- кальцієвий |  |
| 1405-1416 | пробо- відбірник | ~~P~~3ml1 | 24.04.1979 | - | 2,3 | 680 | 14,3 |  | 1410 | 1081 | 76706,9 | 18171,13 - | 4970,85 - | 4067,66 - | 48497,6 - | 7,21 - | немає | 671,0 - | 150,0 - | 10,58 - | 160,3 - | В2О3 - 40,0 мг/л | хлор- кальцієвий |  |
| 1405-1416 | пробо- відбірник | ~~P~~3ml1 | 25.04.1979 | - | - | - | - | - | - | 1079 | 74095,5 | 17702,3 - | 4725,81 - | 3865,87 - | 46672,46 - | 39,5 - | немає | 768,6 - | 150,0 - | 10,58 - | 160,32 - | В2О3 - 30,0 мг/л | хлор- кальцієвий |  |
| 1617-1918 | на усті, при роботі свердловини | ~~P~~2bs+ vg+mn | 24.10.1978 | 31.01.1979 | 50-70 | - | - | - | - | 1108 | 149300 | 45954,18 1998,79 | 9830,02 490,52 | 1261,72 103,76 | 91799,95 2589,05 | 76,54 1,59 | немає | 146,45 2,4 | 40,0 2,22 | 29,62 0,24 | 160,32 2,01 | SiO2 - 17,12 мг/л; В2О3 - 60,0 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 5,5 |
| 1617-1919 | на усті, при промивці | ~~P~~2bs+ vg+mn | 17.12.1978 | 30.03.1979 | - | - | - | - | - | 1100 | 136790 | 42002,72 1826,92 | 9546,45 476,37 | 802,92 66,03 | 83887,21 2363,02 | 194,23 4,04 | немає | 134,2 2,2 | 40,0 2,22 | 8,46 0,07 | 176,35 2,21 | SiO2 - 17,12 мг/л; В2О3 - 20,0 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 8,0 |
| 2 | 1373-1529 | на усті | ~~P~~3ml2+1 | 17.07.1979 | - | 51,6 | пере-лив | - | - | - | 1081 | 79481,5 | 20242,9- | 4428,25- | 3855,26- | 50322,8- | 14,4- | немає | 305,0- | 150- | 5,29- | 157,64- | В2О3 - 35,0 мг/л | хлор-кальцієвий |  |
| 1645,8-1681 | на усті | ~~P~~3ml1 | 27.03.1979 | - | - | - | - | - | - | - | 80480 | 24736,48 - | 4536,85 - | 1147,05 - | 49535,9 - | 53,5 - | немає | 207,46 - | 120,0 - | 8,46 - | 130,93 - | SiO2 - 17,12 мг/л; В2О3 - 30,0 мг/л | хлор- кальцієвий |  |
| 1645,8-1681 | на усті | ~~P~~3ml1 | 27.03.1979 | - | 29,2 | пере-лив | - | - | - | - | 82125,2 | 21385,8 - | 4375,76 - | 3823,39 - | 51887,2 - | 27,16 - | немає | 305,0 - | 150 - | 10,58 - | 160,3 - | В2О3 - 35,0 мг/л | хлор- кальцієвий |  |
| 1964-2103 | на усті | ~~P~~2vg+ mn | 10.07.1979 | - | 19,8 | пере-лив | - | - | - | 1000 | 70421 | 20299,57 - | 6479,08 - | 106,16 - | 42552,0 - | 61,72 - | 60,0 - | 732,0 - | 35,0 - | 21,16 - | 77,49 - | - | хлор- кальцієвий |  |
| 3 | 1080-1140 | пробо- відбірник з гл. 1075 м | ~~P~~3ml1 | 02.07.1979 | 08.1979 | 5,6 | 964 | - | - | - | 1080 | 76380 | 24292,8 1056,21 | 2975,5 148,478 | 1316,9 108,301 | 46085 1300 | 8,2 0,171 | немає | 1342,0 22,0 | 200,0 11,086 | 12,7 0,1 | 144,2 1,804 | SiО2 - 6,0 мг/л В2О3 - 20,0 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 6,8 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продовження таблиці 2.11 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | ~~4~~ | 5 | | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
| 3 | 1157-1175 | пробо- відбірник з гл. 1110 м | ~~P~~3ml1 | 18.06.1979 | | 07.1979 | 2,86 | 773 | - | - | - | 1037 | 39942 | 12626,77 548,99 | 1925,32 96,07 | 531,03 43,67 | 24157,12 681,25 | 54,32 1,13 | немає | 427,0 7,0 | 50,0 2,77 | 4,23 0,03 | 167,0 2,09 | SiО2 - 5,35 мг/л В2О3 - 20,0 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 6,5 |
| 1330-1348 | пробо- відбірник з гл. 1310 м | ~~P~~3ml1 | 05.06.1979 | | 07.1979 | 0,3 | 1029 | 10,9 | - | 1320 | 1023 | 26024 | 8445,6 367,2 | 980,16 48,91 | 286,75 23,58 | 14848,87 418,75 | 156,37 3,26 | немає | 1220,0 20,0 | 50,0 2,77 | 3,17 0,03 | 33,4 0,42 | SiО2 - 21,4 мг/л В2О3 - 5,0 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 6,5 |
| 1464-1532 | на усті (ВПТ) | ~~P~~3ml1+~~P~~2bs | 03.04.1979 | | 31.05.1979 | 8,65 | - | - | - | - | 1087 | 83060 | 25640,02 1115,22 | 3875,33 193,38 | 2351,5 117,91 | 50578,7 1426,48 | 4,94 0,1 | немає | 317,3 5,2 | 130 7,21 | 12,7 0,1 | 146,96 1,84 | SiО2 - 17,12 мг/л В2О3 - 40,0 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 6,0 |
| 1464-1532 | на усті (ВПТ) | ~~P~~3ml1+~~P~~2bs | 03.04.1979 | | 06.1979 | 8,65 | - | - | - | - | 1083 | 87120 | 27656,9 1202,448 | 3920,67 195,642 | 1338,18 110,04 | 53451,7 1507,38 | 10,28 0,214 | немає | 402,6 6,6 | 150,0 8,315 | 14,81 0,116 | 171,0 2,14 | SiО2 - 10,0 мг/л В2О3 - 25,0 мг/л | хлор- кальцієвий |  |
| 1660-1779 | на усті (ВПТ) | ~~P~~2vg+ mn | 28.04.1979 | | - | 26,2 | - | - | - | - | 1110 | 103720 | 17533,7 - | 10151,74 - | 7816,7 - | 67662,0 - | 89,29 - | немає | 201,3 - | 70,0 - | 12,6 - | 200,4 - | В2О3 - 45,0 мг/л | хлор- кальцієвий |  |
| 1660-1773 | на усті (ВПТ) | ~~P~~2vg+ mn | 28.04.1979 | | 06.1979 | 26,2 | - | - | - | - | 1110 | 10921 | 29184,88 1268,908 | 10151,74 506,85 | 1656,79 136,249 | 67662 1908,122 | 89,29 1,859 | немає | 201,3 3,3 | 70,0 3,88 | 12,6 0,099 | 200,4 2,508 | SiО2 - 5,35 мг/л В2О3 - 45,0 мг/л | хлор- кальцієвий |  |
| 1337-1381 | на усті (ВПТ) | ~~P~~3ml1 | 23.03.1979 | | 03.05.1979 | - | - | - | - | - | 1085 | 82290 | 26315,96 1144,62 | 3686,15 183,94 | 1147,05 94,33 | 50318,09 1419,13 | 57,61 1,19 | немає | 488,15 8,0 | 130,0 7,21 | 10,58 0,08 | 136,27 1,7 | SiО2 - 17,12 мг/л В2О3 - 40,0 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 6,0 |
| 1645,8-1681 | на усті (ВПТ) | ~~P~~2bs+ vg | 27.03.1979 | | 31.05.1979 | - | - | - | - | - | 1084 | 80480 | 27463,48 1075,92 | 4536,85 226,39 | 1147,05 94,33 | 49535,91 1397,07 | 53,5 1,11 | немає | 207,46 3,4 | 120,0 6,65 | 8,46 0,07 | 130,93 1,64 | SiО2 - 17,12 мг/л В2О3 - 30,0 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 6,5 |
| 1155-1250 | на усті (ВПТ) | ~~P~~3ml1 | 03.03.1979 | | 06.1979 | - | - | - | - | - | 1070 | 70400 | 21992,01 956,217 | 3815,65 190,401 | 785,917 64,63 | 42500,6 1198,55 | 97,52 2,03 | немає | 951,6 15,6 | 120,0 6,652 | 6,35 0,05 | 133,6 1,672 | SiО2 - 4,0 мг/л В2О3 - 40,0 мг/л | хлор- кальцієвий |  |
| 1156-1250 | на усті (ВПТ) | ~~P~~3ml1 | 12.03.1979 | | 31.05.1979 | 27,6 | - | - | - | - | 1072 | 70270 | 22276,67 968,93 | 3213,61 160,36 | 1032,38 84,9 | 42757,24 1205,89 | 120,16 2,5 | немає | 634,6 10,4 | 110 6,09 | 6,35 0,05 | 114,9 1,44 | SiО2 - 19,26 мг/л В2О3 - 40,0 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 7,0 |
| 5 | 1482-1484 1491-1492 1493,6-1495 | пробо- відбірник з гл. 1480 м | ~~P~~3ml1 | 08.08.1980 | | 01.1981 | 0,5 | 1239 | 14,2 | +40 | 1489 1450 | 1048 | 86340 | 31564,65 68,0 | 1362,72 68,0 | 413,44 34,0 | 51541,1 1453,5 | 98,76 2,06 | немає | 1342,44 22,0 | 6,0 3,32 | 2,12 0,016 | 9,89 0,12 | SiО2 - 10,7 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 6,5 |
| 1665-1878 | на усті (ВПТ) | ~~P~~3ml1 | 03.06.1980 | | - | V=15,4 м3 за 3,5 год. | - | - | - | - | 1078 | 120439 | 40072,2 1742,27 | 4889,76 244,0 | 1118,72 92,0 | 72834,8 2054,0 | 10,7 0,22 | - | 1403,46 23,0 | 4,0 0,22 | 12,7 0,1 | 93,52 1,17 | SiО2 - 16,05 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 5,0 |
| 1665-1878 | на усті (ВПТ) | ~~P~~3ml1 | | 03.06.1980 | - | V=15,4 м3 за 3,5 год. | - | - | - | - | 1078 | 330920 | 122851,74 5341,81 | 4913,81 245,2 | 1118,72 92,0 | 200505,02 5654,4 | 12,7 0,22 | немає | 1342,4 22,0 | 4,0 0,22 | 8,46 0,07 | 168,33 2,11 | SiО2 - 5,35 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 5,0 |
| 6 | 1840-1848 1852-1865 1875-1878 1885-1896 1924-1985 | пробо- відбірник з гл. 1900 м | ~~P~~2mn | | 31.12.1980 | 01.1981 | - | - | - | - | - | 1093 | 131231 | 29814,21 1296,27 | 9178,32 458,0 | 4600,0 625,0 | 84111,12 2372,0 | 82,3 1,71 | сліди | 396,63 6,5 | 22,5 1,25 | 2,645 0,02 | 23,38 0,29 | SiО2 - 10,7 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 5,0 |
| 1736-1784 | з гл. 1732 м | ~~P~~2vg | | 04.06.1981 | 08.1981 | 6'-8 | 1387 | 20,2 |  | 1760 | 1104 | 155715 | 48347,15 2102,05 | 9976,71 497,84 | 1274,49 104,81 | 95742,0 2700,0 | 65,84 1,37 | немає | 146,4 2,4 | 15,0 0,83 | 21,16 0,17 | 126,92 1,59 | SiО2 - 2,5 мг/л В2О3 - 30,0 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 5,0 |
| 1840-1855 | пробо- відбірник з гл. 1860 м | ~~P~~2mn | | 21.05.1981 | 09.1981 | 3,3 | 1238 | 18,5 | +49 | 1847 1800 | 1106 | 167046 | 52349,61 227,07 | 9626,61 480,37 | 1805,52 148,48 | 102834,0 2900,0 | 58,43 1,22 | немає | 134,2 2,2 | 20,0 1,11 | 25,39 0,2 | 192,38 2,41 | SiО2 - сліди В2О3 - 30,0 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 5,0 |
| 1647-1690 | з гл. 1630 м | ~~P~~2vg | | 07.07.1981 | 09.1981 | - | - | - | - | - | 1062 | 88848 | 29167,22 1268,14 | 3938,26 196,52 | 902,75 74,24 | 54253,8 1530,0 | 176,12 3,67 | немає | 317,2 5,2 | 16,0 0,89 | 10,58 0,08 | 66,8 0,84 | SiО2 - сліди В2О3 - 30,0 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 6,5 |
| 1647-1716 | з гл. 1620 м | ~~P~~2vg | | 26.06.1981 | 09.1981 | - | - | - | - | - | 1040 | 60497 | 19985,62 868,94 | 2450,49 122,28 | 690,32 56,77 | 36878,4 1040,0 | 167,89 3,49 | немає | 244,0 4,0 | 7,0 0,39 | 8,46 0,07 | 63,46 0,82 | SiО2 - сліди В2О3 - 20,0 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 6,0 |
| 1647-1723 | пробо-відбірник | ~~P~~2vg | | 08.06.1981 | 09.1981 | 4,4 | 924 | 16,1 | - | 1685 | 1097 | 133122 | 41833,32 1818,84 | 8576,52 427,97 | 1486,92 122,28 | 83685,6 2360,0 | 268,3 5,59 | немає | 170,8 2,8 | 8,0 0,44 | 6,35 0,05 | 86,84 1,09 | SiО2 - 2,5 мг/л В2О3 - 30,0 мг/л | хлор- кальцієвий | рН - 6,0 |
| 1868-1880 | пробо- відбірник з гл. 1800 м | ~~P~~2mn | | 24.04.1981 | - | 7,7 | 1648 | 19,5 | - | 1874 | 1105 | 155503 | 47224,5 - | 10280,52 - | 1702,4 - | 95747,0 - | 61,725 - | немає | 427,14 - | 42,0 - | 2,116 - | 21,376 - | SiО2 - 10,7 мг/л | хлор- кальцієвий |  |
| 9 | 1120-1180 | на поверхні | ~~P~~3ml2+1 | | 28.11.1995 | - | 0,49 м3 за130 хв. | - | - | - | - | 1042 | 60489 2040 | 21124,08 880,17 | 1302,6 64,99 | 912,0 74,96 | 34463,4 971,86 | 951,68 19,85 | немає | 1732,4 28,41 | - | сліди | не виявлено | SiО2 - 760,0 мг/л | хлор- кальцієвий |  |

та гідрокарбонатів. Основна частка припадає на натрій з калієм та хлор. Мінімальні та максимальні значення вмісту іонів наведені в таблиці 2.12.

**Таблиця 2.12** – Діапазон зміни вмісту іонів у пластових водах Рудавецького родовища

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вік | Вміст іонів, мг/дм3 | | | | | | | | |
| Na++ K+ | Ca++ | Mg++ | Cl- | SO4-- | HCO3- | NH4+ | I- | Br- |
| Р2 | 41833-61804 | 6586-10281 | 803-2284 | 83689-117736 | 36,2-268,3 | 122-427,1 | 8-56,5 | 2,11-29,6 | 21,4-213 |
| Р3ml | 21631-58978 | 1363-6960 | 413,4-2855 | 42108-101921 | 4,94-842,9 | 61-2440 | 54-310 | 0,21-768 | 5,08-261 |

Мінералізація вод еоценових відкладів змінюється від 133 до 191,7 г/дм3, густина від 1097 до 1120 кг/м3. Коефіцієнт метаморфізації коливається в межах 0,76 – 0,82.

Води менілітових відкладів від еоценових вод відрізняються меншою мінералізацією (69,64 – 167,7 г/дм3) і густиною (1048 – 1104 кг/м3). Співвідношення між вмістом іонів зберігається. Спостерігається деяке збільшення молярної частки гідрокарбонатів і амонію. Коефіцієнт метамофізації змінюється від 0,73 до 0,94.

Порівнюючи результати дослідження водоносних об’єктів і хімічний аналіз пластових вод, можна відмітити наступне. Водоносність водовміщуючих порід в основному залежить від їх колекторських властивостей. Припливи вод по випробуваних об’єктах коливаються від декількох до десятків кубометрів в добу при різних рівнях. Висока ступінь метаморфізації і мінералізації вод свідчить про те, що на родовищі є гідродинамічно закрита система. Крім того, гідродинамічні системи в відкладах еоцену і олігоцену розділені, про що свідчать відмінності в гідродинамічних показниках пластових вод цих комплексів.

**2.4 Фізико-гідродинамічні характеристики**

Для визначення фізико-гідродинамічних характеристик покладу виконана серія експериментальних досліджень щодо моделювання процесів витіснення нафти із моделей пласта стосовно геолого-промислових умов менілітових відкладів. Досліди виконувалися на моделях пласта із природного кернового матеріалу при пластових тисках та температурі. В ролі пластових флюїдів використовувалися рекомбіновані проби пластових вод і нафти Рудавецького родовища. Експериментальні дослідження виконані у відповідності з ГОСТ-39-195-86.

В результаті експериментальних досліджень за трьома паралельними експериментами середнє значення коефіцієнта витіснення нафти водою для умов менілітового покладу складає 0,48 – 0,49.

**2.5 Запаси нафти і газу (звірити з табл)**

Промислова нафтоносність Рудавецького родовища пов’язана із відкладами середньо-, нижньоменілітових підсвіт олігоцену Північно-Майданського блоку та відкладами менілітової підсвіти олігоцену Слобода-Небилівського блоку Богрівської площі.

Підрахункові параметри та запаси нафти і розчиненого газу Рудавецького родовища затверджені державною комісією по запасах корисних копалин України (протокол № 3461 від 24 листопада 2015 року) наведені в таблиці 2.13.

Всього по родовищу загальні запаси нафти та розчиненого газу класу 111+121+221 становлять 747 тис. т та 65 млн м3, видобувні запаси класу 111+121 – відповідно 95 тис. т та 42 млн м3.

Оскільки спецдозвіл знаходиться в межах Північно-Майданського блоку, а розробку продуктивного прокладу менілітової підсвіти Слобода-Небилівського блоку завершено, то в подальшому буде розглянуто ділянку в межах Північно-Майданського блоку родовища.

Всього по Північно-Майданському блоку родовища загальні запаси нафти та розчиненого газу класу 111+121+221 становлять 736 тис. т та 64 млн м3, видобувні запаси класу 111+121 – відповідно 94 тис. т та 41 млн м3.

Підраховані загальні запаси нафти і розчиненого газу класу 111+121+221 покладу середньоменілітових відкладів становлять 453 тис. т та 39 млн м3, видобувні запаси класу 111+121 – відповідно 58 тис. т та 25 млн м3. Для покладу нижньосередньоменілітових відкладів підраховані загальні запаси нафти і розчиненого газу класу 111+121+221 становлять 283 тис. т та 25 млн м3, видобувні запаси класу 111+121 – відповідно 36 тис. т та 16 млн м3.

В межах спеціального дозволу знаходяться початкові загальні запаси нафти та розчиненого газу класу 111+221, які становлять відповідно – 440 тис. т та 38 млн м3, видобувні запаси класу 111 – відповідно 56 тис. т та 24 млн м3. Оскільки станом на 01.01.2016 р. з родовища в межах спеціального дозволу видобуто 46 тис. т нафти та 13 млн м3 розчиненого газу, залишкові видобувні запаси становлять 10 тис. т нафти та 11 млн м3 розчиненого газу.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 2.13** – Зведена таблиця підрахункових параметрів та запасів нафти і розчиненого газу Рудавецького родовища станом на 01.01.2016 р. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Блок, ділянка, складка | | Зона | Клас запасів | Категорія запасів | Площа нафтоносності, тис. м2 | Середня нафтонасичена товщина, м | Об’єм нафтонасичених порід, тис. м3 | Коефiцiєнти, частка одиницi | | | Густина нафти, кг/м3 | Початковi загальні запаси нафти, тис. т | Коефiцiєнт нафтовилучення | Початковi видобувні запаси нафти, тис. т | Видобуток нафти на 01.01.2016 р., тис.т | Поточнi запаси нафти на  01.01.2016 р., тис. т | | Газовмiст пластової нафти, м3/т | Коефiцiєнт вилучення розчиненого газу, частка одиниці | Початковi запаси газу розчиненого в нафті, млн м3 | | Видобуток розчиненого газу на 01.01.2016 р., млн м3 | Поточнi запаси розчиненого газу на 01.01.2016 р., млн м3 | |
| вiдкрита пористість | нафто-насиче-ність | перерахун-ковий | загальні | видобувні | загальні | видобувні | загальні | видобувні |
| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| **Середньоменілітовий поклад** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Північно-Майданський блок | в т.ч. в межах спеціального дозволу | нафтова | 111+221 | С1 | 360 | 14,3 | 5148,0 | 0,094 | 0,70 | 0,800 | 850 | 230 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − |
| водонафтова | 82 | 7,6 | 623,2 | 0,094 | 0,70 | 0,800 | 850 | 28 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − |
| Усього: | 442 | 13,1 | 5771,2 | − | − | − | − | 258 | 0,128 | − | 26 | 232 | − | 86 | 0,631 | 22 | - | 8 | 14 | - |
| 111 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | 33 | 26 | − | 7 | − | − | − | 14 | 8 | - | 6 |
| 221 | − | − | − | − | − | − | − | 225 | − | − | − | 225 | − | − | − | 8 | − | − | 8 | − |
| в т.ч. за межами спеціального дозволу | нафтова | 121+221 | С1 | 346 | 10,2 | 3529,2 | 0,094 | 0,70 | 0,800 | 850 | 158 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − |
| водонафтова | 165 | 5,0 | 825,0 | 0,094 | 0,70 | 0,800 | 850 | 37 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − |
| Усього: | 511 | 8,5 | 4354,2 | − | − | − | − | 195 | 0,128 | − | − | 195 | − | 86 | 0,631 | 17 | - | − | 17 | − |
| 121 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | 25 | − | − | 25 | − | − | - | 11 | − | − | 11 |
| 221 | − | − | − | − | − | − | − | 170 | − | − | − | 170 | − | − | − | 6 | − | − | 6 | − |
| **Усього по середньоменілітовому покладу** | | | 111+221 | С1 | 442 | − | 5771 | − | − | − | − | **258** | **−** | **−** | **26** | **232** | **−** | **−** | **−** | **22** | **−** | **8** | **14** | **−** |
| 111 | − | − | − | − | − | − | − | **−** | **−** | **33** | **26** | **−** | **7** | **−** | **−** | **−** | **14** | **8** | **−** | **6** |
| 221 | − | − | − | − | − | − | − | **225** | **−** | **−** | **−** | **225** | **−** | **−** | **−** | **8** | **−** | **−** | **8** | **−** |
| 121+221 | С1 | 511 | − | 4354 | − | − | − | − | **195** | **−** | **−** | **−** | **195** | **−** | **−** | **−** | **17** | **−** | **−** | **17** |  |
| 121 | − | − | − | − | − | − | − | **−** | **−** | **25** | **−** | **−** | **25** | **−** | **−** | **−** | **11** | **−** | **−** | **11** |
| 221 | − | − | − | − | − | − | − | **170** | **−** | **−** | **−** | **170** | **−** | **−** | **−** | **6** | **−** | **−** | **6** | **−** |
| **Нижньосередньоменілітовий поклад** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Північно-Майданський блок | в т.ч. в межах спеціального дозволу | водонафтова | 111+221 | С1 | 402 | 11,9 | 4783,8 | 0,085 | 0,66 | 0,800 | 850 | 182 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − |
| Усього: | − | − | − | − | − | − | − | 182 | 0,128 | − | 20 | 162 | − | 86 | 0,631 | 16 | − | 5 | 11 | − |
| 111 | − | − | − | − | − | − | − | − | - | 23 | 20 | − | 3 | − | − | - | 10 | 5 | − | 5 |
| 221 | − | − | − | − | − | − | − | 159 | − | − | − | 159 | − | − | − | 6 | - | − | 6 | − |
| в т.ч. за межами спеціального дозволу | водонафтова | 121+221 | С1 | 422 | 6,3 | 2658,6 | 0,085 | 0,66 | 0,800 | 850 | 101 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | − | - | − |
| Усього: | − | − | − | − | − | − | − | 101 | 0,128 | − | − | 101 | − | 86 | 0,631 | 9 | − | − | 9 | − |
| 121 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | 13 | − | − | 13 | − | − | − | 6 | − | − | 6 |
| 221 | − | − | − | − | − | − | − | 88 | − | − | − | 88 | − | − | − | 3 | − | − | 3 | − |
| **Усього по нижньосередньо-менілітовому покладу** | | | 111+221 | С1 | 402 | − | 4784 | − | − | − | − | **182** | − | − | **20** | **162** | − | − | − | **16** | − | **5** | **11** | − |
| 111 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | **23** | **20** | − | **3** | − | − | − | **10** | **5** | − | **5** |
| 221 | − | − | − | − | − | − | − | **159** | − | − | − | **159** | − | − | − | **6** | − | − | **6** | − |
| 121+221 | С1 | 422 | − | 2659 | − | − | − | − | **101** | − | − | − | **101** | − | − | − | **9** | − | − | **9** | − |
| 121 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | **13** | − | − | **13** | − | − | − | **6** | − | − | **6** |
| 221 | − | − | − | − | − | − | − | **88** | − | − | − | **88** | − | − | − | **3** | − | − | **3** | − |

Кінець таблиці 2.13

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| **Менілітовий поклад** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Слобода-Небилівський блок (св.2-Руд) в.т.ч. за межами спеціального дозволу | | 111+221 | С1 | 15 | 16,9 | 253,5 | 0,077 | 0,80 | 0,8 | 862 | **11** | 0,083 | − | **1** | **10** | − | 86 | 0,558 | **1** | − | **1** | **0** | − |
| 111 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | **1** | **1** | − | **0** | − | − | − | **1** | **1** | − | **0** |
| 221 | − | − | − | − | − | − | − | **10** | − | − | − | **10** | − | − | − | **0** | − | − | **0** | − |
| **Усього по родовищу** | | 111+221 | С1 | 844 | − | 10555 | − | − | − | − | **451** | **−** | **−** | **47** | **404** | **−** | **−** | **−** | **39** | **−** | **14** | **25** | **−** |
| 111 | − | − | − | − | − | − | − | **−** | **−** | **57** | **47** | **−** | **10** | **−** | **−** | **−** | **25** | **14** | **−** | **11** |
| 221 | − | − | − | − | − | − | − | **394** | **−** | **−** | **−** | **394** | **−** | **−** | **−** | **14** | **−** | **−** | **14** | **−** |
| 121+221 | С1 | 933 | − | 7013 | − | − | − | − | **296** | − | − | − | **296** | − | − | − | **26** | − | − | **26** | − |
| 121 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | **38** | − | − | **38** | − | − | − | **17** | − | − | **17** |
| 221 | − | − | − | − | − | − | − | **258** | − | − | − | **258** | − | − | − | **9** | − | − | **9** | − |
| **Усього по родовищу в межах спеціального дозволу** | | 111+221 | С1 | 844 | − | 10555 | − | − | − | − | **440** | − | − | **46** | **396** | − | − | − | **38** | − | **13** | **25** | − |
| 111 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | **56** | **46** | − | **10** | − | − | − | **24** | **13** | − | **11** |
| 221 | − | − | − | − | − | − | − | **384** | − | − | − | **384** | − | − | − | **14** | − | − | **14** | − |
| **Усього по родовищу за межами спеціального дозволу** (видобуток св.2-Руд\*) | | 111+221 | С1 | 15 | − | 254 | − | − | − | − | **11** | − | − | **1** | **10** | **−** | − | − | **1** | **−** | **1** | **0** | **−** |
| 111 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | **1** | **1** | **−** | **0** | − | − | **−** | **1** | **1** | **−** | **0** |
| 221 | − | − | − | − | − | − | − | **10** | − | − | − | **10** | **−** | − | − | **0** | **−** | **−** | **0** | **−** |
| 121+221 | С1 | 933 | − | 7013 | − | − | − | − | **296** | − | − | − | **296** | − | − | − | **26** | − | **−** | **26** | − |
| 121 | − | − | − | − | − | − | − | − | − | **38** | **−** | − | **38** | − | − | − | **17** | **−** | − | **17** |
| 221 | **−** | **−** | **−** | − | − | − | − | **258** | − | − | − | **258** | − | − | − | **9** | − | − | **9** | − |
| **\*).** Станом на 01.01.2016 року свердловина 2 ліквідована після експлуатації з геологічних причин (період експлуатації 26.04.1995-01.05.2003 рр.) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

**3 Підготовка геолого-промислової та техніко-економічної основи для проектування розробки**

**3.1 Аналіз результатів гідродинамічних досліджень свердловин і пластів, характеристика їх продуктивності і режимів**

Форми покладів родовища визначаються морфологічними формами структур, які їх вміщують. У Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину розвинені лінійні антиклінальні складки з крутими північно-східними і більш пологими південно-західними крилами. Складки розбиті поперечними порушеннями на блоки. Скупчення вуглеводнів пов’язують зі склепінними частинами антикліналей. Блоки складок є гідродинамічно ізольованими природними резервуарами і можуть вміщувати поклади вуглеводнів незалежно від їх гіпсометричного положення на структурі.

Скупчення флюїдів на Рудавецькому родовищі встановлені в менілітових відкладах. За характером насичення поклади нафтові, по типу середньоменілітовий – пластовий склепінний, а нижньосередньоменілітовий – склепінний масивний (оскільки загальна продуктивна товща є більшою за висоту покладу і водонафтовий контакт утворює єдине дзеркало), тобто весь поклад є водоплаваючим, тектонічно-екрановані. Нафтогазоносність менілітових відкладів встановлена в Північно-Майданському блоці, поклади гідродинамічно ізольовані з різними відмітками водонафтових контактів. Законтурна область значно перевищує за розмірами область, в межах якої знаходяться нафтові поклади.

В межах Рудавецького родовища пробурено сім свердловини, більшість з яких випробувано як в процесі буріння, так і вторинним розкриттям в колоні. При цьому виконані виміри пластових та вибійних тисків у продуктивних інтервалах свердловин з припливом нафти і газу (3, 8, 9, 10), а також вибірково у непродуктивних інтервалах решти свердловин, в яких розкриті палеогенові відклади Богрівської складки. Основні результати випробування свердловин наведені в таблиці А.1.

Початкові пластові тиски та температури в межах Богрівської складки заміряні у свердловинах 1, 2, 3, 5, 6, 8, 9, 29-Сл. Дані замірів наведені в таблиці 3.1.

Значення початкового пластового тиску заміряно у свердловині 3 в жовтні 1980 р. на глибині 1044 м (абсолютна відмітка мінус 420,9 м) становило 10,0 МПа. В жовтні 1987 р. заміряний пластовий тиск становив 10,3 МПа на глибині 1024 м при пластовій температурі 31 оС. Наступний замір проведено аж у 2009 р. і на глибині 1000 м значення пластового тиску склало 5,3 МПа, а за заміром від 20.07.2012 р. становить 5,38 МПа на глибині 1082 м.

Введені в експлуатацію у 1995 – 1996 рр. свердловини 8, 9, 10 розкрили поклад із значенням пластового тиску на рівні початкового у свердловині 3. У свердловині 8 за заміром від 22.05.1995 р. значення пластового тиску на глибині 1121 м становило 10,5 МПа, у свердловині 9 – 10,4 МПа на глибині 1124 м (01.02.1996 р.) та 10,8 МПа на глибині 1115 м – значення пластового

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 3.1** – Відомості щодо замірів пластового тиску та температури у свердловинах пробурених на Богрівську складку в межах Рудавецького родовища | | | | | | | |
| Номер свердловини | Інтервал випробування,м | Світа, підсвіта | Глибина заміру,м | Абсолютна відмітка заміру, м | Пластовий тиск, МПа | Рпл/Ру.г | Пластова температура,оС |
| 1 | 1160-1200 | ~~P~~3ml2 | 1175 | -627,1 | 12,1 | 1,05 | 36 |
| 1405-1416 | ~~P~~3ml1 | 1410 | -859,2 | 14,3 | 1,03 |  |
| 2 | 1335-1425 | ~~P~~3ml2 | 1380 | -852,7 | 15,3 | 1,13 |  |
| 1380 | -852,7 | 15,2 | 1,12 | 37 |
| 3 | 1024-1112 | ~~P~~3ml2 | 1044 | -420,9 | 10,0 | 0,98 | 31 |
| 1330-1348 | ~~P~~3ml1 | 1320 | -696,3 | 10,9 | 0,84 |  |
| 5 | 1482-1494,8 | ~~P~~3ml2 | 1489 | -949,3 | 14,2 | 0,97 | 40 |
| 6 | 1868-1880 | ~~P~~2mn | 1874 | -1317,7 | 19,4 | 1,06 |  |
| 1840-1855 | ~~P~~2mn | 1847 | -1290,9 | 18,5 | 1,02 | 48 |
| 1736-1784 | ~~P~~2vg | 1775 | -1204,5 | 20,2 | 1,16 | 51 |
| 1647-1723 | ~~P~~2bs,vg | 1685 | -1130,1 | 16,1 | 0,97 |  |
| 8 | 1023,4-1155 | ~~P~~3ml | 1121 | -465,8 | 10,5 | 0,95 |  |
| 9 | 1120-1180 | ~~P~~3ml1 | 1124 | -497,8 | 10,4 | 0,94 |  |
| 10 | 1045-1127 | ~~P~~3ml | 1115 | -459,0 | 10,8 | 0,99 |  |
| 29-Сл | 1468-1554 | ~~P~~3ml1 | 1465 | -938,3 | 15,9 | 1,11 |  |

тиску у свердловині 10 (01.10.1996 р.). Нехарактерну динаміку пластового тиску в межах одного покладу можна пояснити тим, що свердловина 3 не повністю дренувала відкритий нею горизонт середньоменілітових відкладів. На це вказують і значення ефективних нафтонасичених товщин в свердловинах, приведені в таблиці 2.4. Тобто нові свердловини 8, 9, 10 почали експлуатувати пропластки горизонту ~~P~~3ml2, які імовірно не були задреновані свердловиною 3. Крім того, можливою причиною неповного дренування є те, що свердловина 3 є перфорованою, на відміну від свердловин 8, 9, 10, в яких спущено фільтр, і вони мають краще сполучення з пластом.

Динаміка зміни пластового тиску наведена у таблиці 3.2 та на рисунку 3.1.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 3.2** – Динаміка пластового тиску свердловин Рудавецького родовища | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| Номер св-ни | Дата заміру пластового тиску | Глибина заміру, м | Значення пластового тиску, МПа | Значення приведеного пластового тиску до рівня НГВП, МПа | Примітка |  |  |
| 3 | 14.10.1980 | 1044 | 10 | 10,28 | Манометр |  |  |
| 3 | 18.05.2009 | 1000 | 5,3 | 5,89 | Манометр |  |  |
| 3 | 20.07.2012 | 1082 | 5,38 | 5,39 | Ехометрія |  |  |
| 8 | 22.05.1995 | 1121 | 10,5 | 10,46 | Манометр |  |  |
| 8 | 06 – 18.06.2001 | 1030 | 9,5 | 10,11 | Манометр |  |  |
| 8 | 20.07.2012 | 1089 | 5,81 | 6,00 | Ехометрія |  |  |
| 8 | 02.07.2013 | 1089 | 5,79 | 5,98 | Ехометрія |  |  |
| 8 | 11.03.2014 | 1089 | 5,54 | 5,73 | Ехометрія |  |  |
| 9 | 01.02.1996 | 1124 | 10,4 | 10,14 | Манометр |  |  |
| 9 | 18 – 28.04.2001 | 1030 | 9,4 | 9,80 | Манометр |  |  |
| 9 | 20.07.2012 | 1083 | 5,75 | 5,78 | Ехометрія |  |  |
| 9 | 17.03.2014 | 1083 | 5,61 | 5,64 | Ехометрія |  |  |
| 9 | 27.11.2015 | 1083 | 5,6 | 5,63 | Ехометрія |  |  |
| 10 | 01.10.1996 | 1115 | 10,8 | 10,81 | Манометр |  |  |
| 10 | 08 – 13.02.2001 | 1000 | 9,31 | 9,98 | Манометр |  |  |
| 10 | 20.07.2012 | 1087 | 6,37 | 6,54 | Ехометрія |  |  |
| 10 | 27.10.2015 | 1087 | 6,40 | 6,57 | Ехометрія |  |  |

Така незначна кількість проведених замірів пластових тисків у свердловинах родовища пов’язана із механізованим способом їх експлуатації. Слід відмітити, що починаючи з 2009 р. на виконання зауважень та рекомендацій наданих в авторських наглядах, надрокористувач збільшив кількість проведених досліджень у свердловинах родовища. З 2012 р. заміри пластового тиску визначалися за результатами інтерпретації даних ехометрії за методикою, розробленою НДПІ ПАТ “Укрнафта”. Згідно з останніми даними, очікуваний поточний пластовий тиск в покладі становить близько 6 МПа,  
що на 1,5 МПа менше тиску насичення нафти газом (7,5 МПа), тому родовище розробляється на режимі розчиненого газу.

Характер зміни температури з глибиною визначений в ГЕО [7] на основі епюр пластових температур, які побудовані за результатами замірів температур у свердловинах Рудавецького родовища: 1, 2, 3, 5, 6, а також усіх інших замірів температур, які проводилися у свердловинах, що розкрили Богрівську складку у межах досліджуваної території. Згідно епюри градієнт зміни температури на 100 м глибини дорівнює 2,5 °С, а геотермічна ступінь зміни температури на 1 °С дорівнює 40 м.

Крім замірів пластового тиску періодично проводились дослідження свердловин з метою встановлення оптимального режиму експлуатації свердловин видобувному фонду.

20.07.2012 р. проведені гідродинамічні дослідження свердловини 3 на неусталеному режимі фільтрації. Результати дослідження приведені в таблиці 3.3.

**Таблиця 3.3** – Результати визначення фізичних і фільтраційних параметрів свердловини 3 на неусталеному режимі фільтрації

|  |  |
| --- | --- |
| Розрахунковий пластовий тиск, МПа | 5,38 |
| Загальний скін-ефект | 4,66 |
| Депресія на пласт, МПа | 3,590 |
| Втрати депресії через загальний скін ефект, МПа | 1,373 |
| Коефіцієнт відношення продуктивностей | 0,651 |



Рисунок 3.1 – Динаміка пластових тисків, приведених до рівня НГВП (абс. відмітка мінус 460,8 м)

**3.2 Аналіз поточного стану розробки**

3.2.1 Аналіз структури фонду свердловин, поточних дебітів, технологічних показників розробки та пластового тиску в зонах відбору

Дослідно-промислову розробку родовища розпочато свердловиною 3 у липні 1980 р. В межах Богрівської складки, в тому числі і на інші розвідувальні площі, які безпосередньо примикають до Рудавецького родовища пробурено 13 пошукових (1, 2, 3, 7-Руд, 2, 4, 9, 11, 21, 29, 36-Сл, 2-Бгр та 4-СхЛ) 8 розвідувальних (4, 5, 6, 11-Руд, 7, 8-Сл, 32, 33-Як), а також три експлуатаційні (8, 9 та 10-Руд) свердловини. Із вказаних 24 свердловин промислові припливи нафти отримані тільки у чотирьох в межах Північно-Майданського блоку (3, 8, 9, 10). Таким чином, експлуатаційний фонд родовища станом на 01.01.2016 р. нараховує чотири свердловини – 3, 8, 9 та 10.

Ділянка, на яку надано спеціальний дозвіл на користування, знаходиться в межах Північно-Майданського блоку Богрівської площі, тому в подальшому в проекті щодо розробки буде розглянуто саме цей блок.

Станом на 01.01.2016 р. в межах Північно-Майданського блоку родовища пробурено сім свердловин: три пошукові (1, 3, 29-Сл), одну розвідувальну (6) та три експлуатаційні (8, 9, 10). В даний час у експлуатаційному фонді знаходяться чотири свердловини – 3, 8, 9 та 10, три свердловини (1, 6, 29-Сл) ліквідовані з геологічних причин після буріння. Дві свердловини (3, 8) експлуатуються установками штангово-глибинних насосів періодично (11 –12 годин на добу), дві (9, 10) – за допомогою установок електродіафрагмових насосів періодично (11 годин на добу).

Характеристику фонду свердловин Рудавецького родовища наведено в таблиці 3.4.

У 2010 – 2014 рр. на свердловинах родовища проведено геолого-технічні заходи з інтенсифікації припливу (свердловини 3 та 8), що призвело до поступового збільшення видобутку нафти до 1,478 тис. т в 2014 р. Оскільки в 2013 році фактичний видобуток нафти перевищив проектний більш, як на 20 %, виникла необхідність в коригуванні технологічних показників.

Станом на 01.01.2016 р. з більшими дебітами працювала свердловини 3 (1,997 т/д) та 8 (1,205 т/д), інші працювали з дебітами близько 0,6 т/д. Поточне обводнення продукції всіх свердловин – близько 8 %, газові фактори знаходяться в межах від 323,8 до 359,4 м3/т.

Порівняння фактичних та проектних показників розробки наведено в таблиці 3.5. Необхідно відмітити, що проектні показники для 2012 р. – 2014 р. взято з [5], а з 2015 р. взято скоректовані показники з [6].

**Таблиця 3.4** – Характеристика фонду свердловин Рудавецького родовища станом на 01.01.2016 р.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Назва | Характеристика фонду | Кількість свердловин, од. |
| Фонд видобувних свердловин | Пробурено | 7 |
| Повернено з інших горизонтів | – |
| Всього: | 7 |
| в тому числі: |  |
| діючі | 4 (3, 8, 9, 10) |
| з них: |  |
| ЕДН | 2 (9, 10) |
| ШГН | 2 (3, 8) |
| бездіючі | – |
| в освоєнні після буріння | – |
| в консервації | – |
| переведені на інші горизонти | – |
| ліквідовані | 3 |

У **свердловині 3** при випробуванні менілітових відкладів в інтервалі   
1140 – 1080 м отримано приплив води з нафтою дебітом 5,6 м3/д при динамічному рівні 964 м. Після ізоляції інтервалу поступлення води встановленням цементного моста в інтервалі 1145 – 1112 м із інтервалу 1112 –1080 м отримано незначний приплив нафти дебітом 0,3 м3/д при динамічному рівні 732 м. Після дострілу інтервалу 1065 – 1024 м отримано збільшення припливу нафти до 2,4 м3/д при динамічному рівні 856 м. Після проведення кислотної обробки свердловини дебіт нафти збільшився до 10 м3/д при динамічному рівні 500 м. Початковий пластовий тиск, заміряний на глибині 1044 м (абсолютна відмітка мінус 420,9 м), становив 10 МПа.

Свердловину введено в експлуатацію глибинно-насосним способом у липні 1980 р. з середньорічним дебітом безводної нафти на рівні 2 т/д при газовому факторі 127 м3/т. В період з 1980 по 2003 рр. робота свердловини характеризувалася стабільними дебітами безводної нафти, які поступово знижувалися від початкових значень 2,6 т/д до 1,3 т/д. В подальшому, дебіт знизився вдвічі, а в 2006 – 2009 рр. стабілізувався на рівні 0,21 – 0,37 т/д. З метою інтенсифікації роботи свердловини у вересні 2010 р. проведено потужний ГРП. Завдяки вдало проведеному геолого-технічному заходу вдалось збільшити дебіт свердловини з 0,5 т/д до 1,3 т/д, ефект триває по даний час. Станом на 01.01.2016 р. дебіт нафти становить 2,0 т/д. Вода в продукції свердловини практично не фіксувалась до 2003 р., з 2003 по 2009 рр. спостерігається її незначний видобуток, обводнення продукції становило 2 % – 9,2 %, а з 2010 р. – 13,5 % – 17,5 %, при цьому максимальне обводнення 17,5 % відмічалось після проведення ГРП. Станом на грудень 2015 р. обводнення продукції свердловини становить 7,9 %.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 3.5**– Порівняння основних технологічних показників розробки Рудавецького родовища | | | | | | | | | |  | |
|  | | | | | | | | | | | |
| Показники | | 2011 р. | | 2012 р. | | 2013 р. | | 2014 р. | | 2015 р. | | |
| проект. | факт. | проект. | факт. | проект. | факт. | проект. | факт. | проект. | | факт. |
| Річний видобуток: | | 1,095 | 1,246 | 1,088 | 1,342 | 1,08 | 1,396 | 1,07 | 1,460 | 1,411 | | 1,396 |
| нафти, 103 т | |
| газу розчиненого, 106 м3 | | 0,405 | 0,346 | 0,5 | 0,391 | 0,562 | 0,42 | 0,576 | 0,451 | 0,474 | | 0,463 |
| Накопичений видобуток: | | 40,104 | 40,08 | 41,192 | 41,422 | 42,272 | 42,818 | 43,342 | 44,278 | 45,689 | | 45,692 |
| нафти, 103 т | |
| газу розчиненого, 106 м3 | | 11,261 | 11,131 | 11,761 | 11,522 | 12,323 | 11,942 | 12,899 | 12,393 | 12,866 | | 12,869 |
| Коефіцієнт нафтовилучення, частка од. | | 0,076 | 0,0755 | 0,078 | 0,0780 | 0,080 | 0,0806 | 0,082 | 0,0834 | 0,086 | | 0,0860\* |
| Темп відбору від початкових видобувних запасів, % | | 1,77 | 2,01 | 1,75 | 2,16 | 1,74 | 2,25 | 1,73 | 2,36 | 2,28 | | 2,25 |
| Темп відбору від поточних видобувних запасів, % | | 4,76 | 5,38 | 4,97 | 6,12 | 5,19 | 6,78 | 5,42 | 7,61 | 7,96 | | 7,88 |
| Обводнення середньорічне, % | | 10 | 9,7 | 10 | 12,4 | 10 | 10,4 | 10 | 7,7 | 10,0 | | 9,1 |
| Газовий фактор, м3/т | | 370 | 278 | 460 | 291 | 520 | 301 | 538 | 309 | 336 | | 331 |
| Річний видобуток рідини, 103 т | | 1,217 | 1,38 | 1,209 | 1,531 | 1,2 | 1,558 | 1,189 | 1,581 | 1,568 | | 1,536 |
| Накопичений видобуток рідини, 103 т | | 40,969 | 40,961 | 42,178 | 42,492 | 43,378 | 44,05 | 44,567 | 45,631 | 47,198 | | 47,190 |
| Фонд видобувних свердловин на кінець року всього, шт | | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | | 4 |
| в тому числі діючих | | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | | 4 |
| Середньодобовий дебіт однієї видобувної свердловини: | |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |  |
| нафти, т/д | | 0,78 | 0,96 | 0,77 | 1,06 | 0,76 | 1,15 | 0,76 | 1,12 | 1,086 | | 1,081 |
| рідини, т/д | | 0,86 | 1,06 | 0,86 | 1,2 | 0,85 | 1,28 | 0,84 | 1,21 | 1,206 | | 1,189 |

Всього свердловиною 3 за весь період експлуатації відібрано 17,461 тис. т нафти, 17,801 тис. т рідини та 3,336 млн м3 розчиненого газу. Динаміка основних показників експлуатації свердловини 3 наведена у таблиці 3.6.

До 1995 р. розробка нафтового покладу здійснювалась однією свердловиною 3, а вже у 1995 – 1996 рр. видобувний фонд покладу був збільшений з введенням в експлуатацію трьох експлуатаційних свердловин (8, 9 та 10).

**Свердловина 8** введена в експлуатацію фонтанним способом у травні 1995 р. з дебітом 1,7 т/д (фільтр в інтервалі 1023,4 – 1155 м), який в подальшому з переводом свердловини на ШГН дещо збільшився до 2,3 т/д і утримувався в цих межах до 2006 р. включно. Починаючи з 2007 р. дебіт знизився і до середини 2013 р. знаходився в межах 0,96 – 1,3 т/д. У червні 2013 р. проведено обробку привибійної зони пласта свердловини з використанням вуглеводневого розчину жириноксу, а у червні 2014 р. – глинокислотну обробку, після цих ГТЗ свердловина протягом десяти місяців стабільно працювала з середнім дебітом 1,76 т/д. З квітня 2015 р. дебіти зменшуються і становлять в червні-липні близько 1 т/д. В липні 2015 р. було проведено повторно кислотну обробку з використанням борофтористоводневої

кислоти, внаслідок чого середнє значення дебіту нафти зросло до 1,25 т/д. Вода в продукції свердловини до 2003 р. практично не фіксувалась, з 2003 по 2006 рр. спостерігається незначне обводнення продукції свердловини 1,6 % – 2,4 %. Починаючи з 2008 р. вміст води в продукції збільшився до 10,9 % та досяг максимального значення 12,2 % у 2012 р., а в подальшому зменшився до 7,8 % у 2014 р. Станом на грудень 2015 р. обводнення продукції свердловини становить 8,0 %.

Станом на 01.01.2016 р. свердловиною 8 відібрано 11,545 тис. т нафти, 11,985 тис. т рідини та 3,845 млн м3 розчиненого газу. Динаміка основних показників експлуатації свердловини 8 наведена у таблиці 3.7.

У **свердловині 9** при випробуванні отримано приплив безводної нафти на рівні 1 т/д (фільтр в інтервалі 1027 – 1138 м). Свердловина введена в експлуатацію фонтанним способом у лютому 1996 р. з дебітом нафти 0,6 –0,8 т/д, який збільшився при зміні способу експлуатації (ШГН) до 1,1 – 1,94 т/д в період з 1998 – 2006 рр., а з 2007 рр. при переведені свердловини на експлуатацію ЕДН зменшився до початкових значень та залишився таким до 2016 р. Одночасно починаючи з 2007 – 2008 рр. зросло обводнення продукції і в 2012 р. становило 12,4 %, станом на грудень 2015 р. обводнення продукції дещо знизилось і становить 8,0 %.

Станом на 01.01.2016 р. свердловиною 9 відібрано 7,474 тис. т нафти, 7,8025 тис. т рідини та 2,509 млн м3 розчиненого газу. Динаміка основних показників експлуатації свердловини 9 наведена у таблиці 3.8.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 3.6** – Динаміка основних показників експлуатації свердловини 3 Рудавецького родовища | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Рік | Видобуток нафти, тис. т | | Видобуток води, тис. т | | Видобуток рідини, тис. т | | Видобуток газу, млн м3 | | Обвод-неність, % | Газо-вий, фактор, м3/т | Свер-дло-вино-дні | Спосіб експ-луатації | Дебіт, т/д | |
| річний | накопи-чений | річний | накопи-чений | річний | накопи-чений | річний | накопи-чений | нафти | рідини |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 1980 | 0,357 | 0,357 | – | – | 0,357 | 0,357 | 0,046 | 0,046 | – | 127 | 190,1 | ШГН | 1,88 | 1,88 |
| 1981 | 0,701 | 1,058 | – | – | 0,701 | 1,058 | 0,089 | 0,135 | – | 127 | 334,2 | ШГН | 2,10 | 2,10 |
| 1982 | 0,923 | 1,981 | – | – | 0,923 | 1,981 | 0,116 | 0,251 | – | 126 | 354,7 | ШГН | 2,60 | 2,60 |
| 1983 | 0,886 | 2,867 | – | – | 0,886 | 2,867 | 0,159 | 0,410 | – | 179 | 362,9 | ШГН | 2,44 | 2,44 |
| 1984 | 0,700 | 3,567 | – | – | 0,7 | 3,567 | 0,129 | 0,539 | – | 184 | 349,8 | ШГН | 2,00 | 2,00 |
| 1985 | 0,732 | 4,299 | – | – | 0,732 | 4,299 | 0,036 | 0,575 | – | 49 | 364,0 | ШГН | 2,01 | 2,01 |
| 1986 | 0,736 | 5,035 | – | – | 0,736 | 5,035 | 0,055 | 0,630 | – | 75 | 364,5 | ШГН | 2,02 | 2,02 |
| 1987 | 0,536 | 5,571 | – | – | 0,536 | 5,571 | 0,048 | 0,678 | – | 90 | 333,9 | ШГН | 1,61 | 1,61 |
| 1988 | 0,571 | 6,142 | – | – | 0,571 | 6,142 | 0,053 | 0,731 | – | 93 | 364,7 | ШГН | 1,57 | 1,57 |
| 1989 | 0,615 | 6,757 | – | – | 0,615 | 6,757 | 0,093 | 0,824 | – | 151 | 362,0 | ШГН | 1,70 | 1,70 |
| 1990 | 0,641 | 7,398 | – | – | 0,641 | 7,398 | 0,095 | 0,918 | – | 148 | 361,7 | ШГН | 1,77 | 1,77 |
| 1991 | 0,617 | 8,015 | – | – | 0,617 | 8,015 | 0,076 | 0,994 | – | 123 | 365,0 | ШГН | 1,69 | 1,69 |
| 1992 | 0,628 | 8,643 | – | – | 0,628 | 8,643 | 0,096 | 1,091 | – | 153 | 366,0 | ШГН | 1,72 | 1,72 |
| 1993 | 0,583 | 9,226 | 0,002 | 0,002 | 0,585 | 9,228 | 0,040 | 1,131 | 0,3 | 69 | 365,0 | ШГН | 1,60 | 1,60 |
| 1994 | 0,531 | 9,757 | – | 0,002 | 0,531 | 9,759 | 0,047 | 1,178 | – | 89 | 363,2 | ШГН | 1,46 | 1,46 |
| 1995 | 0,584 | 10,341 | – | 0,002 | 0,584 | 10,343 | 0,062 | 1,240 | – | 105 | 365,0 | ШГН | 1,60 | 1,60 |
| 1996 | 0,647 | 10,988 | – | 0,002 | 0,647 | 10,99 | 0,056 | 1,296 | – | 87 | 358,0 | ШГН | 1,81 | 1,81 |
| 1997 | 0,641 | 11,629 | – | 0,002 | 0,641 | 11,631 | 0,076 | 1,372 | – | 119 | 365,0 | ШГН | 1,76 | 1,76 |
| 1998 | 0,545 | 12,174 | 0,001 | 0,003 | 0,546 | 12,177 | 0,152 | 1,524 | 0,2 | 278 | 365,0 | ШГН | 1,49 | 1,50 |
| 1999 | 0,353 | 12,527 | – | 0,003 | 0,353 | 12,53 | 0,098 | 1,622 | – | 277 | 327,8 | ШГН | 1,08 | 1,08 |
| 2000 | 0,499 | 13,026 | – | 0,003 | 0,499 | 13,029 | 0,201 | 1,822 | – | 402 | 366,0 | ШГН | 1,36 | 1,36 |
| 2001 | 0,487 | 13,513 | – | 0,003 | 0,487 | 13,516 | 0,227 | 2,049 | – | 466 | 359,0 | ШГН | 1,36 | 1,36 |
| 2002 | 0,519 | 14,032 | 0,003 | 0,006 | 0,522 | 14,038 | 0,235 | 2,284 | 0,6 | 452 | 365,0 | ШГН | 1,42 | 1,43 |
| 2003 | 0,397 | 14,429 | 0,008 | 0,014 | 0,405 | 14,443 | 0,137 | 2,421 | 2,0 | 345 | 316,0 | ШГН | 1,26 | 1,28 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Кінець таблиці 3.6 | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2004 | 0,142 | 14,571 | 0,008 | 0,022 | 0,150 | 14,593 | 0,051 | 2,472 | 5,3 | 360 | 238,5 | ШГН | 0,60 | 0,63 |
| 2005 | 0,161 | 14,732 | 0,008 | 0,030 | 0,169 | 14,762 | 0,060 | 2,531 | 4,7 | 371 | 361,0 | ШГН | 0,45 | 0,47 |
| 2006 | 0,116 | 14,848 | 0,007 | 0,037 | 0,123 | 14,885 | 0,030 | 2,561 | 5,7 | 256 | 365,0 | ШГН | 0,32 | 0,34 |
| 2007 | 0,078 | 14,926 | 0,008 | 0,045 | 0,086 | 14,971 | 0,017 | 2,578 | 9,2 | 215 | 363,0 | ШГН | 0,21 | 0,24 |
| 2008 | 0,112 | 15,038 | 0,017 | 0,062 | 0,129 | 15,100 | 0,024 | 2,601 | 13,5 | 210 | 357,5 | ШГН | 0,31 | 0,36 |
| 2009 | 0,122 | 15,160 | 0,011 | 0,074 | 0,133 | 15,233 | 0,028 | 2,629 | 8,4 | 230 | 334,0 | ШГН | 0,37 | 0,40 |
| 2010 | 0,153 | 15,312 | 0,032 | 0,106 | 0,185 | 15,418 | 0,039 | 2,669 | 17,5 | 259 | 250,0 | ШГН | 0,61 | 0,74 |
| 2011 | 0,363 | 15,675 | 0,040 | 0,146 | 0,403 | 15,821 | 0,101 | 2,770 | 9,9 | 278 | 320,6 | ШГН | 1,13 | 1,26 |
| 2012 | 0,412 | 16,088 | 0,059 | 0,205 | 0,471 | 16,292 | 0,119 | 2,889 | 12,4 | 289 | 327,6 | ШГН | 1,26 | 1,44 |
| 2013 | 0,370 | 16,458 | 0,041 | 0,245 | 0,411 | 16,703 | 0,108 | 2,997 | 9,9 | 291 | 266,8 | ШГН | 1,39 | 1,54 |
| 2014 | 0,455 | 16,913 | 0,038 | 0,284 | 0,493 | 17,197 | 0,145 | 3,142 | 7,7 | 319 | 324,9 | ШГН | 1,40 | 1,52 |
| 2015 | 0,548 | 17,461 | 0,056 | 0,340 | 0,604 | 17,801 | 0,194 | 3,336 | 9,2 | 354 | 329,8 | ШГН | 1,66 | 1,83 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 3.7** – Динаміка основних показників експлуатації свердловини 8 Рудавецького родовища | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Рік | Видобуток нафти, тис. т | | Видобуток води, тис. т | | Видобуток рідини, тис. т | | Видобуток газу, млн м3 | | Обвод-неність, % | Газо-вий, фактор, м3/т | Свер-дло-вино-дні | Спосіб експ-луатації | Дебіт, т/д | |
| річний | накопи-чений | річний | накопи-чений | річний | накопи-чений | річний | накопи-чений | нафти | рідини |
| 1995 | 0,391 | 0,391 | – | – | 0,391 | 0,391 | 0,189 | 0,189 | – | 483 | 230,0 | фон | 1,70 | 1,70 |
| 1996 | 0,638 | 1,029 | – | – | 0,638 | 1,029 | 0,288 | 0,477 | – | 451 | 348,8 | ШГН | 1,83 | 1,83 |
| 1997 | 0,706 | 1,735 | – | – | 0,706 | 1,735 | 0,289 | 0,766 | – | 410 | 362,5 | ШГН | 1,95 | 1,95 |
| 1998 | 0,833 | 2,568 | 0,004 | 0,004 | 0,837 | 2,572 | 0,199 | 0,965 | 0,5 | 239 | 361,0 | ШГН | 2,31 | 2,32 |
| 1999 | 0,733 | 3,301 | 0,005 | 0,009 | 0,738 | 3,310 | 0,195 | 1,160 | 0,7 | 266 | 323,4 | ШГН | 2,27 | 2,28 |
| 2000 | 0,689 | 3,990 | 0,003 | 0,012 | 0,692 | 4,002 | 0,257 | 1,417 | 0,4 | 373 | 359,8 | ШГН | 1,91 | 1,92 |
| 2001 | 0,491 | 4,481 | 0,002 | 0,014 | 0,493 | 4,495 | 0,229 | 1,646 | 0,4 | 466 | 260,0 | ШГН | 1,89 | 1,90 |
| 2002 | 0,587 | 5,068 | 0,003 | 0,017 | 0,590 | 5,085 | 0,259 | 1,906 | 0,5 | 442 | 337,8 | ШГН | 1,74 | 1,75 |
| 2003 | 0,679 | 5,747 | 0,012 | 0,029 | 0,691 | 5,776 | 0,237 | 2,143 | 1,7 | 349 | 358,0 | ШГН | 1,90 | 1,93 |
| 2004 | 0,724 | 6,471 | 0,012 | 0,041 | 0,736 | 6,512 | 0,255 | 2,398 | 1,6 | 352 | 350,3 | ШГН | 2,07 | 2,10 |
| 2005 | 0,795 | 7,266 | 0,018 | 0,059 | 0,813 | 7,325 | 0,287 | 2,684 | 2,2 | 361 | 336,0 | ШГН | 2,37 | 2,42 |
| 2006 | 0,784 | 8,050 | 0,019 | 0,078 | 0,803 | 8,128 | 0,206 | 2,891 | 2,4 | 263 | 357,0 | ШГН | 2,20 | 2,25 |
| 2007 | 0,462 | 8,512 | 0,030 | 0,108 | 0,491 | 8,619 | 0,099 | 2,989 | 6,1 | 214 | 354,5 | ШГН | 1,30 | 1,39 |
| 2008 | 0,341 | 8,852 | 0,042 | 0,149 | 0,382 | 9,002 | 0,075 | 3,065 | 10,9 | 221 | 354,4 | ШГН | 0,96 | 1,08 |
| 2009 | 0,408 | 9,261 | 0,037 | 0,187 | 0,446 | 9,448 | 0,093 | 3,158 | 8,4 | 229 | 316,5 | ШГН | 1,29 | 1,41 |
| 2010 | 0,323 | 9,584 | 0,042 | 0,229 | 0,365 | 9,812 | 0,084 | 3,242 | 11,5 | 259 | 278,5 | ШГН | 1,16 | 1,31 |
| 2011 | 0,352 | 9,936 | 0,040 | 0,269 | 0,393 | 10,205 | 0,098 | 3,340 | 10,3 | 279 | 344,6 | ШГН | 1,02 | 1,14 |
| 2012 | 0,330 | 10,265 | 0,046 | 0,315 | 0,375 | 10,580 | 0,097 | 3,437 | 12,2 | 293 | 311,1 | ШГН | 1,06 | 1,21 |
| 2013 | 0,386 | 10,652 | 0,045 | 0,359 | 0,431 | 11,011 | 0,120 | 3,556 | 10,3 | 310 | 299,5 | ШГН | 1,29 | 1,44 |
| 2014 | 0,508 | 11,160 | 0,043 | 0,402 | 0,551 | 11,562 | 0,164 | 3,720 | 7,8 | 322 | 305,5 | ШГН | 1,66 | 1,80 |
| 2015 | 0,386 | 11,545 | 0,038 | 0,440 | 0,423 | 11,985 | 0,125 | 3,845 | 8,9 | 324 | 286,6 | ШГН | 1,35 | 1,48 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 3.8** – Динаміка основних показників експлуатації свердловини 9 Рудавецького родовища | | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Рік | Видобуток нафти, тис. т | | Видобуток води, тис. т | | Видобуток рідини, тис. т | | | Видобуток газу, млн м3 | | Обвод-неність, % | Газо-вий, фактор, м3/т | Свер-дло-вино-дні | Спосіб експ-луатації | Дебіт, т/д | |
| річний | накопи-чений | річний | накопи-чений | річний | | накопи-чений | річний | накопи-чений | нафти | рідини |
| 1996 | 0,190 | 0,190 | – | – | 0,190 | | 0,190 | 0,079 | 0,079 | – | 416 | 320,0 | фон | 0,59 | 0,59 |
| 1997 | 0,294 | 0,484 | – | – | 0,294 | | 0,484 | 0,097 | 0,176 | – | 328 | 337,3 | фон | 0,87 | 0,87 |
| 1998 | 0,376 | 0,860 | – | – | 0,376 | | 0,860 | 0,111 | 0,287 | – | 296 | 358,0 | ШГН | 1,05 | 1,05 |
| 1999 | 0,414 | 1,274 | 0,002 | 0,002 | 0,416 | | 1,276 | 0,130 | 0,417 | 0,5 | 313 | 328,8 | ШГН | 1,26 | 1,27 |
| 2000 | 0,433 | 1,707 | – | 0,002 | 0,433 | | 1,709 | 0,175 | 0,591 | 0,0 | 403 | 345,0 | ШГН | 1,26 | 1,26 |
| 2001 | 0,572 | 2,279 | 0,002 | 0,004 | 0,574 | | 2,283 | 0,258 | 0,849 | 0,3 | 452 | 324,0 | ШГН | 1,77 | 1,77 |
| 2002 | 0,624 | 2,903 | 0,001 | 0,005 | 0,625 | | 2,908 | 0,273 | 1,122 | 0,2 | 438 | 329,6 | ШГН | 1,89 | 1,90 |
| 2003 | 0,599 | 3,502 | 0,006 | 0,011 | 0,605 | | 3,513 | 0,212 | 1,335 | 1,0 | 354 | 325,0 | ШГН | 1,84 | 1,86 |
| 2004 | 0,706 | 4,208 | 0,017 | 0,028 | 0,723 | | 4,236 | 0,254 | 1,589 | 2,4 | 360 | 363,5 | ШГН | 1,94 | 1,99 |
| 2005 | 0,537 | 4,745 | 0,018 | 0,046 | 0,555 | | 4,791 | 0,200 | 1,788 | 3,2 | 372 | 357,0 | ШГН | 1,50 | 1,55 |
| 2006 | 0,360 | 5,105 | 0,012 | 0,058 | 0,372 | | 5,163 | 0,091 | 1,880 | 3,2 | 254 | 356,5 | ШГН | 1,01 | 1,04 |
| 2007 | 0,222 | 5,327 | 0,027 | 0,085 | 0,249 | | 5,412 | 0,047 | 1,926 | 10,9 | 210 | 309,1 | ЕДН | 0,72 | 0,81 |
| 2008 | 0,286 | 5,613 | 0,035 | 0,120 | 0,321 | | 5,733 | 0,060 | 1,986 | 10,9 | 210 | 338,5 | ЕДН | 0,84 | 0,95 |
| 2009 | 0,280 | 5,893 | 0,022 | 0,142 | 0,302 | | 6,035 | 0,062 | 2,048 | 7,2 | 220 | 326,0 | ЕДН | 0,86 | 0,93 |
| 2010 | 0,205 | 6,098 | 0,028 | 0,170 | 0,232 | | 6,268 | 0,052 | 2,100 | 11,9 | 254 | 238,8 | ЕДН | 0,86 | 0,97 |
| 2011 | 0,236 | 6,334 | 0,029 | 0,199 | 0,265 | | 6,532 | 0,065 | 2,165 | 10,8 | 276 | 298,6 | ЕДН | 0,79 | 0,89 |
| 2012 | 0,289 | 6,623 | 0,041 | 0,239 | 0,330 | | 6,862 | 0,084 | 2,250 | 12,4 | 292 | 296,0 | ЕДН | 0,98 | 1,11 |
| 2013 | 0,336 | 6,958 | 0,040 | 0,279 | 0,375 | | 7,238 | 0,101 | 2,350 | 10,6 | 300 | 331,0 | ЕДН | 1,01 | 1,13 |
| 2014 | 0,246 | 7,204 | 0,021 | 0,300 | 0,267 | | 7,505 | 0,074 | 2,425 | 7,9 | 302 | 346,7 | ЕДН | 0,71 | 0,77 |
| 2015 | 0,270 | 7,474 | 0,027 | 0,328 | 0,298 | | 7,802 | 0,085 | 2,509 | 9,2 | 313 | 347,8 | ЕДН | 0,78 | 0,86 |

**Свердловина 10** введена в експлуатацію у жовтні 1996 р. фонтанним способом з початковим дебітом нафти на рівні 2,14 т/д (фільтр в інтервалі 1046 – 1127 м), який в подальшому зменшився до 1,5 т/д у 1998 р. З переводом свердловини на ШГН вдалось збільшити та стабілізувати дебіт нафти в 1999 – 2006 рр. на рівні 2,01 – 2,35 т/д. З переводом свердловини на ЕДН у 2006 р. дебіт нафти зменшився та становить 0,64 т/д станом на 01.01.2016 р.

Вода в продукції свердловини до 2002 р. практично не фіксувалась, з 2002 по 2006 рр. спостерігається незначне обводнення продукції від 1,6 % до 3,7 %, а з 2007 р. – середнє значення становило 9,5 %. Максимальне значення обводнення досягло в 2012 р. – 12,4 %. Станом на 01.01.2016 р. обводнення продукції свердловини знаходиться на рівні 8,0 %.

Всього з початку експлуатації станом на 01.01.2016 р. свердловиною 10 відібрано 9,211 тис. т нафти, 9,601 тис. т рідини та 3,179 млн м3 розчиненого газу. Динаміка основних показників експлуатації свердловини 10 наведена у таблиці 3.9.

Розробка родовища протягом 1980 – 1994 рр. здійснювалась невисокими темпами однією свердловиною 3, річні відбори нафти в початковий період знаходились в межах від 0,36 до 0,92 тис. т, та у 1987 – 1994 рр. знизились до 0,54 – 0,64 тис. т. У 1995 – 1996 рр. введено у експлуатацію свердловини 8, 9, 10 чим вдалось істотно збільшити річні відбори нафти до 2,17 тис. т у 1997 р. та в подальшому стабілізувати на рівні 2,11 – 2,46 тис. т аж до 2004 р. В подальшому спостерігається зниження видобутку до 0,926 тис. т у 2010 р. У 2010 – 2014 рр. на свердловинах родовища проведено геолого-технічні заходи з інтенсифікації припливу (свердловини 3 та 8), що призвело до поступового збільшення видобутку нафти до 1,478 тис. т в 2014 р.

Вода в продукції свердловин до 2003 р. практично не фіксувалась (обводнення менше одного відсотка), з 2003 по 2006 рр. спостерігається незначне зростання обводнення до 3,2 % а з 2007 р. середнє обводнення становило 10 %. Максимальне обводнення продукції відбулось в 2012 р. –12,4 %. Станом на 01.01.2016 р. середнє обводнення продукції свердловин родовища становить 9,1 %.

Газовий фактор протягом всього періоду експлуатації змінювався в межах від 450 до 200 м3/т. В період до 1994 р., коли поклад експлуатувався однією свердловиною – знаходився в межах від 49 до 184 м3/т. З моменту вводу в експлуатацію свердловин 8, 9, 10 до 2006 р. газовий фактор різко зріс та знаходився в межах від 256 до 450 м3/т. В період з 2007 р. спостерігається тенденція до зростання газового фактора від 214 до 322 м3/т.

В цілому з менілітових нафтових покладів Північно-Майданського блоку станом на 01.01.2016 р. відібрано 45,692 тис. т нафти 47,190 тис. т рідини та 12,869 млн м3 розчиненого в нафті газу. Поточний коефіцієнт вилучення нафти 0,062. Динаміка основних показників розробки Рудавецького родовища наведена в таблиці 3.10 та на рисунку 3.2. Карти поточних та накопичених відборів рідини наведено у графічному додатку 7.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 3.9** – Динаміка основних показників експлуатації свердловини 10 Рудавецького родовища | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Рік | Видобуток нафти, тис. т | | Видобуток води, тис. т | | Видобуток рідини, тис. т | | Видобуток газу, млн м3 | | Обвод-неність, % | Газо-вий, фактор, м3/т | Свер-дло-вино-дні | Спосіб експ-луатації | Дебіт, т/д | |
| річний | накопи-чений | річний | накопи-чений | річний | накопи-чений | річний | накопи-чений | нафти | рідини |
| 1996 | 0,197 | 0,197 | – | – | 0,197 | 0,197 | 0,081 | 0,081 | 0,0 | 410 | 92,0 | фон | 2,14 | 2,14 |
| 1997 | 0,526 | 0,723 | – | – | 0,526 | 0,723 | 0,265 | 0,345 | 0,0 | 503 | 365,0 | фон | 1,44 | 1,44 |
| 1998 | 0,550 | 1,273 | – | – | 0,55 | 1,273 | 0,203 | 0,548 | 0,0 | 368 | 357,0 | фон | 1,54 | 1,54 |
| 1999 | 0,612 | 1,885 | 0,002 | 0,002 | 0,614 | 1,887 | 0,184 | 0,732 | 0,3 | 300 | 331,3 | ШГН | 1,85 | 1,85 |
| 2000 | 0,573 | 2,458 | 0,002 | 0,004 | 0,575 | 2,462 | 0,222 | 0,953 | 0,3 | 387 | 302,4 | ШГН | 1,89 | 1,90 |
| 2001 | 0,681 | 3,139 | 0,005 | 0,009 | 0,686 | 3,148 | 0,290 | 1,243 | 0,7 | 425 | 289,5 | ШГН | 2,35 | 2,37 |
| 2002 | 0,734 | 3,873 | 0,012 | 0,021 | 0,746 | 3,894 | 0,342 | 1,585 | 1,6 | 466 | 362,5 | ШГН | 2,02 | 2,06 |
| 2003 | 0,686 | 4,559 | 0,012 | 0,033 | 0,698 | 4,592 | 0,250 | 1,835 | 1,7 | 364 | 341,5 | ШГН | 2,01 | 2,04 |
| 2004 | 0,805 | 5,364 | 0,024 | 0,057 | 0,829 | 5,421 | 0,279 | 2,113 | 2,9 | 346 | 346,3 | ШГН | 2,32 | 2,39 |
| 2005 | 0,548 | 5,912 | 0,02 | 0,077 | 0,568 | 5,989 | 0,210 | 2,323 | 3,5 | 383 | 241,2 | ШГН | 2,27 | 2,35 |
| 2006 | 0,542 | 6,454 | 0,021 | 0,098 | 0,563 | 6,552 | 0,135 | 2,458 | 3,7 | 248 | 261,0 | ЕДН | 2,08 | 2,16 |
| 2007 | 0,493 | 6,947 | 0,056 | 0,154 | 0,550 | 7,102 | 0,107 | 2,564 | 10,2 | 216 | 363,0 | ЕДН | 1,36 | 1,51 |
| 2008 | 0,334 | 7,282 | 0,042 | 0,196 | 0,376 | 7,478 | 0,075 | 2,639 | 11,1 | 223 | 298,2 | ЕДН | 1,12 | 1,26 |
| 2009 | 0,314 | 7,595 | 0,023 | 0,219 | 0,336 | 7,814 | 0,073 | 2,712 | 6,7 | 234 | 343,5 | ЕДН | 0,91 | 0,98 |
| 2010 | 0,246 | 7,841 | 0,023 | 0,242 | 0,269 | 8,083 | 0,062 | 2,775 | 8,7 | 254 | 285,5 | ЕДН | 0,86 | 0,94 |
| 2011 | 0,295 | 8,136 | 0,025 | 0,267 | 0,320 | 8,403 | 0,082 | 2,856 | 7,9 | 277 | 335,6 | ЕДН | 0,88 | 0,95 |
| 2012 | 0,311 | 8,446 | 0,044 | 0,311 | 0,354 | 8,757 | 0,091 | 2,947 | 12,4 | 292 | 336,9 | ЕДН | 0,92 | 1,05 |
| 2013 | 0,303 | 8,750 | 0,037 | 0,348 | 0,340 | 9,098 | 0,092 | 3,039 | 10,8 | 302 | 320,3 | ЕДН | 0,95 | 1,06 |
| 2014 | 0,270 | 9,019 | 0,023 | 0,371 | 0,293 | 9,390 | 0,081 | 3,120 | 7,8 | 301 | 355,0 | ЕДН | 0,76 | 0,82 |
| 2015 | 0,192 | 9,211 | 0,019 | 0,390 | 0,211 | 9,601 | 0,059 | 3,179 | 9,1 | 309 | 327,8 | ЕДН | 0,59 | 0,64 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 3.10** – Динаміка основних показників розробки Рудавецького родовища | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Рік | Видобуток нафти, тис. т | | Видобуток води, тис. т | | Видобуток рідини, тис. т | | Видобуток газу, млн м3 | | Обвод-неність, % | Газо-вий, фактор, м3/т | Свер-дло-вино-дні | Кіль-кість сверд-ловин | Дебіт, т/д | |
| річний | накопи-чений | річний | накопи-чений | річний | накопи-чений | річний | накопи-чений | нафти | рідини |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 1980 | 0,357 | 0,357 | – | – | 0,357 | 0,357 | 0,046 | 0,046 | 0,0 | 127,5 | 190,1 | 1 | 1,88 | 1,88 |
| 1981 | 0,701 | 1,058 | – | – | 0,701 | 1,058 | 0,089 | 0,135 | 0,0 | 127,0 | 334,2 | 1 | 2,10 | 2,10 |
| 1982 | 0,923 | 1,981 | – | – | 0,923 | 1,981 | 0,116 | 0,251 | 0,0 | 125,7 | 354,7 | 1 | 2,60 | 2,60 |
| 1983 | 0,886 | 2,867 | – | – | 0,886 | 2,867 | 0,159 | 0,410 | 0,0 | 179,5 | 362,9 | 1 | 2,44 | 2,44 |
| 1984 | 0,700 | 3,567 | – | – | 0,700 | 3,567 | 0,129 | 0,539 | 0,0 | 184,3 | 349,8 | 1 | 2,00 | 2,00 |
| 1985 | 0,732 | 4,299 | – | – | 0,732 | 4,299 | 0,036 | 0,575 | 0,0 | 49,2 | 364,0 | 1 | 2,01 | 2,01 |
| 1986 | 0,736 | 5,035 | – | – | 0,736 | 5,035 | 0,055 | 0,630 | 0,0 | 74,7 | 364,5 | 1 | 2,02 | 2,02 |
| 1987 | 0,536 | 5,571 | – | – | 0,536 | 5,571 | 0,048 | 0,678 | 0,0 | 89,6 | 333,9 | 1 | 1,61 | 1,61 |
| 1988 | 0,571 | 6,142 | – | – | 0,571 | 6,142 | 0,053 | 0,731 | 0,0 | 92,8 | 364,7 | 1 | 1,57 | 1,57 |
| 1989 | 0,615 | 6,757 | – | – | 0,615 | 6,757 | 0,093 | 0,824 | 0,0 | 151,2 | 362,0 | 1 | 1,70 | 1,70 |
| 1990 | 0,641 | 7,398 | – | – | 0,641 | 7,398 | 0,095 | 0,918 | 0,0 | 147,9 | 361,7 | 1 | 1,77 | 1,77 |
| 1991 | 0,617 | 8,015 | – | – | 0,617 | 8,015 | 0,076 | 0,994 | 0,0 | 123,0 | 365,0 | 1 | 1,69 | 1,69 |
| 1992 | 0,628 | 8,643 | – | – | 0,628 | 8,643 | 0,096 | 1,091 | 0,0 | 153,3 | 366,0 | 1 | 1,72 | 1,72 |
| 1993 | 0,583 | 9,226 | 0,002 | 0,002 | 0,585 | 9,228 | 0,040 | 1,131 | 0,3 | 69,1 | 365,0 | 1 | 1,60 | 1,60 |
| 1994 | 0,531 | 9,757 | – | 0,002 | 0,531 | 9,759 | 0,047 | 1,178 | 0,0 | 89,1 | 363,2 | 1 | 1,46 | 1,46 |
| 1995 | 0,975 | 10,732 | – | 0,002 | 0,975 | 10,734 | 0,250 | 1,428 | 0,0 | 256,7 | 595,0 | 3 | 1,64 | 1,64 |
| 1996 | 1,672 | 12,404 | – | 0,002 | 1,672 | 12,406 | 0,504 | 1,933 | 0,0 | 301,5 | 1118,8 | 4 | 1,49 | 1,49 |
| 1997 | 2,167 | 14,571 | – | 0,002 | 2,167 | 14,573 | 0,727 | 2,659 | 0,0 | 335,3 | 1429,8 | 4 | 1,52 | 1,52 |
| 1998 | 2,304 | 16,875 | 0,005 | 0,007 | 2,309 | 16,882 | 0,665 | 3,324 | 0,2 | 288,5 | 1441,0 | 4 | 1,60 | 1,60 |
| 1999 | 2,112 | 18,987 | 0,009 | 0,016 | 2,121 | 19,003 | 0,606 | 3,930 | 0,4 | 287,0 | 1311,3 | 4 | 1,61 | 1,62 |
| 2000 | 2,194 | 21,181 | 0,005 | 0,021 | 2,199 | 21,202 | 0,854 | 4,784 | 0,2 | 389,3 | 1373,2 | 4 | 1,60 | 1,60 |
| 2001 | 2,231 | 23,412 | 0,009 | 0,03 | 2,24 | 23,442 | 1,004 | 5,788 | 0,4 | 449,8 | 1232,5 | 4 | 1,81 | 1,82 |
| 2002 | 2,464 | 25,876 | 0,019 | 0,049 | 2,483 | 25,925 | 1,109 | 6,897 | 0,8 | 450,2 | 1394,9 | 4 | 1,77 | 1,78 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Кінець таблиці 3.10 | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2003 | 2,361 | 28,237 | 0,038 | 0,087 | 2,399 | 28,324 | 0,836 | 7,733 | 1,6 | 354,0 | 1340,5 | 4 | 1,76 | 1,79 |
| 2004 | 2,377 | 30,614 | 0,061 | 0,148 | 2,438 | 30,762 | 0,838 | 8,571 | 2,5 | 352,7 | 1298,6 | 4 | 1,83 | 1,88 |
| 2005 | 2,041 | 32,655 | 0,064 | 0,212 | 2,105 | 32,867 | 0,756 | 9,327 | 3,0 | 370,4 | 1295,2 | 4 | 1,58 | 1,63 |
| 2006 | 1,802 | 34,457 | 0,059 | 0,271 | 1,861 | 34,728 | 0,462 | 9,789 | 3,2 | 256,4 | 1339,5 | 4 | 1,35 | 1,39 |
| 2007 | 1,255 | 35,712 | 0,121 | 0,392 | 1,376 | 36,104 | 0,269 | 10,058 | 8,8 | 214,0 | 1389,6 | 4 | 0,90 | 0,99 |
| 2008 | 1,073 | 36,785 | 0,136 | 0,528 | 1,208 | 37,312 | 0,234 | 10,291 | 11,2 | 217,8 | 1348,6 | 4 | 0,80 | 0,90 |
| 2009 | 1,124 | 37,909 | 0,093 | 0,621 | 1,217 | 38,530 | 0,257 | 10,548 | 7,7 | 228,4 | 1320,0 | 4 | 0,85 | 0,92 |
| 2010 | 0,925 | 38,834 | 0,125 | 0,746 | 1,051 | 39,581 | 0,237 | 10,786 | 11,9 | 256,6 | 1052,8 | 4 | 0,88 | 1,00 |
| 2011 | 1,246 | 40,080 | 0,134 | 0,881 | 1,380 | 40,961 | 0,346 | 11,131 | 9,7 | 277,6 | 1299,4 | 4 | 0,96 | 1,06 |
| 2012 | 1,342 | 41,422 | 0,189 | 1,070 | 1,531 | 42,492 | 0,391 | 11,522 | 12,4 | 291,4 | 1271,6 | 4 | 1,06 | 1,20 |
| 2013 | 1,396 | 42,818 | 0,162 | 1,232 | 1,558 | 44,050 | 0,420 | 11,942 | 10,4 | 300,8 | 1217,6 | 4 | 1,15 | 1,28 |
| 2014 | 1,478 | 44,296 | 0,125 | 1,357 | 1,604 | 45,653 | 0,464 | 12,406 | 7,8 | 314,0 | 1332,1 | 4 | 1,11 | 1,20 |
| 2015 | 1,396 | 45,692 | 0,140 | 1,497 | 1,536 | 47,190 | 0,463 | 12,869 | 9,1 | 331,4 | 1292,0 | 4 | 1,08 | 1,19 |
| 2016 оч. |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |



Рисунок 3.2 – Динаміка основних показників розробки Рудавецького родовища

3.2.2 Аналіз вироблення запасів вуглеводнів із пластів

Промислова розробка покладів вуглеводнів родовища проектується на базі запасів, затверджених ДКЗ України (протокол № 3461 від 24 листопада 2015 року).

Всього по родовищу загальні запаси нафти та розчиненого газу класу 111+121+221 становлять 747 тис. т та 65 млн м3, видобувні запаси класу 111+121 – відповідно 95 тис. т та 42 млн м3.

Розробку продуктивного покладу менілітової підсвіти Слобода-Небилівського блоку завершено. Видобуток ведеться виключно з Північно-Майданського блоку, межах якого на даний час знаходиться спеціальний дозвіл на користування надрами.

Всього по Північно-Майданському блоку родовища загальні запаси нафти та розчиненого газу класу 111+121+221 становлять 736 тис. т та 64 млн м3, видобувні запаси класу 111+121 – відповідно 94 тис. т та 41 млн м3.

В межах спеціального дозволу знаходяться початкові загальні запаси нафти та розчиненого газу класу 111+221, які становлять відповідно – 440 тис. т та 38 млн м3, видобувні запаси класу 111 – відповідно 56 тис. т та 24 млн м3. Оскільки станом на 01.01.2016 р. з родовища в межах спеціального дозволу видобуто 46 тис. т нафти та 13 млн м3 розчиненого газу, залишкові видобувні запаси становлять 10 тис. т нафти та 11 млн м3 розчиненого газу.

За результатами відомостей про видобуток вуглеводнів з Північно-Майданського блоку родовища та виходячи із зміни величин пластових тисків оцінено дреновані по них запаси нафти методом матеріального балансу.

Матеріальний баланс ґрунтується на законі збереження матерії, який для покладів нафти формулюється наступним чином: запаси рідких вуглеводнів у покладах перед розробкою відповідають кількості вилученої продукції плюс запаси, що лишаються у покладах на будь-яку дату розробки. Тобто існує постійний баланс – сума видобутих і залишкових вуглеводнів у покладах на кожному етапі розробки завжди є величиною сталою.

Вихідними даними для оцінки дренованих запасів нафти в умовах режиму розчиненого газу є відомості з видобутку нафти, води та газу, характеристики пластової нафти, а також енергетичного стану покладу.

В момент початку режиму розчиненого газу при *P* = *P*н об’єм газу *G*гр, розчиненого в нафті, якщо його привести до поточного пластового тиску, дорівнює *G*нРРГ·*Г*0·*b*г [8], де *G*нРРГ– початкові геологічні запаси нафти в дегазованому стані на початок режиму розчиненого газу, *Г*0 – початковий газовміст, *b*г –відношення об’єму газу в пластових умовах до об’єму газу в стандартних умовах.

Нехай *Q*нРРГ·– кількість нафти, відібраної за період розробки на режимі розчиненого газу, *Г*с – середній газовий фактор за розглядуваний період розробки *Г*с = *Q*г/*Q*нРРГ. При відборі об’єму газу *Q*нРРГ·*Г*с·*b*г, приведеного до того ж поточного пластового тиску, в пласті залишився об’єм газу, що дорівнює (*G*нРРГ·*Г*0 – *Q*нРРГ·*Г*с)·*b*г. Цей об’єм газу знаходиться в нафті частково в розчиненому стані:

*G*гр = (*G*нРРГ – *Q*нРРГ) ·*Г*·*b*г

і частково в вільному стані:

*G*гс = *G*нРРГ·*b*0 – (*G*нРРГ – *Q*нРРГ) ·*b*н.

На основі матеріального балансу маємо

(*G*нРРГ·*Г*0 – *Q*нРРГ·*Г*с)·*b*г = (*G*нРРГ – *Q*нРРГ) ·*Г*·*b*г + *G*нРРГ·*b*н0 – (*G*нРРГ – *Q*нРРГ) ·*b*н, (3.1)

де *b*н0 – об’ємний коефіцієнт нафти на початок режиму розчиненого газу.

Стосовно Рудавецького родовища величини *G*нРРГі *Q*нРРГ є невідомими, оскільки відсутні дані про заміри пластового тиску в перші роки розробки родовища. Ці величини можна розрахувати як різницю між загальними запасами (чи видобутком) нафти і видобутком, який відбувся за період зниження пластового тиску від початкового значення до тиску насичення:

*G*нРРГ = *G*н – *Q*нпр,

*Q*нРРГ = *Q*н – *Q*нпр.

Видобуток за період пружного режиму знаходимо за формулою пружного запасу:

*Q*нпр = *G*н (*P*пл0 – *P*н) β\*,

де β\* – коефіцієнт стисливості насиченого пласта, β\* = βc + *m*·βр, βc – коефіцієнт стисливості скелета породи, βр – коефіцієнт стисливості рідини, що насичує пласт. Тоді маємо

*G*нРРГ = *G*н – *G*н (*P*пл0 – *P*н) β\*, (3.2)

*Q*нРРГ = *Q*н – *G*н (*P*пл0 – *P*н) β\*. (3.3)

Підставляємо (3.2) і (3.3) в (3.1) і знаходимо початкові запаси нафти

. (3.4)

Визначення початкових запасів нафти за вищеописаним методом зведено в таблицю 3.11.

При цьому враховано, що в початковий період розробки поклад розроблявся на пружному режимі, тобто початкові запаси нафти визначені як сума запасів нафти на обох режимах. Згідно з розрахунками, запаси нафти оцінюються в кількості 690,122 тис. т, що добре корелюється з запасами нафти підрахованими об'ємним методом, які становлять 736 тис. т.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 3.11 –** Оцiнка запасiв нафти методом матеріального балансу менілітових відкладів Північно-Майданського блоку Рудавецького родовища | | | | |
|  |  |  |  |  |
| Промисловi данi на 01.01.2016 р. | | | Позначки | Значення |
| Пластовий тиск початковий, МПа | | | *P*пл0 | 10,28 |
| Тиск насичення, МПа | | | *Рн* | 7,5 |
| Пластовий тиск поточний, МПа | | | *Рt* | 5,63 |
| Початковий газовміст, м3/т | | |  | 86 |
| Початковий газовміст, м3/м3 | | | *Г*0 | 73,1 |
| Середній газовий фактор за розглядуваний період розробки, м3/т | | |  | 282 |
| Середній газовий фактор за розглядуваний період розробки, м3/м3 | | | *Г*с | 239 |
| Поточний газовміст, м3/м3 | | | *Г* | 53 |
| Початкова пластова температура, 0С | | | *Тпл 0* | 31,5 |
| Густина нафти в пластових умовах, кг/м3 | | | ρн*пл* | 720 |
| Густина нафти в поверхневих умовах, кг/м3 | | | ρн | 850 |
| Об'ємний коефіцієнт нафти при тиску насичення | | | *b*н0 | 1,27 |
| Об'ємний коефіцієнт нафти при поточному тиску | | | *b*н | 1,23 |
| Відносна густина нафтового газу початкова | | | *ρг* | 0,839 |
| Сумарна кiлькiсть видобутої нафти, т | | | *Q*н | 45692 |
| Кількість відібраної з пласта нафти при РРГ, т | | | *Q*нРРГ | 45481 |
| Кількість відібраної з пласта нафти при пружному режимі, т | | | *Q*нпр | 211 |
| Пористість покладів, середньозважена по об`єму, ч. од. | | | *m* | 0,090 |
| Коефіцієнт стисливості насиченого пласта | | | *β*\* | 1,10·10-10 |
| Коефіцієнт стисливості скелета породи, Па-1 | | | *β*с | 6,64·10-11 |
| Коефіцієнт стисливості рідини, що насичує пласт | | | *β*р | 4,83·10-10 |
| Об’ємний коефiцiєнт газу | | | *b*г | 0,0155 |
| **Початкові запаси підраховані об’ємним методом, т** | | | *G*н' | 736000 |
| **Початкові геологічні запаси нафти в дегазованому стані, т** | | | *G*н | 690122 |

Оцінені дреновані видобувні запаси покладу становлять 91,099 тис. т, що відповідає коефіцієнту вилучення 0,124. На рисунку 3.3 наведена залежність дебіту нафти від накопиченого видобутку.

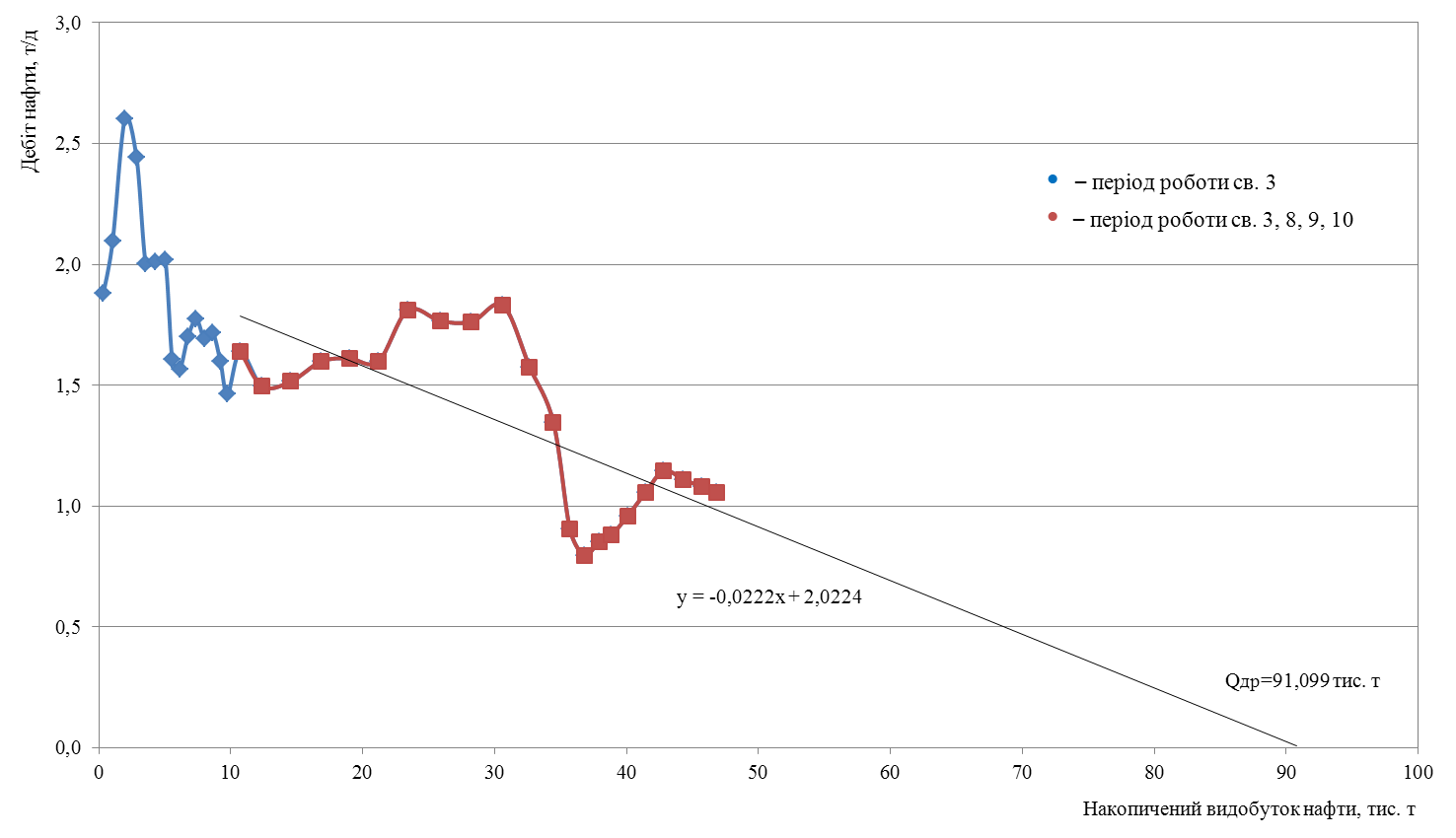


Рисунок 3.3 – Залежність дебіту нафти від накопиченого видобутку нафти

**3.3 Обґрунтування виділення експлуатаційних об’єктів і вибір розрахункових варіантів розробки**

3.3.1 Обґрунтування виділення експлуатаційних об’єктів за геолого-фізичними характеристиками пластів

В межах родовища виділено два продуктивні горизонти, які приурочені до середньоменілітових та нижньосередньоменілітових відкладів, які розділені між собою непроникною товщею порід. Поклади гідродинамічно ізольовані з різними відмітками водонафтових контактів. Контури покладів практично співпадають по площі, зокрема контур ВНК нижньосередньоменілітового повністю лежить в межах НГВП середньоменілітового покладу.

В структурному плані поклади співпадають, товщина перемички між покладами становить від 8 до 20 м. В продуктивному розрізі середньоменілітового покладу виділяється до п’яти нафтонасичених пластів, в нижньосередньоменілітовому – до дев’яти. В загальному товщина нафтоносних пропластків по свердловинах по середньоменілітовому покладу становить від 9,0 до 17,4 м, по нижньосередньоменілітовому – від 10,6 до 18,6 м. Середньозважені по площі значення ефективної нафтонасиченої товщини для середньоменілітового покладу становлять 13,1 м в межах спецдозволу та 8,5 м за його межами; для нижньосередньоменілітового – відповідно 11,9 м та 6,3 м. Середні значення коефіцієнта пористості по свердловинах для середньоменілітового покладу змінюється від 8 % до 10,3 %, для нижньосередньоменілітового – від 7,7 % до 9,4 %. Коефіцієнт нафтонасиченості середньозважений по об'єму по свердловинах для середньоменілітового покладу змінюється від 0,64 до 0,67, для нижньосередньоменілітового – від 0,61 до 0,72.

За характером насичення обидва поклади нафтові, по типу середньоменілітовий – пластовий склепінний, а нижньосередньоменілітовий – склепінний масивний (оскільки загальна продуктивна товща є більшою за висоту покладу і водонафтовий контакт утворює єдине дзеркало, тобто весь поклад є водоплаваючим), обидва – тектонічно-екрановані. Законтурна область значно перевищує за розмірами нафтову, проте є тектонічно екранованою, тому не має помітного впливу на енергетичний стан покладу. Поклади працюють на виснаження на режимі розчиненого газу. Вони близькі як за колекторськими властивостями, так і за фізико-хімічними властивостями пластових флюїдів. Враховуючи ці обставини, а також те, що обидва поклади розроблялися спільною сіткою свердловин від початку розробки, в даній роботі, як і у попередніх, виділено один об’єкт розробки менілітовий, який включає середньоменілітовий і нижньосередньоменілітовий поклади.

Описаний вище нафтовий поклад є єдиним експлуатаційним об’єктом на родовищі. На даний час він розробляється свердловинами 3, 8, 9, 10.

3.3.2 Обґрунтування розрахункових варіантів розробки та їх вихідні характеристики

Для подальшої розробки розглянуто два розрахункові варіанти на природних режимах виснаження.

За базовим варіантом розробка продовжуватиметься діючим фондом свердловин (3, 8, 9, 10); за другим проектується додаткове буріння однієї свердловини 12. Свердловину проектується розмістити в найбільш сприятливих структурних умовах, в зонах підвищених значень ефективних товщин та пористості, свердловину 12 – 250 м на захід від свердловини 8 (графічний додаток 21). Глибина свердловини 1200 м.

Розрахунок дебіту нової свердловини проводився за класичним рівнянням двофазного радіального плоскопаралельного припливу у свердловину ньютонівської рідини за законом Дарсі за умов розкриття пласта фільтром чи перфорацією на всю товщину. Коефіцієнт продуктивності свердловини приймався на базі коефіцієнта продуктивності у свердловині 3 після проведення ГРП з корегуванням на відмінність фільтраційно-ємнісних параметрів колектора, які визначались за результатами інтерпретації геофізичних досліджень в оточуючих свердловинах. Коефіцієнт продуктивності св. 3 після проведення ГРП визначався за даними відновлення історії розробки з врахуванням величини поточного пластового тиску і фазової проникності нафти. Особливою умовою введення нової свердловини є розкриття продуктивних горизонтів на легких розчинах, експлуатація за допомогою фільтра та проведення гідророзриву пласта з подальшою кислотною обробкою привибійної зони пласта. Початковий дебіт нафти свердловини 12 становить 2,3 т/д.

Вихідна геолого-фізична характеристика експлуатаційного об’єкту Рудавецького родовища наведена в таблиці 3.12.

|  |  |
| --- | --- |
| **Таблиця 3.12** – Вихідна геолого-фізична характеристика нафтового покладу в менілітових відкладах Рудавецького родовища | |
| Параметри | Величина |
| Середня глибина залягання, м | 1100 |
| Тип покладу | склепінний масивний (пластовий), тектонічно екранований |
| Тип колектору | поровий |
| Площа нафтоносності, тис. м2 | 953 |
| Середня нафтонасичена товщина, м | 18,4 |
| Коефіцієнт пористості, ч. од. | 0,090 |
| Коефіцієнт нафтонасиченості, ч. од. | 0,68 |
| Початковий пластовий тиск, МПа | 10,28 |
| Тиск насичення нафти газом, МПа | 7,5 |
| Пластова температура, °С | 31,5 |
| Динамічний коефіцієнт в’язкості нафти, мПа·с при пластовому тиску | 1,59 |
| Динамічний коефіцієнт в’язкості нафти, мПа·с при тиску насичення | 1,5 |
| Об’ємний коефіцієнт нафти при пластовому тиску | 1,25 |
| Об’ємний коефіцієнт нафти при тиску насичення | 1,27 |
| Густина нафти, кг/м3 при пластовому тиску | 720 |
| Густина нафти, кг/м3 при тиску насичення | 718 |
| Густина сепарованої нафти, кг/м3 | 850 |
| Початковий газовміст, м3/т | 86 |
| Масова частка сірки в нафті, % | 0,28 |
| Масова частка парафіну в нафті, % | 10,0 |
| Щільність сітки видобувних свердловин, 104 м2 | 23,8 |
| Початкові запаси нафти, загальні, класу 111+121+221, тис. т | 736 |
| Початкові запаси розчиненого газу, загальні, класу 111+121+221, млн м3 | 64 |

## 3.3.3 Обґрунтування прийнятої методики прогнозу технологічних показників розробки

При режимі розчиненого газу запаси пластової енергії залежать лише від кількості газу, розчиненого в одиниці об’єму нафти. В цьому випадку пластова енергія розподіляється по нафтовій площі рівномірно. Для гідродинамічних розрахунків основних показників розробки (дебітів, тисків і коефіцієнта вилучення нафти) необхідно знати залежність між насиченістю *s*к пор нафтою і тиском на непроникному контурі області. Ця залежність описується наступним диференційним рівнянням [9]

, (3.5)

де *ρ*г(*p*) – густина газу при тиску *p*; *s* – насиченість пор нафтою; *S*(*p*) – маса газу в одиниці об’єму розчину при тиску *p*; *β*(*p*) – об’ємний коефіцієнт нафти; *µ*г і *µ*н – абсолютні в’язкості газу і нафти як функції тиску; – відношення фазових проникностей газу і нафти; – відносна проникність для газу; – відносна проникність для нафти.

Значення функцій , та знаходяться з експериментальних залежностей, результатів відтворення історії розробки, а при їх відсутності – з таблиць, складених за роботами К.А.Царевича.

Рівняння (3.5) – нелінійне диференційне першого порядку. Розв’язати його можна одним з числових методів. Найбільш простий полягає в усередненні газового фактора при невеликих інтервалах зміни насиченості, на які розбивається для розрахунку діапазон її зміни.

При розрахунках задаються рядом послідовних значень *р*к і вичисляють значення *s*к, що відповідають їм, за формулою

. (3.6)

Тут *ρ*г0 – густина газу при стандартних умовах.

Остання формула дозволяє за значеннями та на початку інтервалу і знайти . При обчисленнях за середній газовий фактор на інтервалі береться газовий фактор при тиску і насиченості на початку інтервала.

Газовий фактор

. . (3.7)

Для визначення середнього значення в формулу (3.7) замість *p* і *s* підставляють вказані вище значення.

Залежність між і на контурі покладу дозволяє розраховувати дебіти і тиски, а також поточний та кінцевий коефіцієнт вилучення нафти. При цьому середній пластовий тиск і середнє насичення порового простору нафтою приймають такими, що дорівнюють їх значенням на контурі. До моменту, коли середньопластовий тиск *p*c досягає значення *p*к, поточний коефіцієнт вилучення нафти при режимі розчиненого газу

. (3.8)

Для заданих вибійних тисків рівняння дебіту записують у вигляді

, (3.8)

де , (3.9)

, – тиски на контурі та на свердловині.

Основою вихідних даних є первинна попередньо зібрана інформація, яка накопичувались на промислах та НГВУ (дослідження свердловин, замір видобутків пластової продукції і пластових тисків, кількість проведених ремонтів, способи експлуатації та ін.).

Для розрахунку технологічних показників кількість ремонтів, що припадає на одну свердловину прийнято виходячи з статистичних даних проведених ремонтів, коефіцієнт експлуатації свердловин прийнятий на основі середньорічного по свердловинах і складає 0,91.

**3.4 Обґрунтування нормативів капіталовкладень і експлуатаційних витрат, прийнятих для розрахунку економічних показників**

**4 Технологічні і Техніко-економічні показники варіантів розробки**

**4.1 Технологічні показники варіантів розробки**

Технологічні показники розраховувались для єдиного експлуатаційного об’єкту на Рудавецькому родовищі – нафтового покладу Північно-Майданського блоку за розглянутими в підрозділі 3.3.2 варіантами на природних режимах виснаження.

За базовим варіантом розробка триватиме до 2087 р. За проектний період з покладу буде видобуто 46,121 тис. т нафти, 51,244 тис. т рідини та 25,989 млн м3 розчиненого газу. Накопичений видобуток нафти досягне 90,417 тис. т, рідини – 96,897 тис. т та розчиненого газу – 38,395 млн м3. Коефіцієнт вилучення нафти становитиме 0,123, коефіцієнт вилучення розчиненого газу – 0,600. Характеристика основного фонду свердловин та показників розробки з відбору нафти і рідини за базовим варіантом наведена в таблицях 4.1 та 4.2.

За другим варіантом розробка покладу завершиться у 2077 р. За проектний період з покладу буде видобуто 62,011 тис. т нафти, 68,903 тис. т рідини та 30,920 млн м3 розчиненого газу. Накопичений видобуток нафти досягне 106,307 тис. т, рідини – 114,556 тис. т та розчиненого газу – 43,326 млн м3. Коефіцієнт вилучення нафти становитиме 0,144, коефіцієнт вилучення розчиненого газу – 0,677. Характеристика основного фонду свердловин та показників розробки з відбору нафти і рідини за другим варіантом наведена в таблицях 4.3 та 4.4.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 4.1** – Характеристика основного фонду свердловин менілітового покладу Рудавецького родовища. Варіант базовий | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Роки і періоди | Введення свердловин з буріння | | | Фонд свердло-вин з початку роз-робки | Експлу-атаційне буріння з початку розробки, м | Вибуття свердловин | | Фонд видобувних свердловин на кінець року | | Фонд нагніталь-них сверд-ловин на кінець року | Середньорічний дебіт на одну свердловину | | Приймаль-ність однієї нагніталь-ної свердло-вини, м3/д | Примітки |
| всьо-го | видо-був-них | нагні-таль-них | всьо-го | нагні-таль-них | всього | меха-нізо-ваних | нафти, т/д | рідини, т/д |
|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2016 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 1,08 | 1,21 | – | – |
| 2017 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 1,07 | 1,19 | – | – |
| 2018 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 1,05 | 1,17 | – | – |
| 2019 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 1,03 | 1,14 | – | – |
| 2020 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 1,01 | 1,12 | – | – |
| 2021 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,99 | 1,10 | – | – |
| 2022 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,97 | 1,08 | – | – |
| 2023 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,95 | 1,05 | – | – |
| 2024 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,93 | 1,03 | – | – |
| 2025 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,91 | 1,01 | – | – |
| 2026 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,88 | 0,98 | – | – |
| 2027 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,86 | 0,96 | – | – |
| 2028 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,84 | 0,93 | – | – |
| 2029 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,82 | 0,91 | – | – |
| 2030 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,79 | 0,88 | – | – |
| 2031 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,77 | 0,86 | – | – |
| 2032 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,75 | 0,83 | – | – |
| 2033 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,73 | 0,81 | – | – |
| 2034 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,70 | 0,78 | – | – |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продовження таблиці 4.1 | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |  |
|  |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |  |
| 1 | 2 | | 3 | | 4 | | 5 | | 6 | | | 7 | | 8 | | 9 | | 10 | | 11 | | 12 | | 13 | | 14 | 15 |
| 2035 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,68 | | 0,76 | | – | – |
| 2036 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,66 | | 0,73 | | – | – |
| 2037 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,64 | | 0,71 | | – | – |
| 2038 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,62 | | 0,69 | | – | – |
| 2039 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,60 | | 0,66 | | – | – |
| 2040 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,58 | | 0,64 | | – | – |
| 2041 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,56 | | 0,62 | | – | – |
| 2042 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,54 | | 0,60 | | – | – |
| 2043 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,52 | | 0,58 | | – | – |
| 2044 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,50 | | 0,55 | | – | – |
| 2045 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,48 | | 0,53 | | – | – |
| 2046 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,46 | | 0,52 | | – | – |
| 2047 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,45 | | 0,50 | | – | – |
| 2048 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,43 | | 0,48 | | – | – |
| 2049 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,41 | | 0,46 | | – | – |
| 2050 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,40 | | 0,44 | | – | – |
| 2051 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,38 | | 0,43 | | – | – |
| 2052 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,37 | | 0,41 | | – | – |
| 2053 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,36 | | 0,40 | | – | – |
| 2054 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,34 | | 0,38 | | – | – |
| 2055 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,33 | | 0,37 | | – | – |
| 2056 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,32 | | 0,35 | | – | – |
| 2057 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,31 | | 0,34 | | – | – |
| 2058 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,30 | | 0,33 | | – | – |
| 2059 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,29 | | 0,32 | | – | – |
| 2060 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,28 | | 0,31 | | – | – |
| 2061 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,27 | | 0,30 | | – | – |
| 2062 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,26 | | 0,29 | | – | – |
|  |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |  |
| Кінець таблиці 4.1 | | | | | | | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |
|  |  |  | |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |
| 1 | 2 | | 3 | | 4 | | 5 | | 6 | | | 7 | | 8 | | 9 | | 10 | | 11 | | 12 | | 13 | | 14 | 15 |
| 2063 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,25 | | 0,28 | | – | – |
| 2064 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,24 | | 0,27 | | – | – |
| 2065 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,23 | | 0,26 | | – | – |
| 2066 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,23 | | 0,25 | | – | – |
| 2067 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,22 | | 0,25 | | – | – |
| 2068 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,21 | | 0,24 | | – | – |
| 2069 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,21 | | 0,23 | | – | – |
| 2070 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,20 | | 0,23 | | – | – |
| 2071 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,20 | | 0,22 | | – | – |
| 2072 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,19 | | 0,21 | | – | – |
| 2073 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,19 | | 0,21 | | – | – |
| 2074 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,18 | | 0,20 | | – | – |
| 2075 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,18 | | 0,20 | | – | – |
| 2076 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,17 | | 0,19 | | – | – |
| 2077 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,17 | | 0,18 | | – | – |
| 2078 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,16 | | 0,18 | | – | – |
| 2079 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,16 | | 0,17 | | – | – |
| 2080 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,15 | | 0,17 | | – | – |
| 2081 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,14 | | 0,16 | | – | – |
| 2082 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,14 | | 0,15 | | – | – |
| 2083 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,13 | | 0,15 | | – | – |
| 2084 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,12 | | 0,14 | | – | – |
| 2085 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,12 | | 0,13 | | – | – |
| 2086 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,11 | | 0,12 | | – | – |
| 2087 | – | | – | | – | | 4 | | 3452 | | | – | | – | | 4 | | 4 | | – | | 0,10 | | 0,11 | | – | – |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 4.2** – Характеристика основних показників розробки менілітового покладу Рудавецького родовища. Варіант базовий | | | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Роки і періоди | Видобуток нафти, тис. т | | Коефіцієнт нафтовилучення | Річний видобуток рідини, тис. т | | Накопичений видобуток рідини, тис. т | Обводнення продукції, % | Об'єм нагнітання води, тис. м3 | | Компенсація відбору нагнітанням, % | Видобуток розчиненого газу,  млн м3 | | Коефіцієнт газовилучення |
| річний | накопи-чений | всього | механі-зованим способом | річний | накопи-чений | річний | накопи-чений |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 2016 | 1,432 | 47,181 | 0,064 | 1,591 | 1,591 | 48,858 | 10,0 | – | – | – | 0,478 | 13,354 | 0,209 |
| 2017 | 1,409 | 48,590 | 0,066 | 1,566 | 1,566 | 50,424 | 10,0 | – | – | – | 0,486 | 13,840 | 0,216 |
| 2018 | 1,385 | 49,975 | 0,068 | 1,539 | 1,539 | 51,963 | 10,0 | – | – | – | 0,494 | 14,334 | 0,224 |
| 2019 | 1,360 | 51,335 | 0,070 | 1,511 | 1,511 | 53,474 | 10,0 | – | – | – | 0,503 | 14,837 | 0,232 |
| 2020 | 1,334 | 52,669 | 0,072 | 1,482 | 1,482 | 54,956 | 10,0 | – | – | – | 0,506 | 15,343 | 0,240 |
| 2021 | 1,308 | 53,977 | 0,073 | 1,453 | 1,453 | 56,409 | 10,0 | – | – | – | 0,510 | 15,853 | 0,248 |
| 2022 | 1,280 | 55,257 | 0,075 | 1,422 | 1,422 | 57,831 | 10,0 | – | – | – | 0,521 | 16,374 | 0,256 |
| 2023 | 1,252 | 56,509 | 0,077 | 1,391 | 1,391 | 59,222 | 10,0 | – | – | – | 0,533 | 16,907 | 0,264 |
| 2024 | 1,224 | 57,733 | 0,078 | 1,360 | 1,360 | 60,582 | 10,0 | – | – | – | 0,545 | 17,452 | 0,273 |
| 2025 | 1,195 | 58,928 | 0,080 | 1,328 | 1,328 | 61,910 | 10,0 | – | – | – | 0,557 | 18,009 | 0,281 |
| 2026 | 1,166 | 60,094 | 0,082 | 1,296 | 1,296 | 63,206 | 10,0 | – | – | – | 0,567 | 18,576 | 0,290 |
| 2027 | 1,137 | 61,231 | 0,083 | 1,263 | 1,263 | 64,469 | 10,0 | – | – | – | 0,577 | 19,153 | 0,299 |
| 2028 | 1,107 | 62,338 | 0,085 | 1,230 | 1,230 | 65,699 | 10,0 | – | – | – | 0,585 | 19,738 | 0,308 |
| 2029 | 1,077 | 63,415 | 0,086 | 1,197 | 1,197 | 66,896 | 10,0 | – | – | – | 0,592 | 20,330 | 0,318 |
| 2030 | 1,048 | 64,463 | 0,088 | 1,164 | 1,164 | 68,060 | 10,0 | – | – | – | 0,597 | 20,927 | 0,327 |
| 2031 | 1,018 | 65,481 | 0,089 | 1,131 | 1,131 | 69,191 | 10,0 | – | – | – | 0,599 | 21,526 | 0,336 |
| 2032 | 0,988 | 66,469 | 0,090 | 1,098 | 1,098 | 70,289 | 10,0 | – | – | – | 0,600 | 22,126 | 0,346 |
| 2033 | 0,959 | 67,428 | 0,092 | 1,066 | 1,066 | 71,355 | 10,0 | – | – | – | 0,599 | 22,725 | 0,355 |
| 2034 | 0,929 | 68,357 | 0,093 | 1,032 | 1,032 | 72,387 | 10,0 | – | – | – | 0,596 | 23,321 | 0,364 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продовження таблиці 4.2 | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 2035 | 0,900 | 69,257 | 0,094 | 1,000 | 1,000 | 73,387 | 10,0 | – | – | – | 0,586 | 23,907 | 0,374 |
| 2036 | 0,872 | 70,129 | 0,095 | 0,969 | 0,969 | 74,356 | 10,0 | – | – | – | 0,576 | 24,483 | 0,383 |
| 2037 | 0,843 | 70,972 | 0,096 | 0,937 | 0,937 | 75,293 | 10,0 | – | – | – | 0,567 | 25,050 | 0,391 |
| 2038 | 0,816 | 71,788 | 0,098 | 0,907 | 0,907 | 76,200 | 10,0 | – | – | – | 0,558 | 25,608 | 0,400 |
| 2039 | 0,788 | 72,576 | 0,099 | 0,876 | 0,876 | 77,076 | 10,0 | – | – | – | 0,547 | 26,155 | 0,409 |
| 2040 | 0,761 | 73,337 | 0,100 | 0,846 | 0,846 | 77,922 | 10,0 | – | – | – | 0,534 | 26,689 | 0,417 |
| 2041 | 0,735 | 74,072 | 0,101 | 0,817 | 0,817 | 78,739 | 10,0 | – | – | – | 0,521 | 27,210 | 0,425 |
| 2042 | 0,709 | 74,781 | 0,102 | 0,788 | 0,788 | 79,527 | 10,0 | – | – | – | 0,507 | 27,717 | 0,433 |
| 2043 | 0,684 | 75,465 | 0,103 | 0,760 | 0,760 | 80,287 | 10,0 | – | – | – | 0,493 | 28,210 | 0,441 |
| 2044 | 0,659 | 76,124 | 0,103 | 0,732 | 0,732 | 81,019 | 10,0 | – | – | – | 0,477 | 28,687 | 0,448 |
| 2045 | 0,635 | 76,759 | 0,104 | 0,706 | 0,706 | 81,725 | 10,0 | – | – | – | 0,462 | 29,149 | 0,455 |
| 2046 | 0,612 | 77,371 | 0,105 | 0,680 | 0,680 | 82,405 | 10,0 | – | – | – | 0,446 | 29,595 | 0,462 |
| 2047 | 0,589 | 77,960 | 0,106 | 0,654 | 0,654 | 83,059 | 10,0 | – | – | – | 0,430 | 30,025 | 0,469 |
| 2048 | 0,568 | 78,528 | 0,107 | 0,631 | 0,631 | 83,690 | 10,0 | – | – | – | 0,415 | 30,440 | 0,476 |
| 2049 | 0,547 | 79,075 | 0,107 | 0,608 | 0,608 | 84,298 | 10,0 | – | – | – | 0,399 | 30,839 | 0,482 |
| 2050 | 0,526 | 79,601 | 0,108 | 0,584 | 0,584 | 84,882 | 10,0 | – | – | – | 0,383 | 31,222 | 0,488 |
| 2051 | 0,507 | 80,108 | 0,109 | 0,563 | 0,563 | 85,445 | 10,0 | – | – | – | 0,369 | 31,591 | 0,494 |
| 2052 | 0,488 | 80,596 | 0,110 | 0,542 | 0,542 | 85,987 | 10,0 | – | – | – | 0,354 | 31,945 | 0,499 |
| 2053 | 0,470 | 81,066 | 0,110 | 0,522 | 0,522 | 86,509 | 10,0 | – | – | – | 0,339 | 32,284 | 0,504 |
| 2054 | 0,453 | 81,519 | 0,111 | 0,503 | 0,503 | 87,012 | 10,0 | – | – | – | 0,326 | 32,610 | 0,510 |
| 2055 | 0,436 | 81,955 | 0,111 | 0,484 | 0,484 | 87,496 | 10,0 | – | – | – | 0,312 | 32,922 | 0,514 |
| 2056 | 0,420 | 82,375 | 0,112 | 0,467 | 0,467 | 87,963 | 10,0 | – | – | – | 0,299 | 33,221 | 0,519 |
| 2057 | 0,405 | 82,780 | 0,112 | 0,450 | 0,450 | 88,413 | 10,0 | – | – | – | 0,287 | 33,508 | 0,524 |
| 2058 | 0,391 | 83,171 | 0,113 | 0,434 | 0,434 | 88,847 | 10,0 | – | – | – | 0,275 | 33,783 | 0,528 |
| 2059 | 0,377 | 83,548 | 0,114 | 0,419 | 0,419 | 89,266 | 10,0 | – | – | – | 0,263 | 34,046 | 0,532 |
| 2060 | 0,365 | 83,913 | 0,114 | 0,406 | 0,406 | 89,672 | 10,0 | – | – | – | 0,253 | 34,299 | 0,536 |
| 2061 | 0,352 | 84,265 | 0,114 | 0,391 | 0,391 | 90,063 | 10,0 | – | – | – | 0,242 | 34,541 | 0,540 |
| 2062 | 0,341 | 84,606 | 0,115 | 0,379 | 0,379 | 90,442 | 10,0 | – | – | – | 0,233 | 34,774 | 0,543 |
| 2063 | 0,330 | 84,936 | 0,115 | 0,367 | 0,367 | 90,809 | 10,0 | – | – | – | 0,224 | 34,998 | 0,547 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Кінець таблиці 4.2 | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 2064 | 0,320 | 85,256 | 0,116 | 0,356 | 0,356 | 91,165 | 10,0 | – | – | – | 0,215 | 35,213 | 0,550 |
| 2065 | 0,310 | 85,566 | 0,116 | 0,344 | 0,344 | 91,509 | 10,0 | – | – | – | 0,207 | 35,420 | 0,553 |
| 2066 | 0,300 | 85,866 | 0,117 | 0,333 | 0,333 | 91,842 | 10,0 | – | – | – | 0,199 | 35,619 | 0,557 |
| 2067 | 0,292 | 86,158 | 0,117 | 0,324 | 0,324 | 92,166 | 10,0 | – | – | – | 0,192 | 35,811 | 0,560 |
| 2068 | 0,283 | 86,441 | 0,117 | 0,314 | 0,314 | 92,480 | 10,0 | – | – | – | 0,184 | 35,995 | 0,562 |
| 2069 | 0,275 | 86,716 | 0,118 | 0,306 | 0,306 | 92,786 | 10,0 | – | – | – | 0,178 | 36,173 | 0,565 |
| 2070 | 0,268 | 86,984 | 0,118 | 0,298 | 0,298 | 93,084 | 10,0 | – | – | – | 0,172 | 36,345 | 0,568 |
| 2071 | 0,261 | 87,245 | 0,119 | 0,290 | 0,290 | 93,374 | 10,0 | – | – | – | 0,166 | 36,511 | 0,570 |
| 2072 | 0,254 | 87,499 | 0,119 | 0,282 | 0,282 | 93,656 | 10,0 | – | – | – | 0,160 | 36,671 | 0,573 |
| 2073 | 0,247 | 87,746 | 0,119 | 0,274 | 0,274 | 93,930 | 10,0 | – | – | – | 0,154 | 36,825 | 0,575 |
| 2074 | 0,240 | 87,986 | 0,120 | 0,267 | 0,267 | 94,197 | 10,0 | – | – | – | 0,148 | 36,973 | 0,578 |
| 2075 | 0,233 | 88,219 | 0,120 | 0,259 | 0,259 | 94,456 | 10,0 | – | – | – | 0,143 | 37,116 | 0,580 |
| 2076 | 0,227 | 88,446 | 0,120 | 0,252 | 0,252 | 94,708 | 10,0 | – | – | – | 0,138 | 37,254 | 0,582 |
| 2077 | 0,220 | 88,666 | 0,120 | 0,244 | 0,244 | 94,952 | 10,0 | – | – | – | 0,132 | 37,386 | 0,584 |
| 2078 | 0,213 | 88,879 | 0,121 | 0,237 | 0,237 | 95,189 | 10,0 | – | – | – | 0,127 | 37,513 | 0,586 |
| 2079 | 0,206 | 89,085 | 0,121 | 0,229 | 0,229 | 95,418 | 10,0 | – | – | – | 0,122 | 37,635 | 0,588 |
| 2080 | 0,198 | 89,283 | 0,121 | 0,220 | 0,220 | 95,638 | 10,0 | – | – | – | 0,116 | 37,751 | 0,590 |
| 2081 | 0,190 | 89,473 | 0,122 | 0,211 | 0,211 | 95,849 | 10,0 | – | – | – | 0,110 | 37,861 | 0,592 |
| 2082 | 0,182 | 89,655 | 0,122 | 0,202 | 0,202 | 96,051 | 10,0 | – | – | – | 0,105 | 37,966 | 0,593 |
| 2083 | 0,173 | 89,828 | 0,122 | 0,192 | 0,192 | 96,243 | 10,0 | – | – | – | 0,099 | 38,065 | 0,595 |
| 2084 | 0,164 | 89,992 | 0,122 | 0,182 | 0,182 | 96,425 | 10,0 | – | – | – | 0,093 | 38,158 | 0,596 |
| 2085 | 0,153 | 90,145 | 0,122 | 0,170 | 0,170 | 96,595 | 10,0 | – | – | – | 0,086 | 38,244 | 0,598 |
| 2086 | 0,142 | 90,287 | 0,123 | 0,158 | 0,158 | 96,753 | 10,0 | – | – | – | 0,079 | 38,323 | 0,599 |
| 2087 | 0,130 | 90,417 | 0,123 | 0,144 | 0,144 | 96,897 | 10,0 | – | – | – | 0,072 | 38,395 | 0,600 |
| 2015-2087 | 46,121 | – | – | 51,244 | 51,244 | – | – | – | – | – | 25,989 | – | – |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 4.3** – Характеристика основного фонду свердловин менілітового покладу Рудавецького родовища. Варіант другий | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Роки і періоди | Введення свердловин з буріння | | | Фонд свердло-вин з початку роз-робки | Експлу-атаційне буріння з початку розробки, м | Вибуття свердловин | | Фонд видобувних свердловин на кінець року | | Фонд нагніталь-них сверд-ловин на кінець року | Середньорічний дебіт на одну свердловину | | Приймаль-ність однієї нагніталь-ної свердло-вини, м3/д | Примітки |
| всьо-го | видо-був-них | нагні-таль-них | всьо-го | нагні-таль-них | всього | меха-нізо-ваних | нафти, т/д | рідини, т/д |
|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2016 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 1,08 | 1,21 | – | – |
| 2017 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 1,69 | 1,88 | – | – |
| 2018 | 1 | 1 | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,32 | 1,47 | – | св. 12 (ШГН) |
| 2019 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,29 | 1,43 | – | – |
| 2020 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,25 | 1,39 | – | – |
| 2021 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,22 | 1,36 | – | – |
| 2022 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,19 | 1,32 | – | – |
| 2023 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,16 | 1,29 | – | – |
| 2024 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,13 | 1,25 | – | – |
| 2025 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,10 | 1,22 | – | – |
| 2026 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,08 | 1,19 | – | – |
| 2027 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,05 | 1,17 | – | – |
| 2028 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,03 | 1,14 | – | – |
| 2029 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,00 | 1,11 | – | – |
| 2030 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,96 | 1,07 | – | – |
| 2031 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,93 | 1,04 | – | – |
| 2032 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,90 | 1,00 | – | – |
| 2033 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,88 | 0,97 | – | – |
| 2034 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,84 | 0,93 | – | – |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продовження таблиці 4.3 | | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2035 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,81 | 0,90 | – | – |
| 2036 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,78 | 0,87 | – | – |
| 2037 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,76 | 0,84 | – | – |
| 2038 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,73 | 0,81 | – | – |
| 2039 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,71 | 0,79 | – | – |
| 2040 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,69 | 0,76 | – | – |
| 2041 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,66 | 0,74 | – | – |
| 2042 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,64 | 0,71 | – | – |
| 2043 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,62 | 0,69 | – | – |
| 2044 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,59 | 0,66 | – | – |
| 2045 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,57 | 0,64 | – | – |
| 2046 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,55 | 0,61 | – | – |
| 2047 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,53 | 0,59 | – | – |
| 2048 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,50 | 0,56 | – | – |
| 2049 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,48 | 0,53 | – | – |
| 2050 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,46 | 0,51 | – | – |
| 2051 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,44 | 0,49 | – | – |
| 2052 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,41 | 0,46 | – | – |
| 2053 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,39 | 0,44 | – | – |
| 2054 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,37 | 0,41 | – | – |
| 2055 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,35 | 0,39 | – | – |
| 2056 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,33 | 0,36 | – | – |
| 2057 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,31 | 0,34 | – | – |
| 2058 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,29 | 0,32 | – | – |
| 2059 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,27 | 0,30 | – | – |
| 2060 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,26 | 0,28 | – | – |
| 2061 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,24 | 0,27 | – | – |
| 2062 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,23 | 0,25 | – | – |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Кінець таблиці 4.3 | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 2063 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,22 | 0,24 | – | – |
| 2064 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,20 | 0,23 | – | – |
| 2065 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,19 | 0,21 | – | – |
| 2066 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,18 | 0,20 | – | – |
| 2067 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,17 | 0,19 | – | – |
| 2068 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,16 | 0,18 | – | – |
| 2069 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,15 | 0,17 | – | – |
| 2070 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,14 | 0,16 | – | – |
| 2071 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,13 | 0,15 | – | – |
| 2072 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,12 | 0,14 | – | – |
| 2073 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,12 | 0,13 | – | – |
| 2074 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,11 | 0,12 | – | – |
| 2075 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,10 | 0,11 | – | – |
| 2076 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,10 | 0,11 | – | – |
| 2077 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 0,10 | 0,11 | – | – |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 4.4** – Характеристика основних показників розробки менілітового покладу Рудавецького родовища. Варіант другий | | | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Роки і періоди | Видобуток нафти, тис. т | | Коефіцієнт нафтовилучення | Річний видобуток рідини, тис. т | | Накопичений видобуток рідини, тис. т | Обводнення продукції, % | Об'єм нагнітання води, тис. м3 | | Компенсація відбору нагнітанням, % | Видобуток розчиненого газу,  млн м3 | | Коефіцієнт газовилучення |
| річний | накопи-чений | всього | механі-зованим способом | річний | накопи-чений | річний | накопи-чений |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 2016 | 1,432 | 47,181 | 0,064 | 1,591 | 1,591 | 48,858 | 10,0 | – | – | – | 0,478 | 13,354 | 0,209 |
| 2017 | 2,234 | 49,415 | 0,067 | 2,482 | 2,482 | 51,340 | 10,0 | – | – | – | 0,786 | 14,140 | 0,221 |
| 2018 | 2,178 | 51,593 | 0,070 | 2,420 | 2,420 | 53,760 | 10,0 | – | – | – | 0,811 | 14,951 | 0,234 |
| 2019 | 2,123 | 53,716 | 0,073 | 2,359 | 2,359 | 56,119 | 10,0 | – | – | – | 0,842 | 15,793 | 0,247 |
| 2020 | 2,069 | 55,785 | 0,076 | 2,299 | 2,299 | 58,418 | 10,0 | – | – | – | 0,879 | 16,672 | 0,261 |
| 2021 | 2,016 | 57,801 | 0,079 | 2,240 | 2,240 | 60,658 | 10,0 | – | – | – | 0,900 | 17,572 | 0,275 |
| 2022 | 1,966 | 59,767 | 0,081 | 2,184 | 2,184 | 62,842 | 10,0 | – | – | – | 0,945 | 18,517 | 0,289 |
| 2023 | 1,919 | 61,686 | 0,084 | 2,132 | 2,132 | 64,974 | 10,0 | – | – | – | 0,991 | 19,508 | 0,305 |
| 2024 | 1,861 | 63,547 | 0,086 | 2,068 | 2,068 | 67,042 | 10,0 | – | – | – | 1,027 | 20,535 | 0,321 |
| 2025 | 1,816 | 65,363 | 0,089 | 2,018 | 2,018 | 69,060 | 10,0 | – | – | – | 1,065 | 21,600 | 0,338 |
| 2026 | 1,774 | 67,137 | 0,091 | 1,971 | 1,971 | 71,031 | 10,0 | – | – | – | 1,099 | 22,699 | 0,355 |
| 2027 | 1,733 | 68,870 | 0,094 | 1,926 | 1,926 | 72,957 | 10,0 | – | – | – | 1,126 | 23,825 | 0,372 |
| 2028 | 1,693 | 70,563 | 0,096 | 1,881 | 1,881 | 74,838 | 10,0 | – | – | – | 1,146 | 24,971 | 0,390 |
| 2029 | 1,645 | 72,208 | 0,098 | 1,828 | 1,828 | 76,666 | 10,0 | – | – | – | 1,150 | 26,121 | 0,408 |
| 2030 | 1,590 | 73,798 | 0,100 | 1,767 | 1,767 | 78,433 | 10,0 | – | – | – | 1,140 | 27,261 | 0,426 |
| 2031 | 1,540 | 75,338 | 0,102 | 1,711 | 1,711 | 80,144 | 10,0 | – | – | – | 1,124 | 28,385 | 0,444 |
| 2032 | 1,490 | 76,828 | 0,104 | 1,656 | 1,656 | 81,800 | 10,0 | – | – | – | 1,099 | 29,484 | 0,461 |
| 2033 | 1,444 | 78,272 | 0,106 | 1,604 | 1,604 | 83,404 | 10,0 | – | – | – | 1,069 | 30,553 | 0,477 |
| 2034 | 1,384 | 79,656 | 0,108 | 1,538 | 1,538 | 84,942 | 10,0 | – | – | – | 1,023 | 31,576 | 0,493 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продовження таблиці 4.4 | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 2035 | 1,337 | 80,993 | 0,110 | 1,486 | 1,486 | 86,428 | 10,0 | – | – | – | 0,973 | 32,549 | 0,509 |
| 2036 | 1,292 | 82,285 | 0,112 | 1,436 | 1,436 | 87,864 | 10,0 | – | – | – | 0,921 | 33,470 | 0,523 |
| 2037 | 1,248 | 83,533 | 0,113 | 1,387 | 1,387 | 89,251 | 10,0 | – | – | – | 0,872 | 34,342 | 0,537 |
| 2038 | 1,208 | 84,741 | 0,115 | 1,342 | 1,342 | 90,593 | 10,0 | – | – | – | 0,824 | 35,166 | 0,549 |
| 2039 | 1,169 | 85,910 | 0,117 | 1,299 | 1,299 | 91,892 | 10,0 | – | – | – | 0,774 | 35,940 | 0,562 |
| 2040 | 1,132 | 87,042 | 0,118 | 1,258 | 1,258 | 93,150 | 10,0 | – | – | – | 0,724 | 36,664 | 0,573 |
| 2041 | 1,097 | 88,139 | 0,120 | 1,219 | 1,219 | 94,369 | 10,0 | – | – | – | 0,674 | 37,338 | 0,583 |
| 2042 | 1,051 | 89,190 | 0,121 | 1,168 | 1,168 | 95,537 | 10,0 | – | – | – | 0,619 | 37,957 | 0,593 |
| 2043 | 1,019 | 90,209 | 0,123 | 1,132 | 1,132 | 96,669 | 10,0 | – | – | – | 0,572 | 38,529 | 0,602 |
| 2044 | 0,981 | 91,190 | 0,124 | 1,090 | 1,090 | 97,759 | 10,0 | – | – | – | 0,523 | 39,052 | 0,610 |
| 2045 | 0,944 | 92,134 | 0,125 | 1,049 | 1,049 | 98,808 | 10,0 | – | – | – | 0,477 | 39,529 | 0,618 |
| 2046 | 0,909 | 93,043 | 0,126 | 1,010 | 1,010 | 99,818 | 10,0 | – | – | – | 0,433 | 39,962 | 0,624 |
| 2047 | 0,875 | 93,918 | 0,128 | 0,972 | 0,972 | 100,790 | 10,0 | – | – | – | 0,392 | 40,354 | 0,631 |
| 2048 | 0,826 | 94,744 | 0,129 | 0,918 | 0,918 | 101,708 | 10,0 | – | – | – | 0,347 | 40,701 | 0,636 |
| 2049 | 0,790 | 95,534 | 0,130 | 0,878 | 0,878 | 102,586 | 10,0 | – | – | – | 0,311 | 41,012 | 0,641 |
| 2050 | 0,754 | 96,288 | 0,131 | 0,838 | 0,838 | 103,424 | 10,0 | – | – | – | 0,277 | 41,289 | 0,645 |
| 2051 | 0,722 | 97,010 | 0,132 | 0,802 | 0,802 | 104,226 | 10,0 | – | – | – | 0,248 | 41,537 | 0,649 |
| 2052 | 0,684 | 97,694 | 0,133 | 0,760 | 0,760 | 104,986 | 10,0 | – | – | – | 0,219 | 41,756 | 0,652 |
| 2053 | 0,649 | 98,343 | 0,134 | 0,721 | 0,721 | 105,707 | 10,0 | – | – | – | 0,193 | 41,949 | 0,655 |
| 2054 | 0,608 | 98,951 | 0,134 | 0,676 | 0,676 | 106,383 | 10,0 | – | – | – | 0,168 | 42,117 | 0,658 |
| 2055 | 0,573 | 99,524 | 0,135 | 0,637 | 0,637 | 107,020 | 10,0 | – | – | – | 0,148 | 42,265 | 0,660 |
| 2056 | 0,540 | 100,064 | 0,136 | 0,600 | 0,600 | 107,620 | 10,0 | – | – | – | 0,130 | 42,395 | 0,662 |
| 2057 | 0,509 | 100,573 | 0,137 | 0,566 | 0,566 | 108,186 | 10,0 | – | – | – | 0,114 | 42,509 | 0,664 |
| 2058 | 0,480 | 101,053 | 0,137 | 0,533 | 0,533 | 108,719 | 10,0 | – | – | – | 0,100 | 42,609 | 0,666 |
| 2059 | 0,453 | 101,506 | 0,138 | 0,503 | 0,503 | 109,222 | 10,0 | – | – | – | 0,089 | 42,698 | 0,667 |
| 2060 | 0,421 | 101,927 | 0,138 | 0,468 | 0,468 | 109,690 | 10,0 | – | – | – | 0,077 | 42,775 | 0,668 |
| 2061 | 0,398 | 102,325 | 0,139 | 0,442 | 0,442 | 110,132 | 10,0 | – | – | – | 0,068 | 42,843 | 0,669 |
| 2062 | 0,376 | 102,701 | 0,140 | 0,418 | 0,418 | 110,550 | 10,0 | – | – | – | 0,061 | 42,904 | 0,670 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Кінець таблиці 4.4 | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 2063 | 0,356 | 103,057 | 0,140 | 0,396 | 0,396 | 110,946 | 10,0 | – | – | – | 0,054 | 42,958 | 0,671 |
| 2064 | 0,336 | 103,393 | 0,140 | 0,373 | 0,373 | 111,319 | 10,0 | – | – | – | 0,048 | 43,006 | 0,672 |
| 2065 | 0,318 | 103,711 | 0,141 | 0,353 | 0,353 | 111,672 | 10,0 | – | – | – | 0,043 | 43,049 | 0,673 |
| 2066 | 0,296 | 104,007 | 0,141 | 0,329 | 0,329 | 112,001 | 10,0 | – | – | – | 0,038 | 43,087 | 0,673 |
| 2067 | 0,280 | 104,287 | 0,142 | 0,311 | 0,311 | 112,312 | 10,0 | – | – | – | 0,034 | 43,121 | 0,674 |
| 2068 | 0,265 | 104,552 | 0,142 | 0,294 | 0,294 | 112,606 | 10,0 | – | – | – | 0,031 | 43,152 | 0,674 |
| 2069 | 0,246 | 104,798 | 0,142 | 0,273 | 0,273 | 112,879 | 10,0 | – | – | – | 0,028 | 43,180 | 0,675 |
| 2070 | 0,234 | 105,032 | 0,143 | 0,260 | 0,260 | 113,139 | 10,0 | – | – | – | 0,025 | 43,205 | 0,675 |
| 2071 | 0,217 | 105,249 | 0,143 | 0,241 | 0,241 | 113,380 | 10,0 | – | – | – | 0,022 | 43,227 | 0,675 |
| 2072 | 0,206 | 105,455 | 0,143 | 0,229 | 0,229 | 113,609 | 10,0 | – | – | – | 0,021 | 43,248 | 0,676 |
| 2073 | 0,191 | 105,646 | 0,144 | 0,212 | 0,212 | 113,821 | 10,0 | – | – | – | 0,018 | 43,266 | 0,676 |
| 2074 | 0,177 | 105,823 | 0,144 | 0,197 | 0,197 | 114,018 | 10,0 | – | – | – | 0,017 | 43,283 | 0,676 |
| 2075 | 0,168 | 105,991 | 0,144 | 0,187 | 0,187 | 114,205 | 10,0 | – | – | – | 0,015 | 43,298 | 0,677 |
| 2076 | 0,159 | 106,150 | 0,144 | 0,177 | 0,177 | 114,382 | 10,0 | – | – | – | 0,014 | 43,312 | 0,677 |
| 2077 | 0,157 | 106,307 | 0,144 | 0,174 | 0,174 | 114,556 | 10,0 | – | – | – | 0,014 | 43,326 | 0,677 |
| 2015-2077 | 62,011 | – | – | 68,903 | 68,903 | – | – | – | – | – | 30,920 | – | – |

**4.2 Економічні показники варіантів розробки**

**5 Техніко-економічний аналіз варіантів розробки, обґрунтування вибору рекомендованого до затвердження варіанту**

Ефективність розробки родовища оцінюється за техніко-економічними показниками, які розраховуються виходячи з передбачених на проектний період обсягів видобутої нафти, газу і конденсату та необхідних для цього капітальних та експлуатаційних витрат.

Для геолого-економічної оцінки подаються нафтові поклади в менілітових відкладах Північно-Майданського блоку з початковими загальними запасами нафти та розчиненого газу класу 111+121+221 в кількості відповідно 736 тис. т та 64 млн м3.

Для даного об’єкту розраховані технологічні та техніко-економічні показники промислової розробки на режимах виснаження і обчислені коефіцієнти вилучення вуглеводнів за двома варіантами.

Накопичений видобуток вуглеводнів, який відповідає межі рентабельності розробки Рудавецького родовища, прийнятий за величину видобувних запасів. Відповідно до цих величин визначено кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

Оптимальним за техніко-економічними розрахунками є другий варіант. Розробка покладу є доцільною до 2047 року. Видобуток нафти за рентабельний період становить 49,622 тис. т нафти і 27,948 млн м3 газу. Величини грошового та дисконтованого грошового потоку досягають відповідно 92,68 млн грн і 13,58 млн грн. Індекс прибутковості проекту – 4,9. Окупність капітальних вкладень – 5,4 року. Надходження до бюджету в результаті реалізації умов другого варіанту становитимуть 400,45 млн грн.

Накопичений видобуток на кінець рентабельного періоду становитиме 93,918 тис. т нафти, 100,790 тис. т рідини та 40,354 млн м³ нафтового газу, коефіцієнти вилучення відповідатимуть – 0,128 та 0,631.

Економічно обґрунтовані величини кінцевих коефіцієнти вилучення вуглеводнів наведено в таблиці 5.1.

**Таблиця 5.1 –** Економічно обґрунтовані величини кінцевого коефіцієнту вилучення вуглеводнів Рудавецького родовища

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Об'єкт розробки | Клас запасів | Досягнутий коефіцієнт вилучення, ч. од. | | Примітка |
| нафти | розчиненого газу |
| Нафтовий поклад менілітових відкладів | 111+121+221 | 0,128 | 0,631 | за економ. розрах. |

**6 Техніка і технологія видобутку нафти і газу**

**6.1 Існуючий стан надземного і підземного обладнання видобувних свердловин та проектні рішення щодо їх облаштування**

**6.2 Опис існуючої системи збору продукції та системи збору запроектованих свердловин**

**7 Вимоги до конструкції свердловин, проведення бурових робіт та методів розкриття пластів і освоєння свердловин**

**7.1 Загальна техніко-економічна характеристика району робіт та вибір бурового обладнання**

**7.2 Підготовчі роботи**

**7.3 Геологічні умови**

**7.4 Геолого-технічне обґрунтування конструкції свердловини**

**7.5 Технологія буріння**

**7.6 Бурові розчини та розкриття продуктивних пластів і освоєння свердловин**

**7.7 Вибір бурового обладнання**

**8. ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ ПЛАНУ ВИДОБУТКУ НАФТИ, ГАЗУ І ОБ’ЄМІВ БУРОВИХ РОБІТ**

# 9 Контроль за розробкою пластів, станом і експлуатацією свердловин та їх обладнання

Проектування розробки родовищ нафти і газу, здійснення контролю за розробкою пластів, станом і експлуатацією свердловин та обладнання неможливе без наявності повного комплексу гідродинамічних та геофізичних досліджень. На їх основі визначається енергетичний потенціал покладів, фільтраційні параметри пластів, якість розкриття продуктивних горизонтів, стан привибійної зони, видобувні можливості свердловин та об’єми відбору нафти і газу, повнота охоплення пластів процесом заводнення, виявляються інтервали не охоплені дренуванням тощо.

Види, об’єм і періодичність їх проведення регламентуються СТП 320.00135390.084-2001 “Обов’язковий комплекс гідродинамічних та геофізичних досліджень нафтових свердловин на родовищах ВАТ “Укрнафта” та встановлюється для кожного покладу окремо, в залежності від стану розробки.

У разі неможливості виконання передбачених даним СТП дослідницьких робіт та замірів з технічних причин (непрохідність стовбура свердловини, негерметичність обладнання гирла свердловини, тощо) необхідно виконати профілактичні чи ремонтні роботи для ліквідації недоліків. З метою контролю технічного стану один раз в квартал доцільно проводити замір тиску в міжколонному просторі.

З 1996 р. по 2016 р. діючий видобувний фонд родовища нараховує чотири свердловини, експлуатація яких проводиться на даний час механізованим способом. Родовище знаходиться на стадії спадаючого видобутку нафти.

Комплекс дослідницьких робіт, відповідно до вищевказаних стандартів, поданий в таблицях 9.1 – 9.2.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Таблиця 9.1** – Комплекс досліджень свердловин в період спадаючого видобутку нафти | | |
|  |  |  |
| Параметри і характеристики | | Глибинонасосні видобувні свердловини |
|
|
| 1. | Пластовий тиск | Не менше одного разу в рік |
| 2. | Вибійний тиск | – |
| 3. | Дебіт свердловини (нафта, газ), обводненість продукції | Через кожні 10 днів і при зміні режиму відбору продукції |
|
| 4. | Відбір проб продукції на аналіз з метою визначення обводнення | Через кожні 10 днів і при зміні режиму відбору продукції |
| 5. | Пластова температура | Під час заміру пластового тиску |
| 6. | Вибійна температура | Під час заміру вибійного тиску |
| 7. | Статичний рівень рідини у свердловині | При замірі пластового тиску |
| 8. | Динамічний рівень рідини у свердловині | Один раз в квартал і при зміні режиму роботи насоса |
| 9. | Скін-ефект | Перед обробкою привибійної зони пласта |
| 10. | Інтервали припливу продукції | При значній зміні продуктивності, але не рідше ніж через три роки |
| 11. | Обводненість пластів | При зміні обводненості продукції |
| 12. | Властивості нафти в пластових умовах | При введенні нових свердловини в експлуатацію і один раз у три роки для виділених в межах покладу видобувних свердловин з розрахунку 5 % від фонду |
| 13. | Дослідження методом відновлення тиску | Раз у три роки |
| 14. | Динамометрія | Раз у квартал |
| 15. | Відбір проб і фізико-хімічний аналіз продукції | Раз у два роки |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Таблиця 9.2** – Комплекс ГДС та їх періодичність в період промислової розробки родовища | | |
|  |  |  |
| Завдання геофізичного контролю | Методи геофізичних досліджень | Час проведення |
| 1. Контроль за переміщенням водо-нафтового контакту | Нейтронний каротаж, нейтронний гама-каротаж, імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж | При наявності обводнення продукції |
| 2. Визначення інтервалів працюючих пластів | Дебітометрія, вологометрія, термометрія | При введенні в експлуатацію |
| 3. Визначення інтервалів обводнення | Вологометрія, термометрія, резистивіметрія | При обводненні продукції |
| 4. Контроль технічного стану свердловини | Акустичний цементомір, гама-гама каротаж, локатор муфт, дефектомір, акустичний телевізор, термометрія, профілеметрія | При введенні в експлуатацію |

**10. ОХОРОНА НАДР І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА**

**11 Уточнені техніко-економічні показники розробки Рудавецького родовища в межах спеціального дозволу ПАТ "Укрнафта"**

**11. 1 Уточнені технологічні показники варіантів розробки**

Технологічні показники розраховано для єдиного експлуатаційного об’єкту на Рудавецькому родовищі – нафтового покладу Північно-Майданського блоку в межах ліцензійної ділянки за розглянутими в розділі 11.3 варіантами на природних режимах виснаження. За базовим варіантом розробка продовжуватиметься діючим фондом свердловин (3, 8, 9, 10); за другим проектується додаткове буріння однієї свердловини 12.

В межах спеціального дозволу знаходяться початкові загальні запаси нафти та розчиненого газу класу 111+221 в кількості відповідно – 440 тис. т та 38 млн м3, видобувні запаси класу 111 – відповідно 56 тис. т та 24 млн м3. Оскільки станом на 01.01.2016 р. з родовища в межах ліцензійної ділянки видобуто 46 тис. т нафти та 13 млн м3 розчиненого газу, залишкові видобувні запаси становлять 10 тис. т нафти та 11 млн м3 розчиненого газу.

За базовим варіантом залишкові запаси нафти буде вилучено до 2023 р. За цей період з покладу буде видобуто 12,013 тис. т нафти, 13,347 тис. т рідини та 4,416 млн м3 розчиненого газу. Накопичений видобуток нафти досягне 56,309 тис. т, рідини – 59,000 тис. т та розчиненого газу – 16,822 млн м3. Коефіцієнт вилучення нафти становитиме 0,128. Характеристика основного фонду свердловин та показників розробки з відбору нафти і рідини за базовим варіантом наведена в таблицях 11.1 та 11.2.

За другим варіантом залишкові запаси нафти буде вилучено до 2021 р. За цей період з покладу буде видобуто 12,013 тис. т нафти, 13,347 тис. т рідини та 4,500 млн м3 розчиненого газу. Накопичений видобуток нафти досягне 56,309 тис. т, рідини – 59,000 тис. т та розчиненого газу – 16,906 млн м3. Коефіцієнт вилучення нафти становитиме 0,128. Характеристика основного фонду свердловин та показників розробки з відбору нафти і рідини за другим варіантом наведена в таблицях 11.3 та 11.4.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 11.1** – Характеристика основного фонду свердловин менілітового покладу Рудавецького родовища. Варіант базовий | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Роки і періоди | Введення свердловин з буріння | | | Фонд свердло-вин з початку роз-робки | Експлу-атаційне буріння з початку розробки, м | Вибуття свердловин | | Фонд видобувних свердловин на кінець року | | Фонд нагніталь-них сверд-ловин на кінець року | Середньорічний дебіт на одну свердловину | | Приймаль-ність однієї нагніталь-ної свердло-вини, м3/д | Примітки |
| всьо-го | видо-був-них | нагні-таль-них | всьо-го | нагні-таль-них | всього | меха-нізо-ваних | нафти, т/д | рідини, т/д |
|
| 2016 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 1,08 | 1,21 | – | – |
| 2017 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 1,07 | 1,19 | – | – |
| 2018 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 1,05 | 1,17 | – | – |
| 2019 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 1,03 | 1,14 | – | – |
| 2020 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 1,01 | 1,12 | – | – |
| 2021 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,99 | 1,10 | – | – |
| 2022 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,97 | 1,08 | – | – |
| 2023 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 0,95 | 1,05 | – | – |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 11.2** – Характеристика основних показників розробки менілітового покладу Рудавецького родовища. Варіант базовий | | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Роки і періоди | Видобуток нафти, тис. т | | Коефіцієнт нафтовилучення | Річний видобуток рідини, тис. т | | Накопичений видобуток рідини, тис. т | Обводнення продукції, % | Об'єм нагнітання води, тис. м3 | | Компенсація відбору нагнітанням, % | Видобуток розчиненого газу,  млн м3 | |
| річний | накопи-чений | всього | механі-зованим способом | річний | накопи-чений | річний | накопи-чений |
| 2016 | 1,432 | 47,181 | 0,107 | 1,591 | 1,591 | 48,858 | 10,0 | – | – | – | 0,478 | 13,354 |
| 2017 | 1,409 | 48,590 | 0,110 | 1,566 | 1,566 | 50,424 | 10,0 | – | – | – | 0,486 | 13,840 |
| 2018 | 1,385 | 49,975 | 0,114 | 1,539 | 1,539 | 51,963 | 10,0 | – | – | – | 0,494 | 14,334 |
| 2019 | 1,360 | 51,335 | 0,117 | 1,511 | 1,511 | 53,474 | 10,0 | – | – | – | 0,503 | 14,837 |
| 2020 | 1,334 | 52,669 | 0,120 | 1,482 | 1,482 | 54,956 | 10,0 | – | – | – | 0,506 | 15,343 |
| 2021 | 1,308 | 53,977 | 0,123 | 1,453 | 1,453 | 56,409 | 10,0 | – | – | – | 0,510 | 15,853 |
| 2022 | 1,280 | 55,257 | 0,126 | 1,422 | 1,422 | 57,831 | 10,0 | – | – | – | 0,521 | 16,374 |
| 2023 | 1,052 | 56,309 | 0,128 | 1,169 | 1,169 | 59,000 | 10,0 | – | – | – | 0,448 | 16,822 |
| 2015-2023 | 12,013 | – | – | 13,347 | 13,347 | – | – | – | – | – | 4,416 | – |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 11.3** – Характеристика основного фонду свердловин менілітового покладу Рудавецького родовища. Варіант другий | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Роки і періоди | Введення свердловин з буріння | | | Фонд свердло-вин з початку роз-робки | Експлу-атаційне буріння з початку розробки, м | Вибуття свердловин | | Фонд видобувних свердловин на кінець року | | Фонд нагніталь-них сверд-ловин на кінець року | Середньорічний дебіт на одну свердловину | | Приймаль-ність однієї нагніталь-ної свердло-вини, м3/д | Примітки |
| всьо-го | видо-був-них | нагні-таль-них | всьо-го | нагні-таль-них | всього | меха-нізо-ваних | нафти, т/д | рідини, т/д |
|
| 2016 | – | – | – | 4 | 3452 | – | – | 4 | 4 | – | 1,08 | 1,21 | – | – |
| 2017 | – | – | – | 5 | 3452 | – | – | 5 | 5 | – | 1,69 | 1,88 | – | – |
| 2018 | 1 | 1 | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,32 | 1,47 | – | св. 12 (ШГН) |
| 2019 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,29 | 1,43 | – | – |
| 2020 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,25 | 1,39 | – | – |
| 2021 | – | – | – | 5 | 4652 | – | – | 5 | 5 | – | 1,22 | 1,36 | – | – |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця 11.4** – Характеристика основних показників розробки менілітового покладу Рудавецького родовища. Варіант другий | | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Роки і періоди | Видобуток нафти, тис. т | | Коефіцієнт нафтовилучення | Річний видобуток рідини, тис. т | | Накопичений видобуток рідини, тис. т | Обводнення продукції, % | Об'єм нагнітання води, тис. м3 | | Компенсація відбору нагнітанням, % | Видобуток розчиненого газу,  млн м3 | |
| річний | накопи-чений | всього | механі-зованим способом | річний | накопи-чений | річний | накопи-чений |
| 2016 | 1,432 | 47,181 | 0,107 | 1,591 | 1,591 | 48,858 | 10,0 | – | – | – | 0,478 | 13,354 |
| 2017 | 2,234 | 49,415 | 0,112 | 2,482 | 2,482 | 51,340 | 10,0 | – | – | – | 0,786 | 14,140 |
| 2018 | 2,178 | 51,593 | 0,117 | 2,420 | 2,420 | 53,760 | 10,0 | – | – | – | 0,811 | 14,951 |
| 2019 | 2,123 | 53,716 | 0,122 | 2,359 | 2,359 | 56,119 | 10,0 | – | – | – | 0,842 | 15,793 |
| 2020 | 2,069 | 55,785 | 0,127 | 2,299 | 2,299 | 58,418 | 10,0 | – | – | – | 0,879 | 16,672 |
| 2021 | 0,524 | 56,309 | 0,128 | 0,582 | 0,582 | 59,000 | 10,0 | – | – | – | 0,234 | 16,906 |
| 2015-2021 | 12,013 | – | – | 13,347 | 13,347 | – | – | – | – | – | 4,500 | – |

**11.2 Обґрунтування нормативів капітальних вкладень та експлуатаційних витрат, прийнятих для розрахунку економічних показників**

# ВИСНОВКИ

Рудавецьке нафтове родовище відкрите в 1979 році свердловиною 3, з якої при випробуванні менілітових відкладів в інтервалі 1140-1180 м отримано приплив нафти дебітом 5,6 м3/д.

Промислова нафтоносність Рудавецького родовища пов’язана із відкладами середньо-, нижньоменілітових підсвіт олігоцену Північно-Майданського блоку та відкладами менілітової підсвіти олігоцену Слобода-Небилівського блоку Богрівської площі.

Підрахункові параметри та запаси нафти і розчиненого газу Рудавецького родовища затверджені державною комісією по запасах корисних копалин України (протокол № 3461 від 24 листопада 2015 року).

Всього по родовищу загальні запаси нафти та розчиненого газу класу 111+121+221 становлять 747 тис. т та 65 млн м3, видобувні запаси класу 111+121 – відповідно 95 тис. т та 42 млн м3.

Оскільки спецдозвіл знаходиться в межах Північно-Майданського блоку, а розробку продуктивного прокладу менілітової підсвіти Слобода-Небилівського блоку завершено, то в проекті дорозробки було розглянуто ділянку в межах Північно-Майданського блоку родовища.

Всього по Північно-Майданському блоку родовища загальні запаси нафти та розчиненого газу класу 111+121+221 становлять 736 тис. т та 64 млн м3, видобувні запаси класу 111+121 – відповідно 94 тис. т та 41 млн м3.

Станом на 01.01.2016 р. в межах Пн-Майданського блоку пробурено сім свердловин: три пошукові (1, 3, 29-Сл), одну розвідувальну (6) та три експлуатаційні (8, 9, 10). В даний час у експлуатаційному фонді знаходяться чотири свердловини – 3, 8, 9 та 10, три свердловини (1, 6, 29-Сл) ліквідовані з геологічних причин після буріння.

В [7] виділено два об’єкти підрахунку – нафтоносні поклади, а саме: середньоменілітовий і нижньосередньоменілітовий, проте з самого початку розробки вони експлуатуються спільною сіткою видобувних свердловин, тому в цій роботі, як і раніше в попередніх виділено один об’єкт розробки – менілітовий поклад.

Дослідно-промислова розробка родовища розпочата свердловиною 3 у липні 1980 р. В межах Богрівської складки, в тому числі і на інші розвідувальні площі, які безпосередньо примикають до Рудавецького родовища пробурено 13 пошукових (1, 2, 3, 7-Руд, 2, 4, 9, 11, 21, 29, 36-Сл, 2-Бгр та 4-СхЛ) вісім розвідувальних (4, 5, 6, 11-Руд, 7, 8-Сл, 32, 33-Як), а також три експлуатаційні (8, 9 та 10-Руд) свердловини. Із вказаних 24 свердловин промислові припливи нафти отримані тільки у чотирьох в межах Північно-Майданського блоку (3, 8, 9, 10). Таким чином, експлуатаційний фонд родовища станом на 01.01.2016 р. нараховує чотири свердловини – 3, 8, 9 та 10.

В цілому з менілітового нафтового покладу Північно-Майданського блоку Рудавецького родовища станом на 01.01.2016 р. відібрано 45,692 тис. т нафти 47,190 тис. т рідини та 12,869 млн м3 розчиненого в нафті газу. Поточний коефіцієнт вилучення нафти в межах менілітового покладу 0,062. Видобувні запаси в рамках спецдозволу реалізовано на 81,59 %.

Зважаючи на досягнуту величину КВН, можна стверджувати, що поклад практично повністю охоплений розробкою. Тому для його подальшої розробки розглянуто два розрахункових варіанти на природному режимі виснаження. За базовим варіантом розробка продовжуватиметься діючим фондом свердловин (3, 8, 9, 10); за другим проектується додаткове буріння однієї свердловини 12. Свердловину проектується розмістити в найбільш сприятливих структурних умовах, в зонах підвищених значень ефективних товщин та пористості в 250 м на захід від свердловини 8. Глибина свердловини 1200 м, початковий дебіт нафти становитиме 2,3 т/д.

Оптимальним за техніко-економічними розрахунками є другий варіант. Розробка покладу є доцільною до 2047 року. Видобуток нафти за рентабельний період становить 49,622 тис. т нафти і 27,948 млн м3 газу. Величини грошового та дисконтованого грошового потоку досягають відповідно 92,68 млн грн і 13,58 млн грн. Індекс прибутковості проекту – 4,9. Окупність капітальних вкладень – 5,4 року. Надходження до бюджету в результаті реалізації умов другого варіанту становитимуть 400,45 млн грн.

Накопичений видобуток на кінець рентабельного періоду становитиме 93,918 тис. т нафти, 100,790 тис. т рідини та 40,354 млн м³ розчиненого газу, коефіцієнти вилучення відповідно становитимуть – 0,128 та 0,631.

# Перелік посилань

Подсчет запасов нефти и растворенного газа Рудавецкого нефтяного месторождения Ивано-Франковской области; – Отчет тематической партии ПГО “Запукргеология”. Авторы: Музыка Б. К., Литвинова А. Ф. и др., – Львов, 1986 г. – 123 с.

Смук Ю.М., Бучковская М. И. Технологическая схема разработки Рудавецкого нефтяного месторождения: – Отчет ЦНИЛ по теме 25.Ц.28.87/04.55 этап V, Ивано-Франковск, 1987 г. – 134 с.

В.М. Силява. Технологічна схема розробки Рудавецького родовища. Звіт про НДР за договором № 98/43. – Івано-Франківськ: ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”, 1998 р.– 186 с.

Геолого-економічна оцінка запасів і техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів вилучення нафти і газу Рудавецького родовища. –Звіт НДПІ ВАТ “Укрнафта” за наряд-замовленням 610164. Автори: І. Федів, Б. Шеремет. – Івано-Франківськ, 2010 р.

Вовчок В.В. Проект розробки Рудавецького нафтового родовища / В.В. Вовчок, Б.Б. Шеремет : звіт НДПІ , наряд-замовлення №611093. – Івано-Франківськ, 2010. – 174 с.

Бойчук Г.Д. Корективи технологічних показників розробки Рудавецького нафтового родовища / Г.Д.Бойчук : звіт НДПІ, наряд-замовлення № 610543. – Івано-Франківськ, 2014. – 39 с.

Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів Рудавецького нафтового родовища Рожнятівського району Івано-Франківської області. –Звіт НДПІ ПАТ “Укрнафта” за наряд-замовленням 610651. Автори: І. Федів, Г. Бойчук. – Івано-Франківськ, 2015 р.

Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: Учеб. Пособие для вузов/ Ю.П.Желтов, И.Н.Стрижов, А.Б.Золотухин, В.М.Зайцев – М.: Недра, 1985, 296 с., ил.

Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. Ш.К.Гиматудинов, Ю.П.Борисов, М.Д.Розенберг и др. М., Недра, 1983, 463 с.

Пояснювальна записка до річного звіту НГВУ “Надвірнанафтогаз”. 2009р.

Закон України “Про державний бюджет України на 2010 рік”.

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

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

ДБН А.2.2-1-2003 “Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд. Основні положення”.

СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 “Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час споруджування свердловин на нафту та газ”.

Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. // Миннфтепром СССР, М. 1987.

Кравчук Я. Геоморфологічна регіоналізація Скибових Карпат. Вісник Львів. ун-ту Серія географічна. 2006. Вип. 33. с. 166–180

Звіт про надання науково-технічних послуг “Обґрунтування обсягів викидів для отримання дозволів на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами по об'єктах НГВУ “Надвірнанафтогаз”, НДПІ ВАТ “Укрнафта”, наряд-замовлення № 611672, керівник роботи Костюк Л.С., Івано-Франківськ – 2008

Ващенко В.О. і ін. “Геологічна будова і корисні копалини території аркуша М-35-XXV(Івано-Франківськ)”.Звіт з геологічного довивчення площі масштабу 1:200000 за 1999-2004 рр., фонди Львівської ГРЕ ДП “Західукргеологія” НАК “Надра України”., Львів, 2004.

Адаменко Я.О., Пилипенко А.А. та ін. **“**Оцінка впливів на навколишнє середовище (ОВНС) господарської діяльності НГВУ **“**Надвірнанафтогаз” при експлуатації Рудавецького нафтового родовища в межах ліцензованої ділянки”, ІФДТУНГ, Івано-Франківськ – 1998

Нормативи капітальних і експлуатаційних витрат по нафтових родовищах ВАТ **“**Укрнафта” / Звіт про НДР “Програма розвитку видобутку нафти і газу підприємствами ВАТ **“**Укрнафта” до 2010 року”, ЦНДЛ, Івано-Франківськ, 2001.

Додаток

Характеристика колекторських властивостей продуктивних відкладів і пластових флюїдів

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблиця А.1** – Результати випробування та дослідження свердловин Рудавецького родовища | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Номер свердловини | Об'єкт випробування / освоєння | Вік відкладів об'єкту випробування/освоєння | Покрівля і підошва  продуктивного пласта | | Інтервал випробування (перфорація) | | Спосіб розкриття пласта Спосіб виклику припливу | Діаметр штуцера, мм  динамічний рівень, м. | Пластовий тиск, температура, МПа, оС | Глибина заміру  пластового тиску, температури, м | Тиск приведений до середини інтервалу випробування, МПа | Депресія, МПа | Дебіт нафти, м3/д | Газовий фактор, м3/м3 | Дебіт води | | Дебіт газу, тис. м3/д | Дата випро-бування або дослідження | Примітка |
| глибина, м | абсолютна  відмітка, м | глибина, м | абсолютна  відмітка, м | м3/д | при динам. рівні |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| 1 | - | ~~Р~~3ml3+ml2+ml1 | 1140,0-1174,0 1185,0-1542,4 | -592,3-626,1 -637,0-990,1 | 1003-1540 | -455,8-987,8 | ОПТ-7-10 | - | - | - | - | з 1412 м - горючий газ та фільтрат бурового розчину; з 1433 м - фільтрат бур. розчину з плівкою нафти (пісковик з ознаками нафти) | | | | | | - | - |
| - | ~~P~~2vg+mn | - | - | 1718-1930 | -1162,6-1371,7 | ВПТ | - | - | - | - | Отримано приплив газу з нафтою, Qгазу більше 100 тис. м3/д | | | | | | 28.09.1978 | Штучний вибій 1930 м (-1371,7 м) |
| - | ~~P~~2vg+mn | - | - | 1710-1930 | -1154,6-1371,7 | ВПТ | - | - | - | - | Отримано промисловий приплив газу. Над пакером в бурильних трубах глинистий розчин з нафтою | | | | | | 28-29.09.1978 | Штучний вибій 1930 м (-1371,7 м) |
| І | ~~P~~2vg+bs+mn | - | - | 1616-1930 | -1062,5-1371,7 | 1616-1918,7м -фільтр; 1918,7-1930м - відкритий стовбур заміна глинистого розчину на воду | 12 | - | - | - | - | 10 | - | 50-70 | - | 50 | 22.10.- 01.11. 1978 | Штучний вибій 1930 м (-1371,7 м) |
| ІІ | ~~P~~2vg | - | - | 1750-1730 | -1193,8-1174,2 | ПКС-80 заміна глинистого розчину на воду, пониження рівня аерацією | - | - | - | - | Отримано приплив води з газом (фонтанування). Qгазу=1,0 тис. м3/д, **води=1100 кг/м3 | | | | | | 19.03.- 05.04. 1979 | Штучний вибій 1770 м (-1213,6 м). За результатами термометрії приплив води відбувається з інтервалу 1757-1765 м. |
| ІІІ | ~~Р~~3ml2+ml1 | 1185,0-1542,4 | -637,0-990,1 | 1416-1405 | -865,5-854,6 | ПКС-80 заміна глинистого розчину на воду, пониження рівня аерацією | - | 14,3 | 1410 | - | - | - | - | 2,3 | 680 | - | 06.04.-27.04. 1979 | Штучний вибій 1590 м (-1036,9 м) **води=1080 кг/м3 |
| ІV | ~~Р~~3ml2+ml1 | 1185,0-1542,4 | -637,0-990,1 | 1332-1265 | -782,5-716,4 | ПКС-105 заміна глинистого розчину на воду, пониження рівня аерацією | - | - | - | - | - | - | - | 11,7 | 1029 | - | 27.04.-16.05. 1979 | Штучний вибій 1384 м (-833,8 м) **води=1075 кг/м3 .За результатами термометрії приплив води відбувається з інтервалу 1295-1327 м |
| V | Р3ml2 | 1140,0-1174,0 | -592,3-626,1 | 1200-1160 | -652-612,2 | ПКС-80заміна глинистогорозчину на воду,пониження рівняаерацією | - | 12,1+36 | 1175 | - | - | - | - | 7,5 | 797 | - | 17.05.-31.05. 1979 | Штучний вибій 1259 м (-710,4 м) **води=1075 кг/м3. За результатами термометрії приплив води відбувається з інтервалу 1200-1160 м |
| VІ | P3ml3 | - | - | 1121-1067 | -573,7-519,6 | ПКС-80 | - | - | - | - | Припливу не отримано | | | | | | 01.06.-18.06. 1979 | Штучний вибій 1135 м (-587,3 м) |

Продовження таблиці А.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | | 15 | | | 16 | 17 | | 18 | | 19 | 20 |
| 1 | VІІ | P3ml3 | - | - | 750-742 728-708 700-693 | -203,5-195,6 -181,7-161,7 -153,8-146,8 | ПКС-80 заміна глинистого розчину на воду, пониження рівня аерацією | - | 7,0 +29 | 720 | - | - | - | | - | | | 41,2 | 247 | | - | | 19.06.-25.06. 1979 | штучний вибій 1135 м (-587,3 м), на усті слабо виділявся газ **води=1078 кг/м3 |
| VIII | P3ml3 | - | - | 355-335 327-318 | 189,7-209,7 217,6-226,6 | ПКС-80 заміна глинистого розчину на воду, пониження рівня аерацією | - | - | - | - | - | - | | - | | | 48,06 | 140 | | - | | 26.06.-30.06. 1979 | Штучний вибій 672 м (-125,9 м), на усті слабо виділявся газ **води=1040 кг/м3 |
| 2 | - | P3ml2 | - | - | 1358-1419 | -830,8-891,7 | ВПТ | 10 | - | - | - | - | 5,5 | | - | | | - | - | | 7,03-10 Lф.=5-7 м | | 07.03.-16.03. 1979 | - |
| - | ~~Р~~3ml2+ml1 | - | - | 1373-1529 | -845,7-1001,7 | ВПТ | 10 | - | - | - | Отримано приплив води з газом з плівкою нафти Qводи=51,6 м3/д, **води=1088 кг/м3, Lф.= 0,7-1,0 м | | | | | | | | | | | 17.03.1979 | - |
| - | P3ml1 | - | - | 1645,8-1681 | -1118,2-1153,3 | ВПТ | 10 | - | - | - | - | - | | - | | | - | - | | 6-7 | | 27.03.1979 | **води=1080 кг/м3 |
| - | ~~P~~2vg+mn | - | - | 1959-2031 | -1430,9-1502,8 | ВПТ | 12 | - | - | - | - | - | | - | | | - | - | | 3-5 Lф.=2-3 м | | 11.05.1979 | - |
| - | ~~P~~2vg+mn | - | - | 1966-2130 | -1437,9-1601,5 | ВПТ | 12 | - | - | - | - | - | | - | | | - | - | | 2-3 | | 25.05.1979 | - |
| - | ~~P~~2mn | - | - | 2092-2330 | -1563,6-1801,1 | ВПТ | 10 | - | - | - | Отримано приплив води з газом і плівкою нафти. Qводи=24,33 м3/д, **води=1085 кг/м3. Lф.= 2-2,2 м | | | | | | | | | | | 19-21.06.1979 | - |
| - | ~~P~~2vg+mn | - | - | 1964-2103 | -1435,9-1574,6 | ВПТ | 12 | - | - | - | - | - | | - | | | 19,8 | - | | 1,5-2 | | 5-6.07.1979 | Штучний вибій 2103 м (-1574,6 м) **води=1080 кг/м3 |
| - | P3ml2 | - | - | 1346-1405 | -818,8-877,7 | ВПТ | 12 | - | - | - | За 24 години загальний приплив рідини (глинистий розчин з плівкою нафти) склав 1,9 м3. Отриманий приплив газу з орієнтованим дебітом 3-3,5 тис. м3/д, Lф.=4-4,5 м | | | | | | | | | | | 20-21.07.1979 | Штучний вибій 1405 м (-877,7 м) |
| - | P3ml3+ml2 | - | - | 1315-1405 | -787,8-877,7 | ВПТ | 12 | - | - | - | - | | - | | - | - | | | - | | 3 | 01-03.08.1979 | Штучний вибій 1405 м (-877,7 м) |
| І | P3ml2 | - | - | 1425-1335 | -897,7-807,8 | ПКС-80, ПКС-105 заміна глинистого розчину на воду, пониження рівня аерацією | 4 | 15,3 | 1380 | - | - | | 0,5т/д | | - | - | | | - | | 0,6 | 28.08.-30.11. 1979 | Штучний вибій 1425 м (-897,7 м) |
| - | - | 1425-1335 | -897,7-807,8 | СКО | - | - | - | - | - | | 0,77 т/д | | - | - | | | - | | 1 | 28.08.-30.11. 1979  10.12.1979 | Штучний вибій 1425 м (-897,7 м)  Дослідження **нафти (сеп.)=0,83 **газу (по повітрі)=0,65 |
| - | - | 1425-1397 ПКС-80 1397-1335 ПКС-105 | 4 | 15,2 +37 | 1380 | - | - | | 0,77т/д | | - | - | | | - | | 1 |
| - | - | 1425-1397 ПКС-80 1397-1335 ПКС-105 | 2,02 | 15,2 +37 | 1380 | - | - | | 0,58 т/д | | - | - | | | - | | 0,75 | 10.12.1979 | Дослідження **нафти (сеп.)=0,83 **газу (по повітрі)=0,65 |
|  |  |  |  |  | |  | |  |  | | |  | |  |

Продовження таблиці А.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | | | 15 | | | | 16 | | 17 | | | 18 | | | 19 | 20 |
| 3 | - | ~~P~~3ml2+ml1 | 1068,8-1439,2 | -445,7-815,1 | 1207 | -583,6 | ОПТ-7-10 | - | - | - | - | об‘єкт "сухий" | | | | | | | | | | | | | | | | | - |
| - | 1267 | -643,4 | ОПТ-7-10 | - | - | - | - | горючий газ з фільтратом глинистого розчину | | | | | | | | | | | | | | | | | - |
| - | 1288 | -664,4 | ОПТ-7-10 | - | - | - | - | об‘єкт "сухий" | | | | | | | | | | | | | | | | | - |
| - | 1299 | -675,3 | ОПТ-7-10 | - | - | - | - | об‘єкт "сухий" | | | | | | | | | | | | | | | | | - |
| - | 1368 | -744,1 | ОПТ-7-10 | - | - | - | - | фільтрат глинистого розчину | | | | | | | | | | | | | | | | | - |
| - | 1388 | -764 | ОПТ-7-10 | - | - | - | - | горючий газ з фільтратом глинистого розчину | | | | | | | | | | | | | | | | | - |
| - | 1411 | -787 | ОПТ-7-10 | - | - | - | - | фільтрат глинистого розчину | | | | | | | | | | | | | | | | | - |
| - | 1415 | -791 | ОПТ-7-10 | - | - | - | - | горючий газ з глинистим розчином | | | | | | | | | | | | | | | | | - |
| - | 1436 | -811,9 | ОПТ-7-10 | - | - | - | - | горючий газ з глинистим розчином | | | | | | | | | | | | | | | | | - |
| - | ~~P~~3ml2+ml1 | 1030,4-1048,6 1068,8-1439,2 | -407,4-425,6 -445,7-815,1 | 966-1162 | -343-538,7 | ВПТ | 10 | - | - | - |  | 24 | | |  | | | |  | |  | | | 1,0 Lф.=0,5-2 м | | | 01-02.03.1979 | - |
| - | P3ml2+ml1 | 1068,8-1439,2 | -445,7-815,1 | 1156-1250 | -532,7-626,5 | ВПТ | - | - | - | - | Отримано приплив пластової води з розчиненим газом, Qводи=27,6 м3/добу, **води= 1080 кг/м3, Lф.=0,5 м | | | | | | | | | | | | | | | | 12-13.03.1979 | - |
| - | P3ml2+ml1 | 1068,8-1439,2 | -445,7-815,1 | 1337-1381 | 713,2-757,1 | ВПТ | 10 | - | - | - |  | - | | | - | | | | - | | - | | | Lф.=0-2,5 м | | | 23.03.1979 | - |
| - | P3ml1+P2bs | - | - | 1464-1532 | -839,9-908,7 | ВПТ | 10 | - | - | - |  | - | | | - | | | | 8,65 | | - | | | 3,0 Lф.=2,5-3,5 м | | | 03.04.1979 | **води=1090 кг/м3 |
| - | ~~P~~2bs+vg | - | - | 1615-1752 | -990,6-1127,3 | ВПТ | 12 | - | - | - | Напевне, отримано приплив газованої води з вибійної частини свердловини, але вода не ввійшла в буртруби, так як об‘єм підпакерного простору (4,1 м3) перевищує об‘єм припливу - 3,0 м3 | | | | | | | | | | | | | | | | 25.04.1979 | - |
| - | ~~P~~2vg+mn | - | - | 1660-1779 | -1035,5-1154,2 | ВПТ | 12 | - | - | - | 11,8 | | - | | | - | | 26,2 | | | | - | | | - | | 28.04.1979 | **води=1116 кг/м3 |
| I | P3ml2+ml1 | 1068,8-1439,2 | -445,7-815,1 | 1348-1330 | -724,2-706,2 | ПКС-80 заміна глинистого розчину на воду, пониження рівня аерацією | - | - | 1320 | - | - | | - | | | - | | 0,3 | | | | 1029 | | | - | | 28.05.-07.06. 1979 | Штучний вибій 1450 м (-825,9 м) **води=1023 кг/м3 |
| II | P3ml2+ml1 | 1068,8-1439,2 | -445,7-815,1 | 1175-1157 | -551,7-533,7 | ПКС-80 заміна глинистого розчину на воду, пониження рівня аерацією | - | - | - | - | - | | - | | | - | | 2,86 | | | | 773 | | | - | | 08.06.-21.06. 1979 | Штучний вибій 1312 м (-688,3 м) **води=1045 кг/м3.За результатами термометрії вода поступає з інтервалу випробування |
| III | P3ml2+ml1 | 1068,8-1439,2 | -445,7-815,1 | 1140-1080 | -516,8-456,9 | ПКС-80 заміна глинистого розчину на воду, пониження рівня аерацією | - | - | - | - | Отримано приплив води з нафтою, Qзаг.=5,6 м3/д, Ндин.=964м, **води=1085 кг/м3, вміст нафти 3-5 % | | | | | | | | | | | | | | | | 22.06.-13.07. 1979 | Штучний вибій 1312 м (-688,3 м) |
| - | - | - | - | Отримано приплив нафти, Qнафти = 0,3 м3/д при Ндин.=732 м | | | | | | | | | | | | | | | | Ізоляційний цементний міст на глибині 1112м (-488,8м) |
| IV | P3ml2+ml1 | 1030,4-1048,6 1068,8-1439,2 | -407,4-425,6 -445,7-815,1 | 1112-1024 | -488,8-401,0 | ПКС-80 заміна глинистого розчину на воду, пониження рівня аерацією | \_\_\_\_ 500 | 10,0 +31 | 1044 | - | Отримано приплив нафти, Qнафти = 2,4 м3/д   (0,6 м3/д при переливі), Ндин= 856 м | | | | | | | | | | | | | | | | 14.07.-21.09. 1979 | Штучний вибій 1112 м (-488,8 м) |
| СКО1065-1024 (-441,9-401) | - | - | | | 10 (2-при переливі) | | | - | | | - | | | - | | | - |

Продовження таблиці А.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | | | 14 | | 15 | | 16 | | | 17 | | | 18 | 19 | 20 |
| 5 | - | | P3ml | - | - | 1462-1674 | -922,4-1134 | ВПТ | - | - | - | - | Отримано приплив води та глинистого розчину,об‘ємом 9,6 м3 за 2 год | | | | | | | | | | | | | | - | За висновками ГДС |
| - | | P3ml1 | - | - | 1665-1878 | -1125-1337,8 | ВПТ | 12 | - |  | - | - | | - | | - | | | | 15,4 за 3,5 год | | | - | | Lф.=3 м | 03.06.1980 | **води=1060 кг/м3 |
| І | | P3ml2 | - | - | 1494,8-1493,6 1492-1491 1484-1482 | -955,1-953,9 -952,3-951,3 -944,3-942,3 | ПКС-80 заміна глинистого розчину на воду, пониження рівня аерацією | - | 14,2 +40 | 1489 1450 | - | - | | - | | - | | | | 0,5 | | | 1239 | | - | 28.07.-19.08. 1980 р. | Штучний вибій 1510 м (-970,3 м) **води=1050 кг/м3 |
| - | | ml3 | - | - | 1240-1185 | -701-646,3 | ПСК-80 | - | - | - | - | Отримано приплив нафти з водою, Qнафти=0,01 м3/д | | | | | | | | | | | | | | - | Дані з розробки 1998 року |
| 6 | - | | ~~P~~2bs+vg | - | - | 1664-1764 | -1109,3-1208,5 | ВПТ | 10 | - | - | - | | - | - | | - | | - | | | - | | | Lф.=1-1,5 м | | 22.10.1980 | Lф.початкова=5-4 м |
| - | | ~~P~~2vg+mn | - | - | 1758-1875 | -1202,5-1318,6 | ВПТ | 12 | - | - | - | | - | - | | - | | - | | | - | | | Lф.=3-3,5 м | | 05.11.1980 |  |
| І | | P2mn | - | - | 1905-1924 | -1348,5-1367,4 | ПКО-89 заміна глинистого розчину на воду, віддувка свердловини компресором | - | - | - | - | | - | - | | - | | 4,3 | | | 849,5 | | | - | | 28.12.-31.12. 1980 | Штучний вибій 1990м (-1433,1 м) |
| ІІ | | P2mn | - | - | 1880-1868 | -1323,6-1311,6 | ПКС-80 заміна глинистого розчину на воду, пониження рівня аерацією | - | 19,4 | 1874 | - | | - | - | | - | | 7,7 | | | 1648 | | | - | | 19.03.-30.04. 1981 | Штучний вибій 1892 м (-1335,5 м), **води=1110 кг/м3 на глибині 1867 м Т=+106 оС |
| ІІІ | | P2mn | - | - | 1855-1840 | -1299,7-1283,8 | ПКС-80 заміна глинистого розчину на воду, пониження рівня аерацією | - | 18,5 +49 | 1847 1800 | - | | - | - | | - | | 3,3 | | | 1238 | | | - | | 01.05.-25.05. 1981 | Штучний вибій 1858 м (-1301,8 м) **води=1112 кг/м3 |
| ІV | | P2vg | - | - | 1784-1736 | -1228,3-1180,7 | ПКС-80 заміна глинистого розчину на воду, пониження рівня аерацією | - | 20,2 +51 | 1760 1775 | - | | - | - | | - | | 6,8 | | | 1387 | | | - | | 26.05.-08.06. 1981 | Штучний вибій 1810 м (-1254,1 м) **води=1107 кг/м3 |
| V | | P2vg | - | - | 1723-1697 1690-1678 1671-1647 | -1167,8-1142,0 -1135,0-1123,1 -1116,2-1092,5 | ПКС-80 заміна глинистого розчину на воду, пониження рівня аерацією | - | 16,1 | 1685 | - | | Отримано приплив води з нафтою, Qзаг.=4,4 м3/д, в тому числі Qнафти=0,5 м3/д при Ндин.=924 м, **води=1098 кг/м3. На усті слабо виділявся газ | | | | | | | | | | | | | 09.06.-30.06. 1981 | Штучний вибій 1725 м (-1169,8 м) |
| Отримано приплив води з нафтою, Qзаг.=1,0 м3/д в тому числі Qнафти=0,5 м3/д при Ндин.=924 м | | | | | | | | | | | | | Ізоляційний цементний міст на глибині 1716 м (- 1160,8м) |

Кінець таблиці А.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | | 6 | 7 | 8 | 9 | | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| 8 | - | P3ml2 | 1036,0-1058,0 | -380,8-402,8 | | 1037-1076 | -381,9-420,8 | ВПТ | 10 | | 10,1 |  |  | 8,8 | За 60 хв. відкритого періоду отримано приплив бурового розчину з нафтою об‘ємом 0,75 м3.На усті виділявся газ, Lф.=2,5 -3 м | | | | | 24.03.1995 | - |
| - | P3ml2+ml1 | 1076,4-1112,6 | -421,2-457,4 | | 1078-1120 | -422,8-464,8 | ВПТ | 10 | | КВТ не відновлена | | | За 65 хв. відкритого періоду отримано приплив бурового розчину з нафтою об‘ємом 0,08 м3 | | | | | | 28.03.1995 | - |
| - | P3ml1 | - | - | | 1120-1155 | -464,8-499,8 | ВПТ | 10 | | 10,5 | 1121 | - | 9,2 | За 255 хв. відкритого пероду отримано приплив нафти з буровим розчином об‘ємом 1,78 м3 | | | | | 31.03.1995 | Інтервал випробування виповнений низько-проникними породами |
| І | P3ml2+ml1 | 1036,0-1058,0 1076,4-1112,6 | -380,8-402,8 -421,2-457,4 | | 1023,4-1155 | -368,3-499,8 | в колоні, фільтр | - | | 10,5 | 1121 | - |  | 2,0 | - | - | - | - | - | - |
| 9 | - | P3ml2 | 1062,6-1086,6 | -436,9-460,8 | | 1010-1096 | -384,5-470,1 | ВПТ | 10 | | КВТ не відновлена | | | За 135 хвилин відкритого періоду в труби поступило 0,76 м3розгазованого бурового розчину з нафтовою емульсією | | | | | | 22-23.11.1995 | Інтервал випробування виповнений середньопроникними породами |
| - | P3ml2+ml1 | 1107,8-1142,2 | -481,8-516,0 | | 1120-1180 | -494,5-553,5 | ВПТ | 10 | | КВТ не відновлена, по м-ду Хорнера, Р=10,4 МПа | | | 9,6 | За 130 хв. відкритого періоду в труби поступило 0,49 м3 бурового розчину з водою. На усті вивілявся газ, Lф.=2,5-3 м | | | | | 28-29.11.1995 | - |
| І | P3ml3+ml2+ml1 | 1062,6-1086,6 1107,8-1142,2 | -436,9-460,8 -481,8-516,0 | | 1138-1062 1038-1027 | -511,8-435,6 -411,6-400,9 | фільтри 1138-1062 1038-1027 заміна глинистого розчину на нафту | - | | - | - | - | - | 1,0 | - | - | - | - | 16.12.1995  16.01.1996 | Штучний вибій 1138 м (-511,8м) |
| 10 | І | P3ml2+ml1 | 1046,4-1075,6 1088,6-1120,4 | -404,1-427,6 -437,9-463,3 | | 1045-1127 | -403,0-468,5 | фільтр | - | | 10,8 | 1115 | - | - | 0,9 | - | - | - | - | 19.07.1996 | - |
| 29-Сл | - | P3ml1 | 1514,2-1645,6 | -987,5-1118,8 | 1554-1468 | | -1027,3-941,3 | ПКО-105 | 15,9 | 1465 | | - | - | - | - | - | 12,9 | - | 10 | - | Випробування в технічній колоні |
| - | P3ml | - | - | 1500-1467 | | -973,3-940,3 | ЗПКС-105 ЗПКС-80 | - | - | | - | - | - | Отримано приплив води | | | | | 01-18.12.1980 | Штучний вибій 1593 м (-1066,3 м) |