

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
АО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»  
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ  
НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ» («КазНИГРИ»)  
Государственная лицензия № 23002295 от 25.01.2023г

Экз. \_\_\_\_



УТВЕРЖДАЮ  
Генеральный директор  
АО «Матен Петролеум»

Liu Jincheng

» \_\_\_\_\_ 2026 г.

## ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПУСТЫННОЕ

Договор №49-МП/2026 от 27.01.2026г

Директор,  
ТОО «КазНИГРИ»:

Заместитель директора по проектно-  
функциональному обеспечению:

Р.А. Юсубалиев

Б.Р. Туленбаева

г. Атырау, 2026г

## ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

|                                                                                                                    |                                                                      |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
| Руководитель работы,<br>Заместитель директора по проектной деятельности                                            |                                                                      |
| _____ Туленбаева Б.Р.                                                                                              | (Общее руководство)                                                  |
| Ответственный исполнитель по геологии,<br>Ведущий инженер отдела подсчета запасов и моделирования<br>месторождений |                                                                      |
| _____ Сагимбаева С.Е.                                                                                              | (главы 2, 11; граф.<br>приложения)                                   |
| Ответственный исполнитель по разработке,<br>Инженер отдела проектирования и анализа разработки                     |                                                                      |
| _____ Зиноплаева М.Б.                                                                                              | (Реферат; Введение;<br>Главы 1, 3, 4, 8, 9, 12;<br>граф. приложения) |
| Директор департамента геологии и моделирования, к.г.-м.н.                                                          |                                                                      |
| _____ Шестоперова Л.В.                                                                                             | (главы 2, 11)                                                        |
| Исполнитель по петрофизике,<br>Инженер отдела геофизики и петрофизики                                              |                                                                      |
| _____ Зияпеденова Г.Б.                                                                                             | (разделы 2.2, 2.4)                                                   |
| Исполнитель по бурению,<br>Руководитель отдела проектирования бурения и<br>внутрискважинных работ                  |                                                                      |
| _____ Исламов Х.М.                                                                                                 | (глава 7)                                                            |
| Исполнитель по экологии,<br>Руководитель отдела проектирования охраны недр и<br>окружающей среды                   |                                                                      |
| _____ Калемова Ж.Ж.                                                                                                | (глава 10)                                                           |
| Исполнитель по экономике,<br>Экономист административно-хозяйственного отдела                                       |                                                                      |
| _____ Каленова З.Н.                                                                                                | (главы 4, 5, 13)                                                     |
| Ответственный за документ-контроль:                                                                                | Коныс А.Б.                                                           |
| « ____ » _____ 2026г                                                                                               |                                                                      |

## СОДЕРЖАНИЕ

|                                                                                                                                                                           |            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>РЕФЕРАТ .....</b>                                                                                                                                                      | <b>9</b>   |
| <b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>                                                                                                                                                     | <b>10</b>  |
| <b>1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....</b>                                                                                                                            | <b>12</b>  |
| <b>2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....</b>                                                                                                           | <b>13</b>  |
| <b>3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ<br/>ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ .....</b>                                                           | <b>72</b>  |
| 3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов,<br>характеристика их продуктивности.....                                                         | 73         |
| 3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов<br>повышения нефтеизвлечения.....                                                             | 78         |
| 3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических<br>показателей разработки .....                                                                   | 78         |
| 3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов.....                                                                                                                      | 88         |
| 3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки .....                                                                                                           | 88         |
| 3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов .....                                                                                               | 88         |
| 3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов<br>разработки.....                                                                        | 89         |
| 3.4.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов .....                                                                                                               | 89         |
| 3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики<br>.....                                                                                    | 92         |
| 3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.....                                                                                                           | 95         |
| 3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей<br>разработки .....                                                                              | 95         |
| 3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат,<br>принятых для расчетов экономических показателей .....                                       | 100        |
| <b>4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ<br/>ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ .....</b>                                                                               | <b>103</b> |
| 4.1 Технологические показатели вариантов разработки .....                                                                                                                 | 103        |
| 4.2 Экономические показатели вариантов разработки.....                                                                                                                    | 111        |
| 4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр .....                                                                                                         | 123        |
| <b>5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ .....</b>                                                                                                            | <b>126</b> |
| <b>6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....</b>                                                                                                                   | <b>129</b> |
| 6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и<br>внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин<br>129 |            |
| 6.1.1 Технологические условия эксплуатации скважин .....                                                                                                                  | 129        |
| 6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин ....                                                                                          | 135        |
| 6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....                                                                                             | 139        |
| 6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....                                                                                                        | 139        |
| 6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в<br>пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения.....                          | 140        |
| 6.7 Техника и технология добычи природного газа .....                                                                                                                     | 140        |

|                                                                                                                              |                                 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|
| <b>7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН.....</b> | <b>141</b>                      |
| 7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ .....                                                   | 141                             |
| <b>8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ .....</b>                                         | <b>149</b>                      |
| <b>9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ .....</b>               | <b>151</b>                      |
| <b>10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ .....</b>                                                                              | <b>157</b>                      |
| <b>11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....</b>                                                                      | <b>170</b>                      |
| <b>12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ .....</b>                                        | <b>172</b>                      |
| <b>13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ .....</b>                                    | <b>174</b>                      |
| 13.1 Объемы и этапы ликвидационных работ .....                                                                               | Ошибка! Закладка не определена. |
| 13.2 Затраты на демонтаж наземного оборудования месторождения .....                                                          | Ошибка! Закладка не определена. |
| 13.3 Рекультивация земли .....                                                                                               | Ошибка! Закладка не определена. |
| 13.4 Расчет затрат на ликвидацию последствий недропользования ....                                                           | Ошибка! Закладка не определена. |
| <b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>                                                                                | <b>193</b>                      |
| <b>ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ .....</b>                                                                                            | <b>195</b>                      |

## СПИСОК ТАБЛИЦ

|                                                                                                                                     |                                        |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|
| Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.04.2026г.....                                                       | 79                                     |
| Таблица 3.2.2 - Основные показатели пробной эксплуатации месторождения Пустынное.....                                               | 83                                     |
| Таблица 3.2.5 - Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по месторождению.....                            | 87                                     |
| Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов .....                                          | 91                                     |
| Таблица 3.4.2 – Адресная программа ГТМ .....                                                                                        | 93                                     |
| Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин. I объект. 2 вариант.....                                                    | 104                                    |
| Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект. 2 вариант .....                | 105                                    |
| Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин. II объект. 2 вариант.....                                                   | 106                                    |
| Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект. 2 вариант .....               | 107                                    |
| Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин. III объект. 2 вариант .....                                                 | 108                                    |
| Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. III объект. 2 вариант .....              | 108                                    |
| Таблица 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 2 вариант ...                                      | 109                                    |
| Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. 2 вариант ..... | 110                                    |
| Таблица 4.2.1- Капитальные вложения 2 вариант .....                                                                                 | 113                                    |
| Таблица 4.2.2- Расчет доход от реализации продукции 2 вариант .....                                                                 | 114                                    |
| Таблица 4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции 2 вариант .....                                | 118                                    |
| Таблица 4.2.4 - Суммарные выплаты Государству в виде налогов 2 вариант .....                                                        | 120                                    |
| Таблица 4.2.5 - Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности 2 вариант.....                                                  | 122                                    |
| Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по I объекту. Вариант 2 .....                          | <b>Ошибка! Закладка не определена.</b> |
| Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по II объекту. Вариант 2 .....                         | <b>Ошибка! Закладка не определена.</b> |
| Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по III объекту. Вариант 2 .....                        | <b>Ошибка! Закладка не определена.</b> |
| Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ в целом по месторождению. Вариант 2 .....              | 150                                    |

## СПИСОК РИСУНКОВ

|                                                       |    |
|-------------------------------------------------------|----|
| Рис. 1.1 – Обзорная карта.....                        | 12 |
| Рис. 3.2.1 - График разработки по месторождению ..... | 80 |

## СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

| №№ п/п | Наименование приложения                                                                                                       | №№ прил. | № № листа | Масштаб                           | Степень секретности прил. |
|--------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|-----------|-----------------------------------|---------------------------|
| 1      | Геологический профиль по линии I-I                                                                                            | 1        | 1         | Гориз.<br>1:10000 Верт.<br>1:1000 | несекретно                |
| 2      | Геолого-литологический профиль по линии I-I                                                                                   | 2        | 2         | Гориз.<br>1:10000 Верт.<br>1:1000 | несекретно                |
| 3      | Схема обоснования ВНК                                                                                                         | 3        | 3         | 1:1 000                           | несекретно                |
| 4      | Подсчетный план. Горизонт K2st а)<br>Структурная карта по кровле коллектора б)<br>Карта эффективных нефтенасыщенных толщин    | 4        | 4         | 1:10 000                          | несекретно                |
| 5      | Подсчетный план. Горизонт K2s-2 а)<br>Структурная карта по кровле коллектора б)<br>Карта эффективных нефтенасыщенных толщин   | 5        | 5         | 1:10 000                          | несекретно                |
| 6      | Подсчетный план. Горизонт K2s-1 а)<br>Структурная карта по кровле коллектора б)<br>Карта эффективных нефтенасыщенных толщин   | 6        | 6         | 1:10 000                          | несекретно                |
| 7      | Подсчетный план. Горизонт K1al3 а)<br>Структурная карта по кровле коллектора б)<br>Карта эффективных нефтенасыщенных толщин   | 7        | 7         | 1:10 000                          | несекретно                |
| 8      | Подсчетный план. Горизонт K1al2-2 а)<br>Структурная карта по кровле коллектора б)<br>Карта эффективных нефтенасыщенных толщин | 8        | 8         | 1:10 000                          | несекретно                |
| 9      | Подсчетный план. Горизонт K1al2-1 а)<br>Структурная карта по кровле коллектора б)<br>Карта эффективных нефтенасыщенных толщин | 9        | 9         | 1:10 000                          | несекретно                |
| 10     | Подсчетный план Горизонт K1al1-2 а)<br>Структурная карта по кровле коллектора б)<br>Карта эффективных нефтенасыщенных толщин  | 10       | 10        | 1:10 000                          | несекретно                |
| 11     | Подсчетный план Горизонт K1al1-1<br>а) Структурная карта по кровле коллектора<br>б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин  | 11       | 11        | 1:10 000                          | несекретно                |
| 12     | Подсчетный план Горизонт K1a<br>а) Структурная карта по кровле коллектора<br>б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин      | 12       | 12        | 1:10 000                          | несекретно                |
| 13     | Карта изобар горизонт K2s2                                                                                                    | 13       | 13        | 1:10 000                          | несекретно                |
| 14     | Карта изобар горизонт K2s1                                                                                                    | 14       | 14        | 1:10 000                          | несекретно                |
| 15     | Карта изобар горизонт K1a                                                                                                     | 15       | 15        | 1:10 000                          | несекретно                |
| 16     | Карта изобар горизонт K1al1-1                                                                                                 | 16       | 16        | 1:10 000                          | несекретно                |
| 17     | Карта изобар горизонт K1al1-2                                                                                                 | 17       | 17        | 1:10 000                          | несекретно                |
| 18     | Карта изобар горизонт K1al2-2                                                                                                 | 18       | 18        | 1:10 000                          | несекретно                |
| 19     | Карта изобар горизонт K1al3                                                                                                   | 19       | 19        | 1:10 000                          | несекретно                |
| 20     | Карта пробуренных и проектных скв. Вариант 1                                                                                  | 20       | 20        | 1:10 000                          | несекретно                |
| 21     | Карта пробуренных и проектных скв. Вариант 2                                                                                  | 21       | 21        | 1:10 000                          | несекретно                |
| 22     | Карта пробуренных и проектных скв. Вариант 3                                                                                  | 22       | 22        | 1:10 000                          | несекретно                |

## РЕФЕРАТ

Проект состоит из 181 страниц текста, 28 таблиц, 11 рисунков, 38 табличных приложений и 14 графических приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ ПУСТЫННОЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ, ЗАПАСЫ НЕФТИ, СКВАЖИНА, ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ, ВОДОНЕФТЯНОЙ КОНТАКТ, ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЯ, РЕЖИМ РАБОТЫ ЗАЛЕЖИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ.

Объект исследования – нефтяные залежи в отложениях нижнего мела (горизонты I-пс, II-пс, III-пс, IV-пс, V-пс, VI-пс, VII-пс) месторождения Пустынное.

Цель работы: на основании данных разведки и пробной эксплуатации разработать проектный документ, определяющий предварительную систему промышленной разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом.

В проекте приведены сведения о геологическом строении и нефтегазоносности месторождения. Дано описание стратиграфии, тектоники, объема проведенных геологоразведочных работ. Приведены характеристика коллекторов продуктивных горизонтов и физико-химические свойства нефти, газа и воды, а также утвержденные ГКЗ запасы УВ. На основе анализа текущего состояния разработки обосновано выделение эксплуатационных объектов месторождения, представлены рекомендуемые научно-исследовательские и производственные мероприятия по совершенствованию системы разработки, с целью повышения эффективности и вовлечения в активную разработку запасов нефти невырабатываемых зон.

Проект содержит анализ результатов опробования разведочных скважин, обоснование режимов работы пластов и скважин, способа их эксплуатации.

Область применения – промысел Пустынное АО «Матен Петролеум».

## ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Пустынное является АО «Матен Петролеум» и ведет разработку согласно контракту на добычу № 5286-УВС от 2 ноября 2023 г, сроком до 2048 г.

На основании Дополнения №3 от 17.12.2025 г. право недропользования на месторождение Пустынное, ранее принадлежащее 100% дочерней компании АО «Priority Oil&Gas» перешло к материнской компании — АО «Матен Петролеум».

Контрактная территория расположена в пределах горного отвода (площадь горного отвода – 5,38 км<sup>2</sup>, глубина - минус 800 м) с координатами угловых точек: 1 - 46° 28' 34"СШ и 53° 10' 06"ВД; 2 - 46° 29' 31"СШ и 53° 10' 16"ВД; 3 - 46° 30' 20"СШ и 53° 11' 54"ВД; 4 - 46° 30' 24"СШ и 53° 12' 58"ВД; 5 - 46° 29' 26"СШ и 53° 11' 55"ВД; 6 - 46° 28' 25"СШ и 53° 10' 23"ВД.

Месторождение открыто в конце 1960-х начале 1970-х годах и ранее в промышленной разработке не участвовала ввиду нахождения в подтапливаемой зоне Каспийского моря.

На месторождении Пустынное 16 скважинами были вскрыты 3 нефтяных горизонта в отложениях нижнего и верхнего мела: один в отложениях апта (K1a) и два- в сеномане (K2c-1 и K2c-2). Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные сбросами и расположены на западном пологом крыле структуры.

Права недропользования на добычу углеводородов ТОО «PriorityOil&Gas» предоставлено посредством проведения аукциона, согласно требованию МЭ РК с вводом месторождения в промышленную разработку, в связи с чем в 2024г. был разработан «Проект разработки месторождения Пустынное» (протокол 55/12 от 03.10.2024 г.) (далее ПР-2024 г.) на основе подсчитанных запасов нефти утвержденных ЦКЗ МинНефтепром СССР в 1970 году.

По результатам технико-экономических расчетов ПРМ-2024 г. к реализации принят четвертый вариант с утверждением технологических показателей на период 2025-2028 гг.

Согласно утвержденному проектному документу промышленную разработку планировалось начать с января 2025г, однако в связи с проводимыми работами по обустройству месторождения фактически промышленная добыча на месторождении начата в июне 2025г.

В конце 2025г. по промежуточным результатам разбурирования и переинтерпретации сейсморазведочных работ 3Д был составлен и согласован Анализ разработки месторождения Пустынное. Составление отчета было обусловлено необходимостью корректировки местоположения проектных скважин и смены типа скважин с

горизонтальной на вертикальную, а также уточнения проектных технологических показателей разработки из-за изменений в геологическом строении месторождения, полученным по новым данным. Таким образом, согласно АР-2025г, технологические показатели разработки были утверждены на период 2025-2027гг. по первому варианту разработки, где предусматривался ввод 11 ед.

В 2026г ТОО «КазНИГРИ» был составлен и утвержден отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Пустынное», где ГКЗ РК рассмотрены и приняты на баланс ГКЗ РК геологические и извлекаемые запасы УВС (протокол...)

Подсчет запасов произведен объемным методом. Начальные геологические запасы подсчитаны в следующих количествах и по категориям:

- по категории  $C_1$  – 9 384 тыс.т;
- по категории  $C_2$  – 2 617 тыс.т;

Настоящая работа выполнена на основе уточненной геологического строения месторождения, последних утвержденных геологических, извлекаемых запасов и КИН, с учетом изменений свойств пластовой флюидной системы, произошедших за время разработки с начала действия предыдущего проектного документа.

Целью настоящего проекта является обоснование рациональной системы разработки месторождения Пустынное.

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Пустынное по административному делению входит в состав Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан.

В орографическом отношении месторождение Пустынный представляет собой заболоченную низменность, покрытую сорами и рыхлыми современными морскими наносами. Дорожная сеть представлена редкими полевыми и проселочными дорогами. Растительность скудная, полупустынного типа, климат резко континентальный- с сухим, жарким летом и холодной зимой. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 23 м. до минус 27 м. Ближайшими населенными пунктами является Косшагыл и районный центр Кульсары (к северо-востоку-90 км.). Ближайшими магистральными нефтепроводами являются нефтепровод Прорва- Кульсары (35 км.) и Узень- Самара (60 км.).

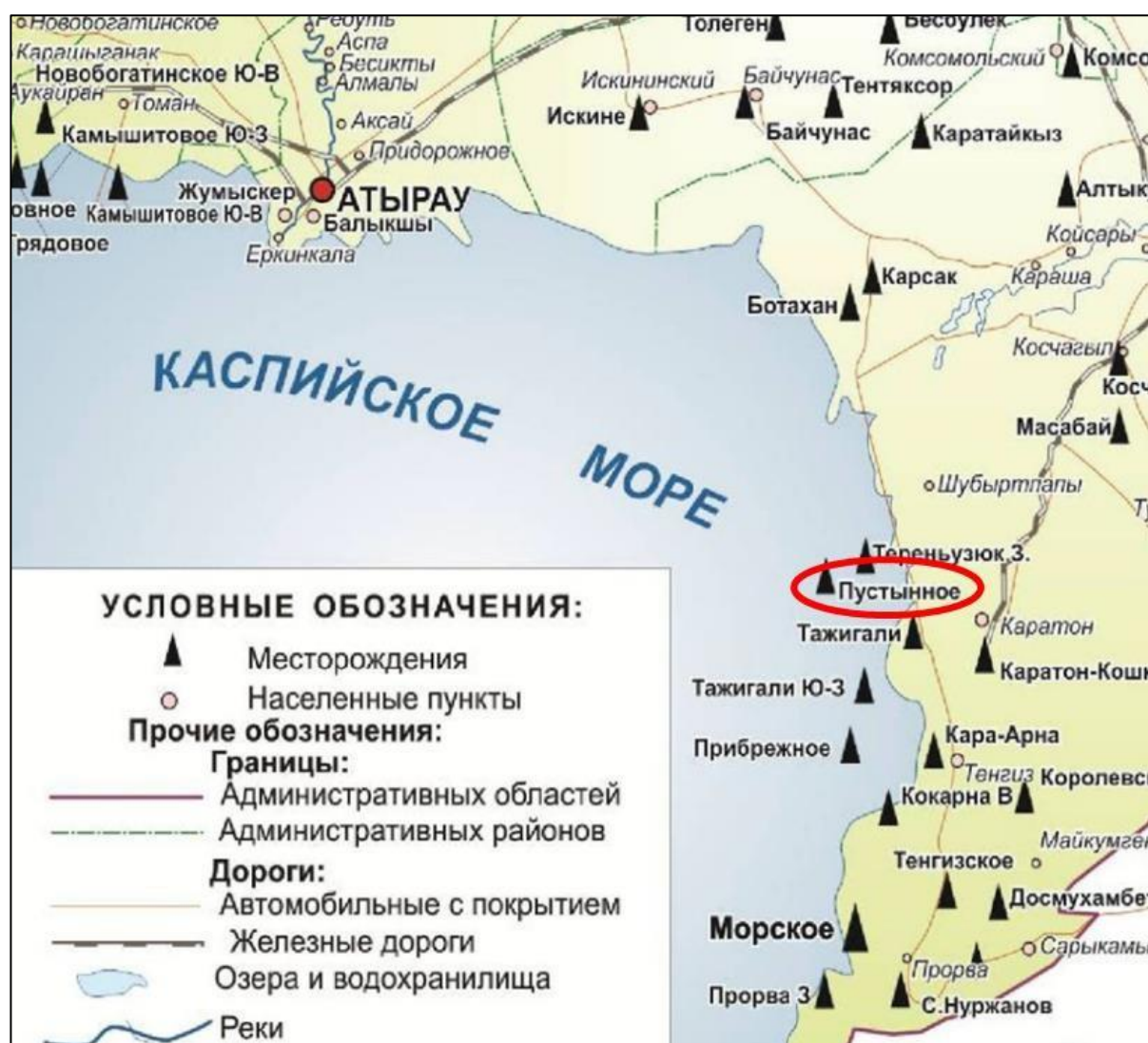


Рис. 1.1 – Обзорная карта

## 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Краткая характеристика геологического строения

На месторождении Пустынное поисково-разведочными и оценочными скважинами вскрыт разрез от четвертичных до верхнеюрских отложений включительно (максимальная глубина 1400 м в скважине Г-4).

Месторождение связано с надсолевым комплексом пород, залегающим над нижнепермской кунгурской соленосной толщей.

Расчленение вскрытого разреза отложений на отделы и ярусы было произведено, в основном, по данным электро-и гамма каротажного материала, с учетом литологических особенностей и данных микрофаунистического анализа.

Характеристика литологии и стратиграфическое расчленение разреза приводятся с учетом комплекса ГИС и проанализированного керна на сводном геолого-геофизическом разрезе и геологических профилях.

#### *Юрская система (J)*

##### *Верхнеюрский отдел (J<sub>3</sub>)*

Верхнеюрские отложения на месторождении вскрыты скважинами Г-2 и Г-4.

Литологически отложения верхней юры сложен глинами с прослоями мергелей, алевролитов и известняков с прослоями песчаников.

Вскрытая толщина отложений варьируется от 115,6 м (скв. Г-2) до 277 м (скв. Г-4).

#### *Меловая система (K)*

##### *Нижнемеловый отдел (K<sub>1</sub>)*

##### *Неокомский ярус (K<sub>1nc</sub>)*

Включает нерасчлененные отложения барремского, готеривского и валанжинского ярусов. Литологически характеризуется песчано-глинистыми осадками: в верхней части – пестроцветными глинами с прослоями песков и песчаников, в нижней сероцветными терригенными породами, которые стратиграфически несогласно залегают на размытых породах юры.

Толщина отложений варьируется от 32 м (скв. Г-3) до 293 м (скв. Г-4).

##### *Аптский ярус (K<sub>1a</sub>)*

Литологически отложения аптского яруса представлены чередованием глин и песчаников.

Глина темно-серая, черная, слабоалевритистая, песчаник слабосцементированный, мелко-среднезернистый, окраска пятнистая, темно-серый со светло-серыми и серыми с коричневатым оттенком пятнами глинами с прослоями песков и песчаников.

Мощность прослоев глин и песчаников колеблется в пределах 30,5 м (скв. Г-3) до 60 м (скв. Г-4).

### ***Нижне-альбский подъярус ( $K_{1al1}$ )***

Представлен мощной толщей терригенных пород – глины с прослоями песков и мелко-среднезернистых песчаников, содержащих обуглившиеся растительные остатки и включения пирита.

Продуктивные горизонты  $K_{1al1-2}$ ,  $K_{1al1-1}$  приурочены к пластам песчаника, находящиеся в кровельной и подошвенной части подъяруса, соответственно.

Толщина отложений варьируется от 279 м (скв.Г-4) до 362 м (скв.Р-2).

### ***Средне-альбский подъярус ( $K_{1al2}$ )***

Отложения среднего альба представлены глинами слабоизвестковистыми с прослоями мелко- и среднезернистых песков и песчаников.

Продуктивный горизонт  $K_{1al2}$  приурочен к пластам песчаника.

Толщина отложений варьируется от 66 м (скв.К-39) до 79,5 м (скв.Г-3).

### ***Верхне-альбский подъярус ( $K_{1al3}$ )***

Верхнеальбская **микрофауна** в образцах керна не была найдена. Были обнаружены единичные находки микрофауны, по которым палеонтологами возраст определен как нижнемеловой.

Литологически отложения верхнего альба представлены глинами с прослоями песков и песчаников.

Глины серые и темно – серые, местами пепельно – серые, песчанистые, с включением песка светло – серого алевритового и мелкозернистого содержащего мелкие обуглившиеся растительные остатки.

Песчаники серые, мелкозернистые, крепкие, известковистые.

К песчаным пластам приурочен продуктивный горизонт  $K_{1al3}$ .

Толщина отложений варьируется от 44 м (скв.К-41) до 76,5 м (Г-3).

### ***Верхнемеловой отдел ( $K_2$ )***

В разрезе верхнемеловых отложений выделены ярусы: сеноманский, турон – коньякский, сантонский, кампанский, маастрихтский и датский.

Резких колебаний мощности верхнемеловых отложений, за исключением сеномана, на описываемых структурах не наблюдается. Этому периоду осадконакопления видимо соответствует замедленный рост соляных куполов. На схеме сопоставления верхне – меловых отложений по нефтяным участкам структуры Пустынный видно, что мощности ярусов верхнего мела (от датского яруса до туронского включительно) постепенно увеличиваются по падению от свода к периферии.

### ***Сеноманский ярус ( $K_{2s}$ )***

На размытую поверхность верхнего альба несогласно ложатся отложения сеноманского яруса. Литологический состав пород сеномана представлен песками, песчаниками и глинами.

Глины темно – серые, плотные, песчанистые, неизвестноистые, с гнездами и прослойками светло – серого алевролита, содержащего растительные остатки.

Пески серые с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, глинистые, слабо уплотненные.

Песчаники серые и темно – зеленовато – серые, мелкозернистые, крепкие, кавернозные, карбонатные, с включением пирита.

К песчаникам сеноманского яруса приурочены продуктивные горизонты  $K_{2s-2}$ ,  $K_{2s-1}$ .

Толщина отложений варьируется от 60 м (скв.Г-3) до 97 м (К-21).

### ***Турон – коньякский ярус ( $K_{2t+k}$ )***

Отложения этого возраста трансгрессивно залегают на отложениях сеномана и литологически представлены однообразной толщей мергелей и глин, имеющих, в основном, серовато – зеленую окраску.

Мергели песчанистые и слабопесчанистые, плотные, с фукоидами, заполненными светло – серой глиной, с обломками раковин иноцерам.

В подошве турона залегает базальный горизонт, сложенный алевролитом, гравием и галькой. Глины мергелеподобные, плотные, карбонатные.

Отложения туронского и коньякского ярусов литологически однообразны, вследствие чего они имеют общую каротажную характеристику и рассматриваются на профилях совместно, но по фауне фораминифер выделяются как туронский, так и коньякский ярусы.

Толщина отложений варьируется от 41 м (скв.К-12) до 71 м (скв.Г-3).

### ***Сантонский ярус ( $K_{2st}$ )***

Отложения сантона встречены всеми пробуренными скважинами.

По микрофауне отложения сантонского яруса подразделяются на нижний и верхний подъярусы.

Верхний сантон представлен глинами и мергелями.

Глины светло – зеленые, слабо – песчанистые, плотные, известковистые, с обломками фауны.

Мергели серовато – белые, светло – зеленые, светло – серые, слабо песчанистые, плотные, глинистые.

Нижний сантон сложен мелом и глинами.

Мел белый и серовато – белый слабопесчанистый, плотный, слагает верхнюю часть нижнего сантона.

Глины светло – зеленые, слабо песчанистые, мергелистые, плотные с обломками фауны.

Продуктивный горизонт ***K<sub>2st</sub>*** приурочен к пластам песчаника, находящиеся в кровельной части яруса.

Толщина отложений варьируется от 40,4 м (скв.К-47) до 51,7 м (скв.К-21).

### ***Кампанский ярус (K<sub>2km</sub>)***

Отложения представлены мергелями, о подчиненными прослоями глин.

Мергели зеленовато – серые, зеленые плотные, с включением пирита и обломков раковин.

Глины зеленые, плотные с прослоями и включением серовато – белого мела.

Толщина отложений варьируется от 14 м (скв.К-21) до 40 м (скв.К-12).

### ***Четвертичная система (Q)***

Осадки четвертичного возраста имеют на куполе оплошное распространение и представлены как древними, так и новокаспийскими отложениями.

Четвертичные отложения залегают горизонтально, но с несогласием на отложениях неогена, палеогена дата и маастрихта.

Литологически отложения представлены песками и глинами.

Глины коричневые, темно – зеленовато – желтые, вязкие, песчанистые, известковистые.

Пески желтые и серовато – желтые, рыхлые, иногда глинистые, загипсованные с многочисленными обломками раковин.

Толщина отложений варьируется от 20 м (скв.Г-2) до 30 м (скв.Г-3).

#### **2.1.1 Тектоника**

Район работ приурочен к юго-восточной части Прикаспийской впадины, где в подсолевой толще по кровле карбонатных верхнедевонских отложений по данным сейсморазведки выявлена крупная Тенгиз-Каратонская (Тенгизско – Кашаганская, Жылыойская) карбонатная платформа (рис.3.2.1) [1].

На этом поднятии расположены карбонатные массивы Тенгиз, Кайран, Кашаган, Каратон, Ансаган, Королевское, выделяющиеся по отражающему горизонту (ОГ)  $P_2$ , в формировании которых существенную роль играли процессы рифообразования. Вершины карбонатных построек по отражающему горизонту (ОГ)  $P_2$  прослежены на глубинах около четырех км. По артинско-верхнекаменноугольному комплексу наблюдается соответствие

структурных планов с нижележащими горизонтами. Подсолевые отложения в сводах локальных структур находятся на отметках 3,8-4,0 км.

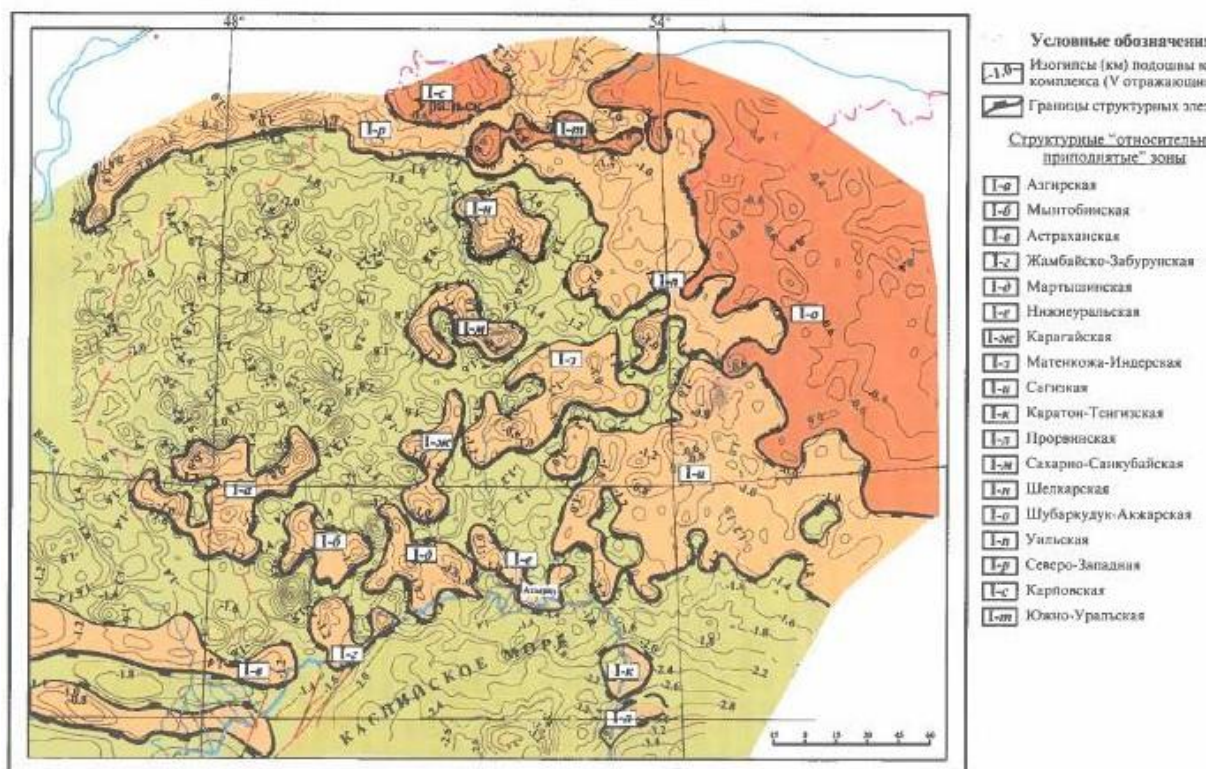


Рис. 2.2.1 Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса юго-востока Прикаспийской впадины [4].

В северо-восточной части карбонатной платформы на первом этапе изучения этой территории работами МОГТ по кровле подсолевых отложений был выявлен Приморский вал широтного простирания, осложненный локальными поднятиями- Пустынное, Тажигали, Кошкимбет, Каратон (с.п. 14-15/73, 80 треста «Саратовнефтегеофизика»). Амплитуда этих поднятий по ОГ П<sub>1</sub> убывает с запада на восток от 100 м на структуре Пустынная до 60 м на Кошкимбете [9].

Более поздние детальные сейсморазведочные работы 3Д позволили уточнить строение участка Тажигали-Пустынное по подсолевым и надсолевым отложениям.

В настоящем разделе отчета описание структурно-тектонического строения исследуемой территории по надсолевым отложениям представлено по результатам изучения площади Пустынная-Тажигали сейсморазведочными работами 3Д, проведенными в 2025 году [10]. Авторами отчета по результатам работ в подсолевой и надсолевой толщах выделены основные отражающие горизонты (ОГ): ПЗ (кровля терригенной толщи D2), П2 (кровля среднего карбона С2), П1 (размытая поверхность подсолевых пород), VI - кровля соли, V - подошва юрских отложений, III -подошва нижнего мела (рис. 2.2.2).

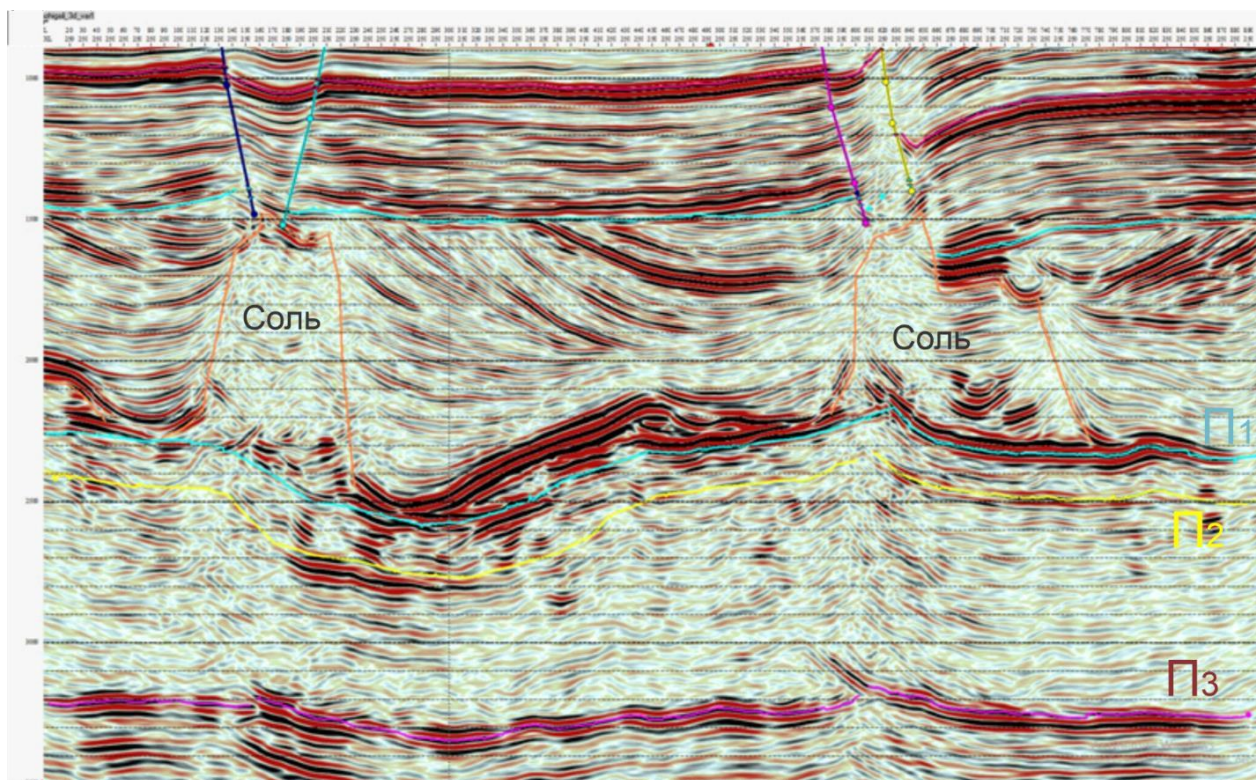


Рис.2.2.2 - Структура Пустынное. XL250. Сейсмостратиграфия соли и подсолевого разреза.

В пределах горного отвода была выполнена также детализация строения структуры по ниже-верхнемеловым отложениям, при этом протрассированы 11 горизонтов.

По подсолевой толще Приморский вал в современном понимании относится к Тенгизско-Кашаганскому карбонатному массиву, представляет собой карбонатную платформу девонско-каменноугольного возраста, протягивающуюся с востока на запад с выходом в акваторию Каспийского моря. На участке отмечается достаточно резкое изменение ее направления простирания с северо-западного на юго-западное и с выходом на морской участок Кайран.

Подсолевой структуре Пустынная по ОГVI соответствует соляная гряда, закартированная по изогипсе минус 2300 м, которая состоит из двух соляных структур – юго-западной (Пустынная Южная) и северо-восточной (Пустынная), оконтуренными изогипсами -1900 м каждая (Рис.2.2.3). В плане соляной купол Пустынный расположен в присводовой части одноименной палеозойской структуры.

По мнению авторов отчета, соляной юго-западный купол (структура Пустынная Южная) располагается над восточным периферийным участком морского подсолевого месторождения Кайран.

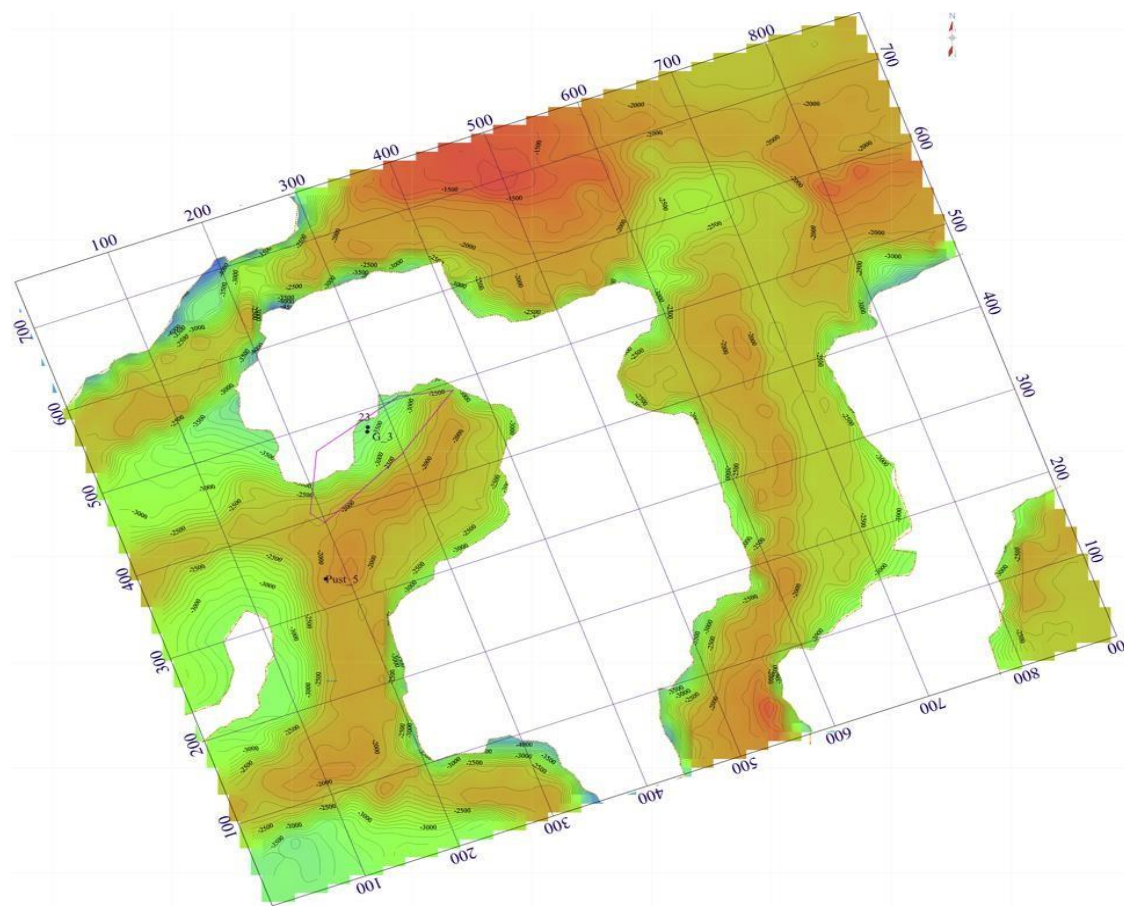


Рис.2.2.3 - Структурная карта по отражающему горизонту VI (кровля соли)

На соляном куполе *Пустынный* кровля соли отмечена на глубинах 1500-2000 м.

Для района исследований характерны обширные зоны отсутствия отражений-бессолевые мульды, разделяющие соляные купола и гряды. В восточной части исследуемой территории закартирована сейсмическими работами соляная гряда Тажигали- Тажигали Южная, которая отделяется от соляной гряды Пустынная-Пустынная Южная прогибом.

Необходимо отметить относительно глубокое залегание в этом районе соленосных отложений, достигающее 2,0-3,0 км в сводах соляных структур и до 5,0 км-в мульдах. Соответственно, в этом районе отмечено увеличенные толщины надсолевых отложений, в связи с чем исследователями выделен Каратонский палеопрогиб, в пределах которого выявлены месторождения Каратон, Тажигали Ю.-З., Пустынный, Караарна, Кокарна Восточная, Морское, Королевское, Прибрежное.

По данным структурных построений, по отражающим горизонтам V и III структура Пустынная на севере-северо-востоке отделяется от структуры Теренозек малоамплитудным прогибом, на востоке- от структуры Тажигали мульдой, где ОГ V в самой глубокой ее части прослежен на абсолютной отметке 3000 м.

Надсолевые отложения в своде соляной гряды Пустынная-Пустынная Южная осложнены разломом значительной амплитуды субмеридионального простирания, который

делит структуру Пустынная на два крыла-северо-западное и юго-восточное. Северо-западное- приподнято относительно юго-восточного, на севере граничит со структурой Теренозек.

По ОГВ на северо-западном крыле структуры Пустынная по изогипсе – 1850 м выделяется узкая полуантиклиналь, ограниченная с востока сбросом. (рис.2.2.4).

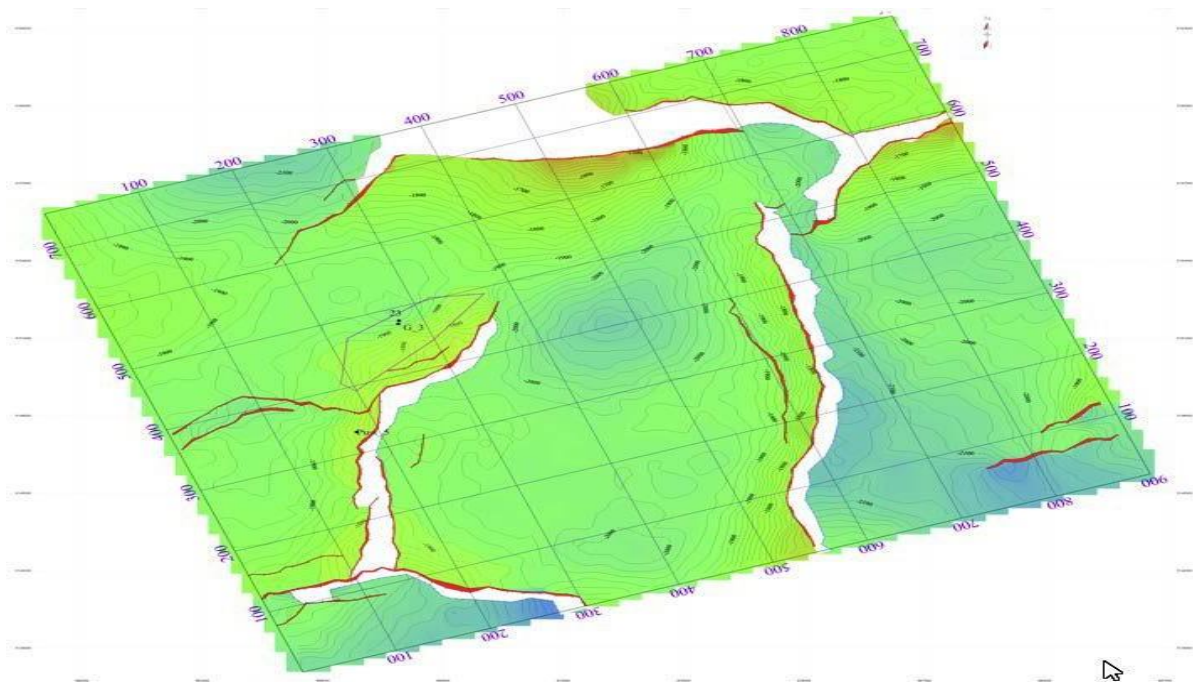


Рис. 2.2.4 -Структурная карта по отражающему горизонту V

Амплитуда структуры- 175 м. Поперечным малоамплитудным сбросом данная структура делится на два блока- северный и южный. В пределах северного блока в нижне-верхнемеловых отложениях выявлены основные по запасам нефтяные горизонты. На опущенном юго-восточном крыле, прослеженном на отметках 1900-2000 м, нефтегазовые залежи не выявлены.

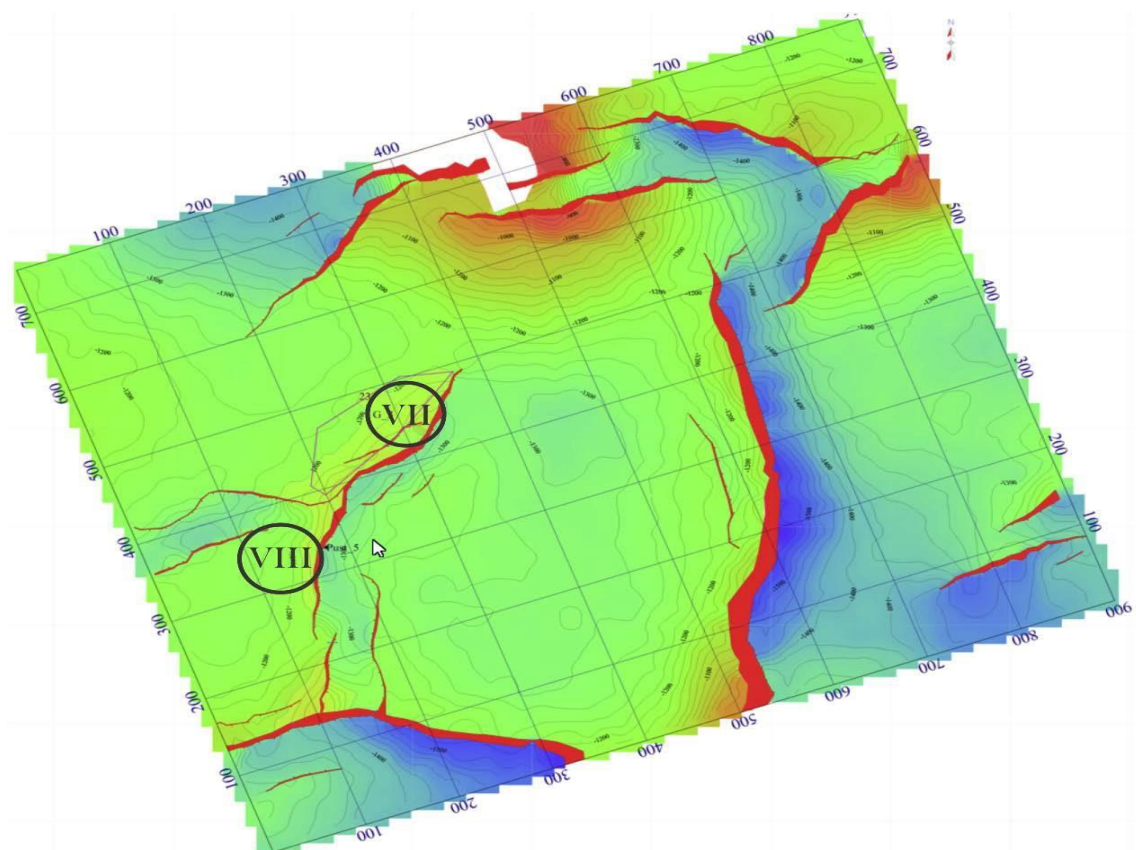


Рис. 2.2.5 - Структурная карта по отражающему горизонту III

По III отражающему горизонту структура имеет аналогичное строение выделенной по ОГV. По обоим горизонтам в центре структуры на северном блоке отмечен непротяженный сброс, простирающийся вдоль основного сброса, затухающий в нижних горизонтах неокома.

На северо-западном крыле антиклинальная структура выделяется по замкнутой изогипсе минус 1180м, основным сбросом отделяется от прогиба, закартированного по изогипсе минус 1200м. Судя по всем структурным построениям, этот узкий прогиб является началом формирования грабена, который наиболее рельефно выделяется по верхнемеловым отложениям.

Минимальная глубина III отражающего горизонта на северо-западном крыле-1100 м, на юго- восточном-1160 м. Амплитуда структуры на северо-западном блоке-порядка 40 м. Авторы сейсмического отчета отмечают, что корреляция горизонтов надсолевых отражающих горизонтов на сводах куполов и в присводовых частях осложнялась сильной дислоцированностью.

В ниже-верхнемеловой толще, как ранее отмечено, сейсморазведкой 3Д прослежены 11 отражающих горизонтов (снизу- вверх) (рис.2.2.6):

-  $K_{1a1}$  - кровля нижнеаптского яруса нижнего мела,

- $K_{1a2}$  - кровля среднеаптского яруса нижнего мела,
- $K_{1a3}$  - кровля верхнеаптского яруса нижнего мела
- $K_{1al1}$  - кровля нижнеальбского яруса нижнего мела,
- $K_{1al2}$  - кровля среднеальбского яруса нижнего мела,
- $K_{1al3}$  - кровля верхнеальбского яруса нижнего мела,
- $K_{2s1}$  - кровля нижнесеноманского яруса верхнего мела,
- $K_{s2}$  - кровля верхнесеноманского яруса верхнего мела,
- $K_{2t}$  - кровля туронского яруса верхнего мела,
- $K_{2st}$  - кровля сантонского яруса верхнего мела,
- $K_{2cp}$  - кровля кампанского яруса верхнего мела.

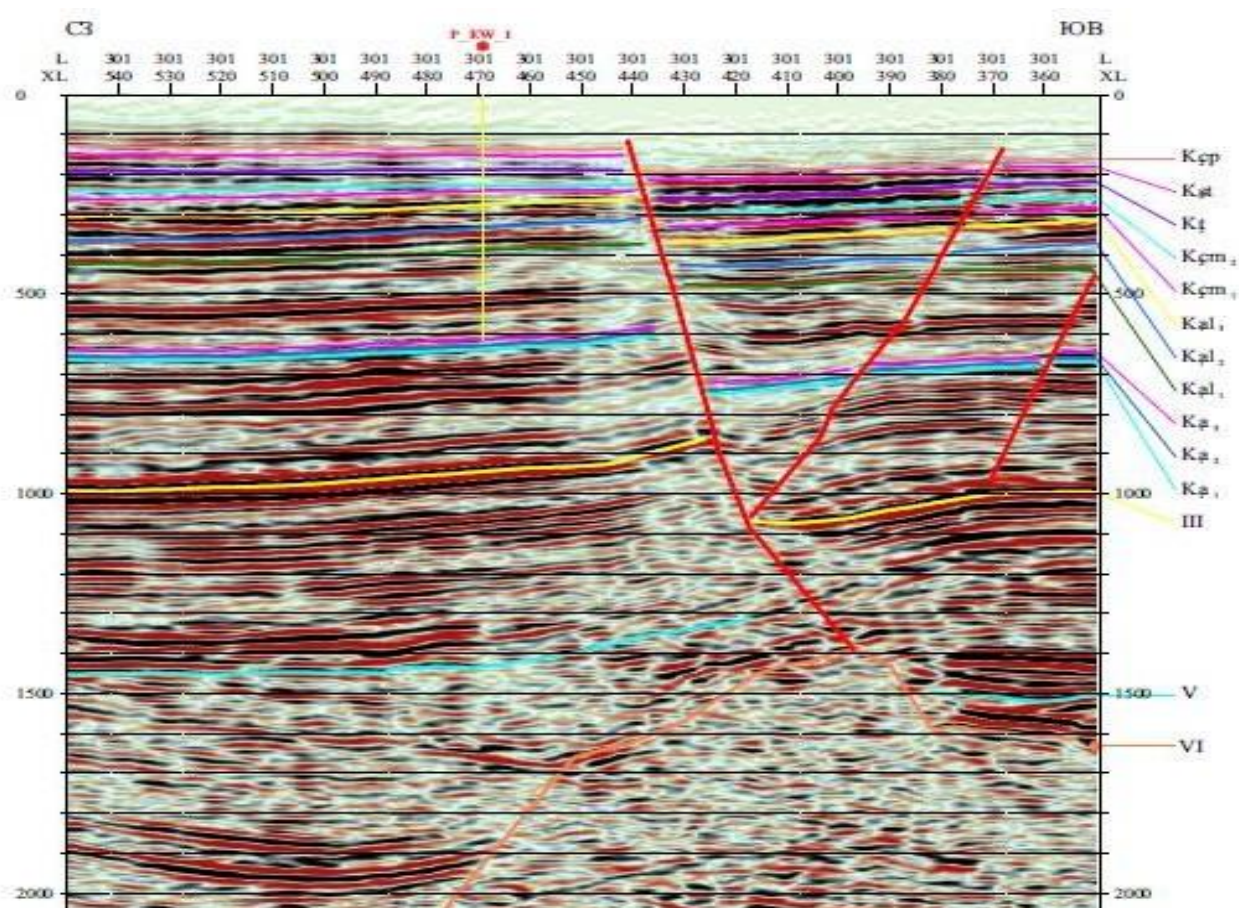


Рис.2.2.6 – Характер сейсмического волнового поля и особенности строения отражающих горизонтов надсолевых отложений. Сейсмический разрез вдоль инлайн 301 [10].

По ниже-верхнемеловым отложениям структурный план меняется- выделяются северо-западное приподнятое крыло и юго-восточное опущенное крыло. Северо -западное крыло на юге осложнено поперечным сбросом на блоки- северо-западный (приподнятый и юго-западный-опущенный) (рис.2.2.9). По данным структурного бурения, приподнятое крыло образовано основным сбросом ( $F_1$ ), зафиксированным сейсморазведочными работами и сбросом  $F_2$ . Структурными и глубокими скважинами, пробуренными на

поднятии, вскрыты отложения от палеоцена до верхней юры. При этом установлено, что падение сброса  $F_1$  - юго-восточное, угол падения равен  $65^\circ$ . Амплитуда сброса меняется от 40 м (скв.19) до 135 м (скв.К-30).

Залежи нефти приурочены к ниже-верхнемеловым отложениям на северо-западном крыле, в плане соответствующему склону соляной структуры.

Нижнеаптский отражающий горизонт (**K<sub>1a1</sub>**) на северо-западном крыле простирается от минус 700 м в приразломной части грабена до минус 856 м- на склоне и 876 м -в прогибе (рис.3.2.7). На данном крыле по изогипсе минус 816 м выделяется полуантиклиналь, экранированная с юго-востока основным сбросом грабена, а с юга-поперечным сбросом. Амплитуда структуры- 16 м. В свою очередь она осложнена более мелкими локальными структурами примыкания к разлому- северной и южной.

Северная структура оконтурена изогипсой минус 802 м, свод ее по всем аптским горизонтам расположен за пределами границы горного отвода. Амплитуда структуры-12 м. Наиболее глубокая скважина G-2 пробурена до подошвы аптских отложений, вскрыла эти породы на отметках 799,5 (-822,5) м, скважина Р-1 вскрыла их в своде структуры на абсолютной отметке 812 м.

Южная структура ограничена изогипсой минус 804 м, амплитуда ее- 10 м.

Западная часть структуры простирается за пределы горного отвода.

В структуре по ОГ K<sub>1a1</sub> прослежен на абсолютных отметках 900-970 м, на юго-восточном крыле.

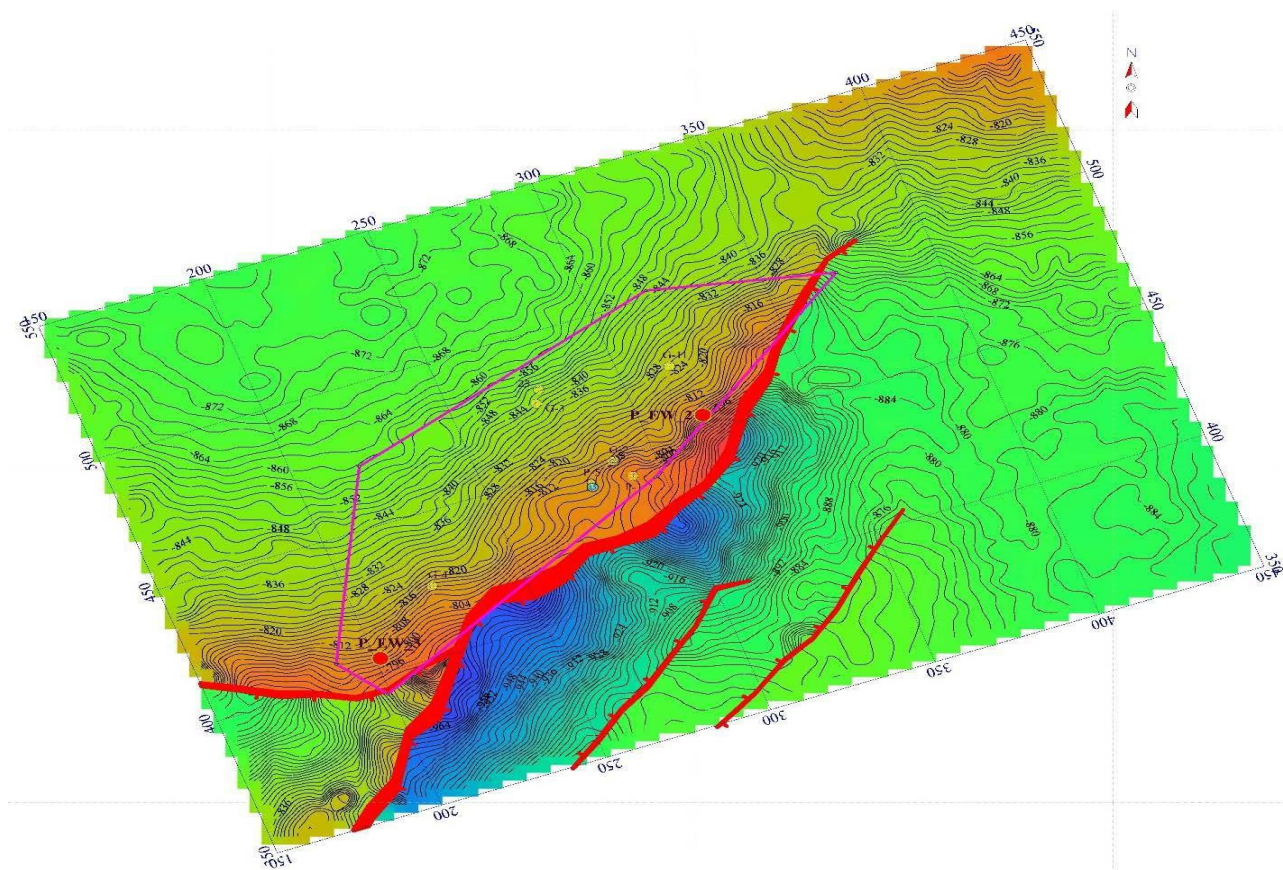


**Рис.2.2.7-Структурная карта по отражающему горизонту K1a1 (кровля нижнеаптского яруса нижнего мела)**

Далее представлено описание структуры по отражающим горизонтам средне- и верхнеальбских, сеноманских, сантонских и кампанских отложений, с которыми на северо-западном крыле месторождения Пустынное связаны продуктивные горизонты или отмечены признаки нефти. Эти отложения вскрыты множеством структурно-поисковых и глубоких скважин.

По вышележащему горизонту K1a2 структура в плане, преимущественно, аналогична нижнеаптскому. Данный сейсмический горизонт на северо-западном крыле в пределах геологического отвода прослежен на абсолютных отметках 770-844 м, вскрыт на своде Северной структуры на отметке минус 789 м (скв. Р-1) и минус 830 м-на склоне (скв.23).

В среднеаптских отложениях в скважине Р-1 при испытании интервала 772-773,5м (-790,3-791,8) м получена нефть с водой.

По ОГ K1a3 структура примыкания к сбросу грабена по замкнутой изогипсе минус 792 м имеет сложное строение. Свод ее находится на абсолютной отметке 768 м (рис. 3.2.11), на склоне- до 820 м и 844 м-в прогибе.

Скважины Г-2, Г-3, Г-4, Г-11, Р-1, Р-5, К-23 вскрыли кровлю аптских пород на глубинах от -772,5 м (скв.Р-1) до -811 м (скв.23)м.

Северная структура ограничена изогипсой минус 774 м, сводовая часть -760 м. В скважинах Р-1, расположенной в присводовой части структуры, из интервала 754,8-761-751м (-773,1-779,3) м при испытании получена нефть с водой, в остальных скважинах коллектора-водонасыщенные.

Южная структура ограничена изогипсой минус 772 м, свод ее находится на абсолютной отметке 754 м. Скважины в пределах этой структуры не пробурены.

В грабене ОГК1а3 залегает на отметках от – 880 до - 940 м, на юго-восточном крыле – от минус 852 до минус 860 м.

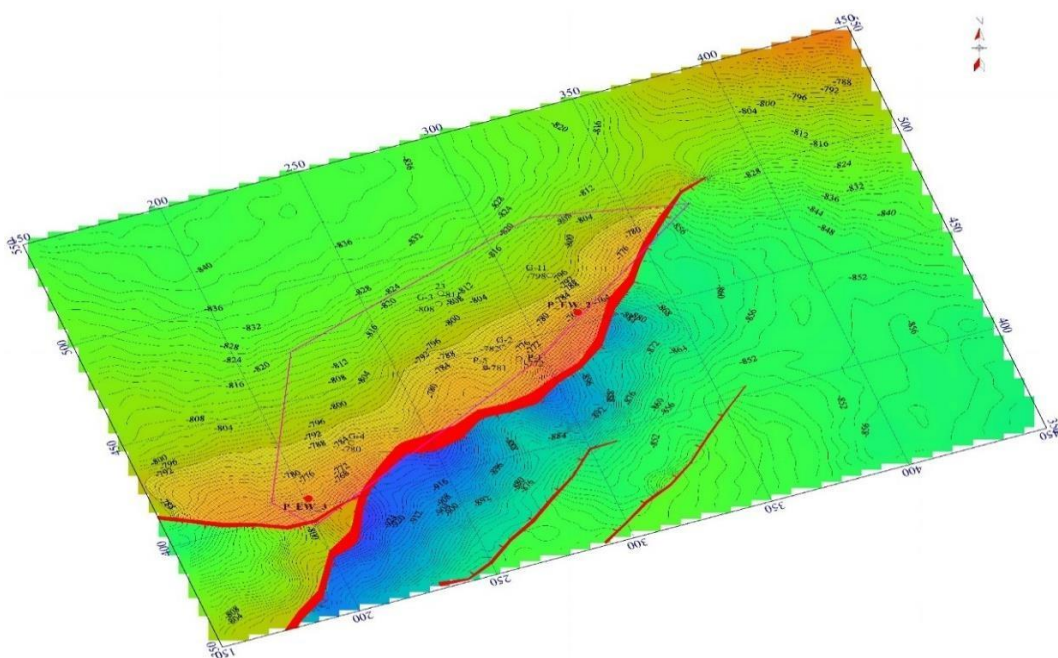


**Рис.2.2.8 - Структурная карта по отражающему горизонту К1а3 (кровля верхнеаптского яруса нижнего мела)**

Отражающий горизонт К1а11 (кровля отложений нижнеальбского яруса нижнего мела) залегает согласно с выше- и нижележащими геологическими границами (Рис.2.2.9).

В отличие от аптских горизонтов, свод структуры по альбским и верхнемеловым горизонтам находится в пределах горного отвода, что свидетельствует о значительном угле наклона сброса грабена. Структура примыкания к сбросу, состоящая из двух локальных структур, по оконтуривающей изогипсе минус 520 м представляет собой полуантиклиналь, амплитуда которой равна 28м.

Северная структура ограничена изогипсой минус 510 м, вершина ее находится на отметке минус 492 м, амплитуда структуры- 18 м. Скважина Р-1 вскрыла отражающий горизонт К1а11 на отметке минус 493 м, скважина 23-529м. По данным бурения в отложениях нижнего альба в скважине Р-5 обнаружены нефтесодержащие коллекторы небольшой толщины, а в скважине Р-1 из интервала 680,5-685 м (-698,3-703,3) м получены притоки нефти.

Южная структура в плане по изогипсе минус 508 м представляет собой полубраханктиклиналь, экранированную с юга поперечным сбросом. Амплитуда структуры-6,0 м. Западная часть ее находится за пределами горного отвода.

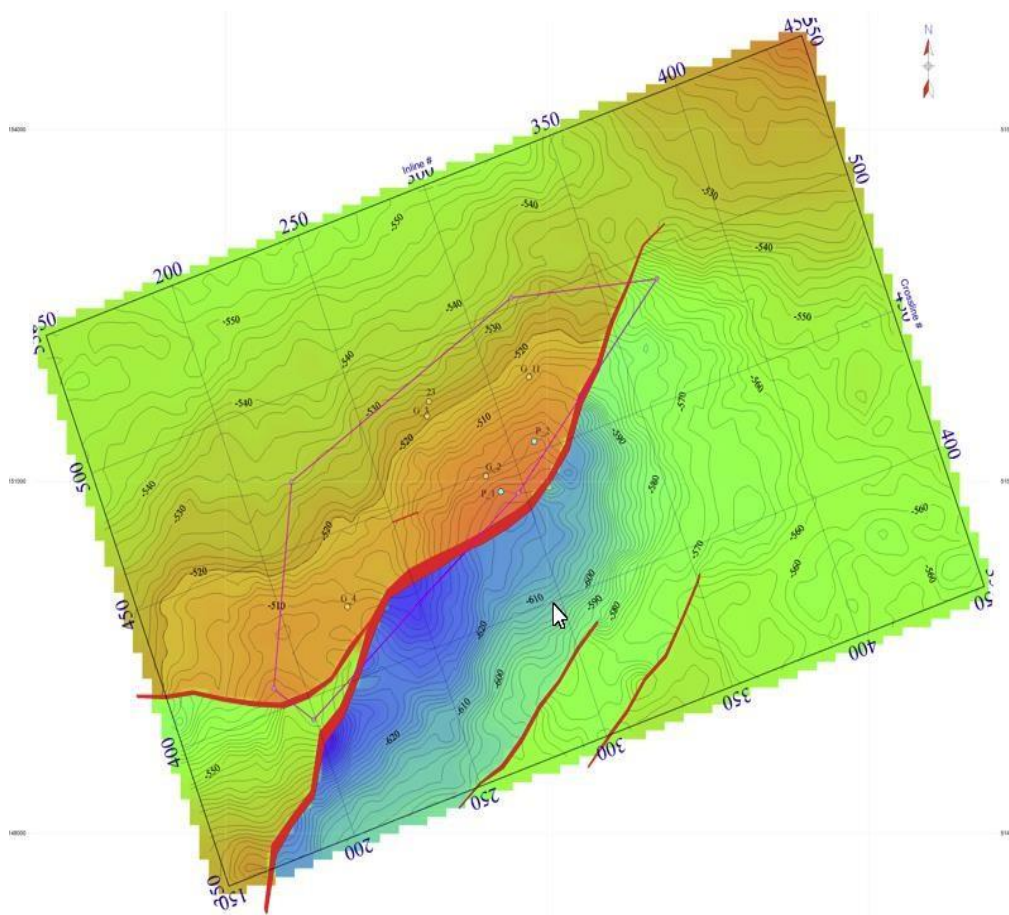


**Рис.2.2.9 - Структурная карта по отражающему горизонту K1a11 (кровля нижнеальбского яруса нижнего мела)**

Данный отражающий горизонт в наиболее прогнутой части грабена зафиксирован на абсолютных отметках 640-642 м, на юго-восточном крыле – от 552 до 580 м.

Отражающий горизонт K1a12 (кровля среднеальбского яруса нижнего мела) залегает согласно с нижележащими геологическими границами. Горизонт на северо-западном крыле залегает от отметки -412 м в своде структуры до минус 480 м на ее северном склоне (Рис. 2.2.10). В грабене этот горизонт прослежен на отметках от 530 до 600 м, на юго-восточном крыле- от 480 до 520 м.

По данным бурения в отложениях среднего альба в разрезе скважины Р-1 обнаружены нефтенасыщенные коллектора.

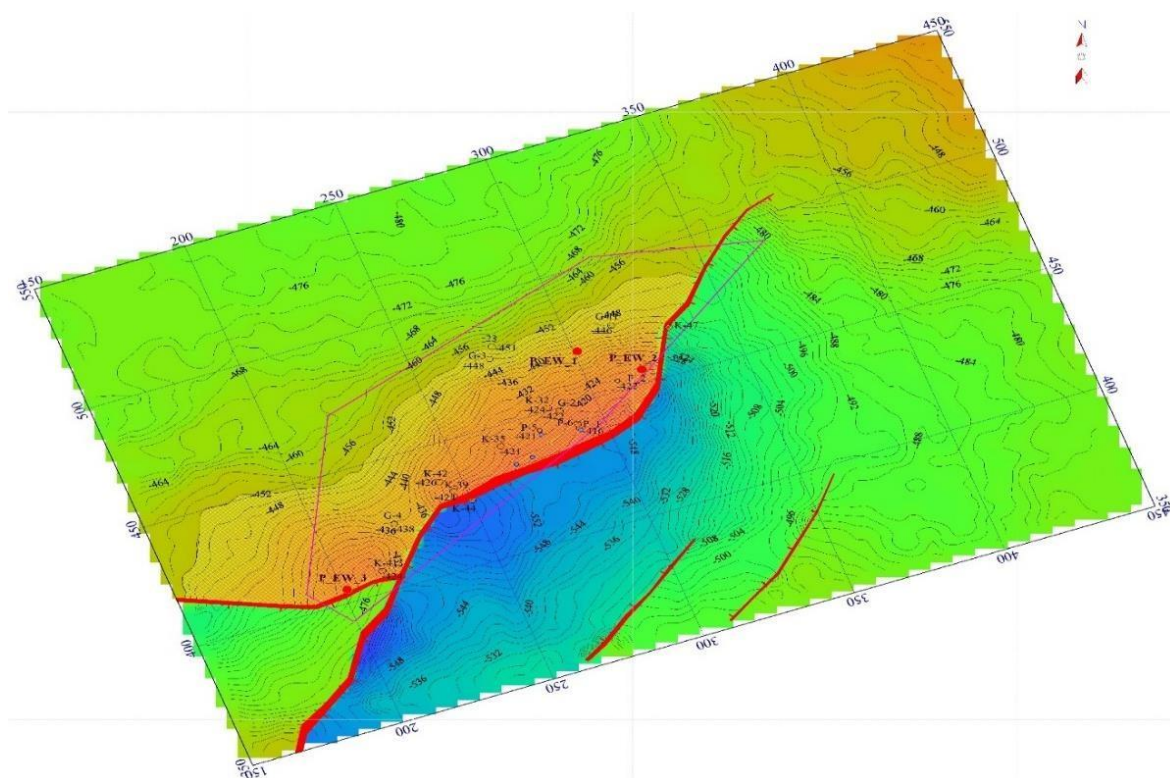


**Рис.2.2.10 - Структурная карта по отражающему горизонту K1a2 (кровля среднеальбского яруса нижнего мела)**

Отражающий горизонт K1a3 (кровля верхнеальбского яруса нижнего мела) также залегает согласно с выше- и нижележащими геологическими границами (Рис. 2.2.11).

На северо-западном крыле антиклинальная структура ограничена изогипсой минус 372 м. В плане также, как и по нижележащим горизонтам, выделяются две структуры-Северная и Южная.

Северная структура оконтурена изогипсой минус 358 м, вершина ее находится на абсолютной отметке минус 342 м. На этой вершине пробурены большинство скважин, вскрывших нефтеносные пласты. В центральной ее части расположена скважина Р-1, в разрезе которой из интервала 348-353 м (-366,28-371,28) м получены притоки нефти.

Северо-восточнее данной структуры по замкнутой изогипсе минус 366 м выделяется небольшая по площади овальной формы локальная структура, в пределах которой пробурена скважина К-19.

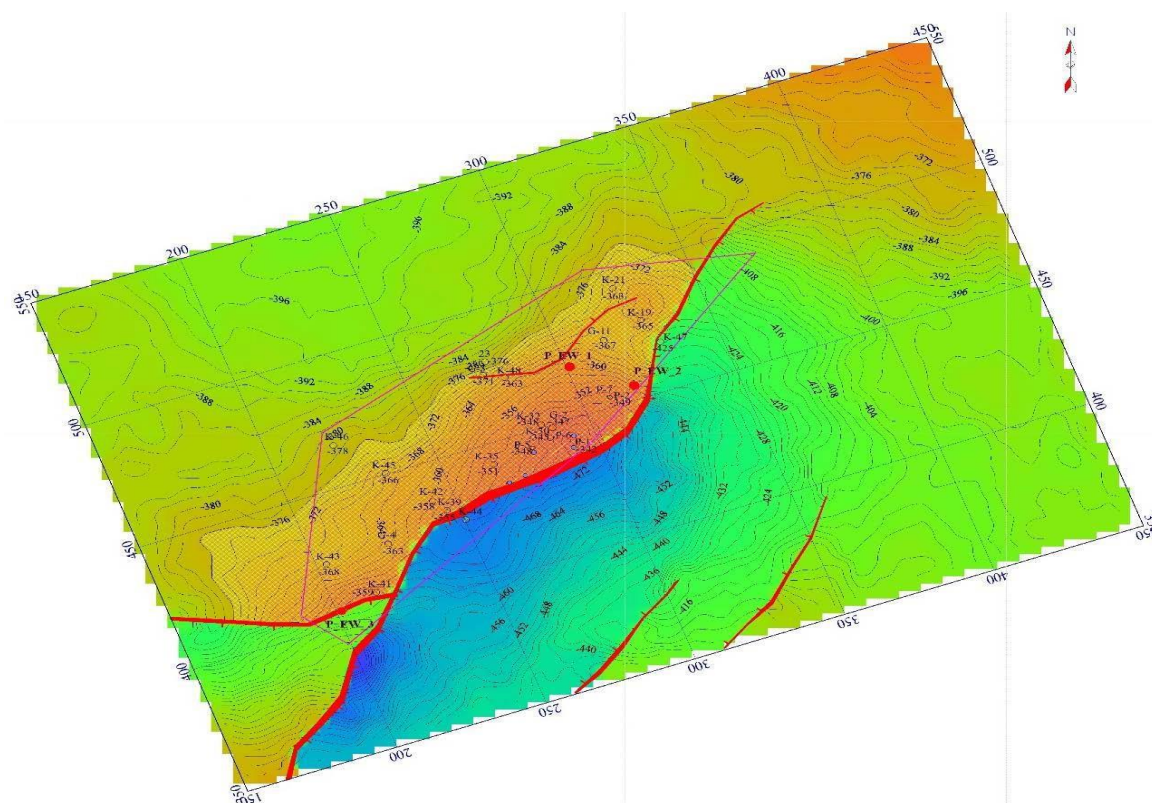


**Рис. 2.2.11 - Структурная карта по отражающему горизонту K1a13 (кровля верхнеальбского яруса нижнего мела)**

Южная структура – меньшая по площади и амплитуде, находится гипсометрически ниже Северной. На вершине структуры пробурена скважина К-41, вскрывшая сейсмический горизонт на абсолютной отметке 359,4м.

В грабене горизонт прослежен на абсолютных отметках 452-480 м, на го-восточном крыле- от 398 до 432 м.

Отражающий горизонт K2s1 (кровля нижнесеноманского яруса верхнего мела) залегает согласно с нижележащими геологическими границами (Рис.2.2.12).

Полуантиклиналь на северо-западном крыле структуры оконтурена изогипсой 332 м, амплитуда ее составляет 22 м. В плане выделяются три локальные структуры, экранированные сбросом грабена - Северная, Центральная и Южная. Северная структура оконтуривается изогипсой минус 314 м, вершина ее находится на отметке 310 м, амплитуда структуры - 4,0 м. В пределах Северной структуры пробурены скважины Р-2, Р-7Н, Р-4, Р-1, Р-6Н, Г-2, в разрезах которых вскрыты нефтяные горизонты.

Центральная структура- наименьшая по площади и более погружена. В ее своде пробурена скважина К-39, вскрывшая горизонт на отметке минус 319,9 м. В ее разрезе на абсолютных отметках 327-330,2 м по каротажным данным выделены нефте-водонасыщенные коллектора.

На Южной структуре, закартированной по изогипсе минус 312 м, пробурена скважина К-41, в разрезе которой ОГ K2s1 установлен на абсолютной отметке 310 м. В

интервале минус 327-328,9 м по данным ГИС выявлены маломощные нефтеводонасыщенные коллектора.

Описываемый сейсмический горизонт в грабене зафиксирован на отметках 392-410 м, на юго-восточном крыле - от 360 до 380 м.

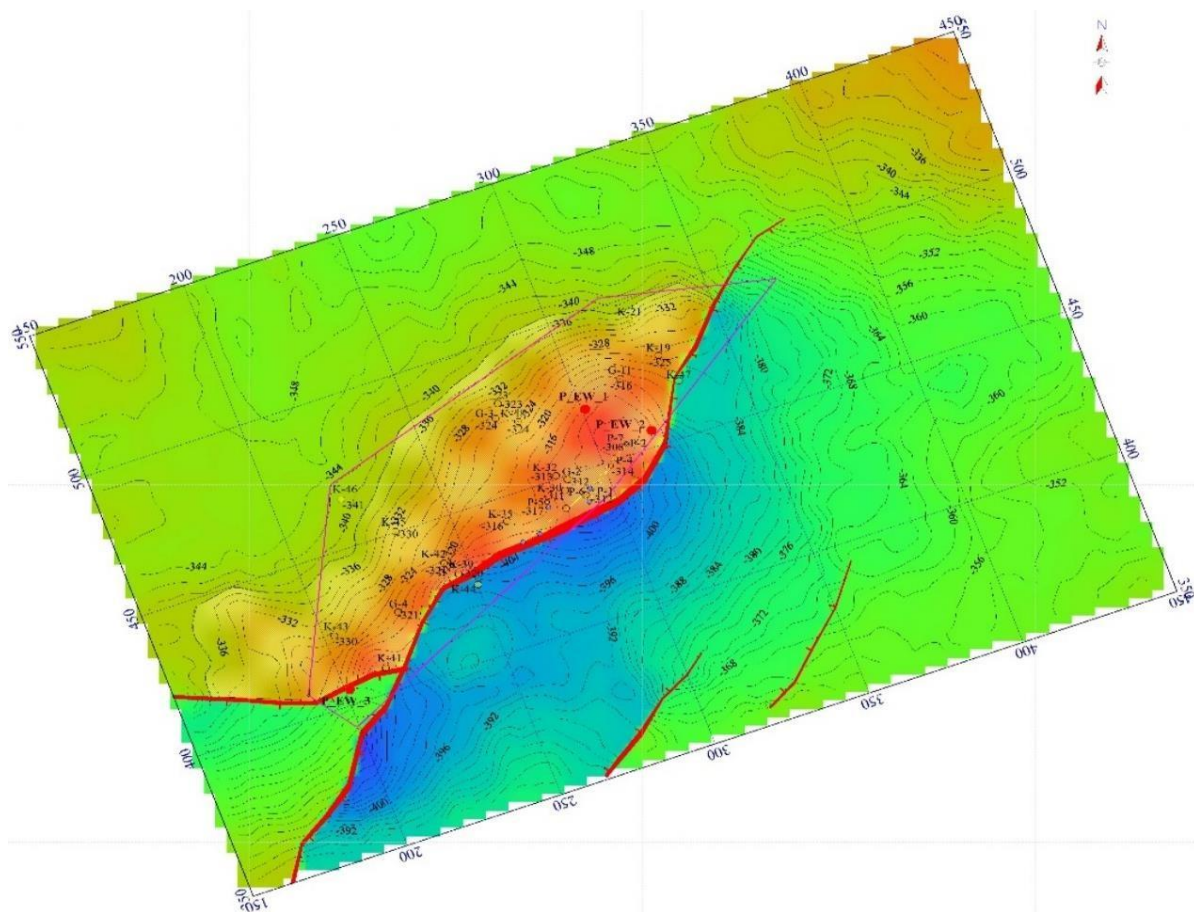


Рис. 2.2.12- Структурная карта по отражающему горизонту K2s1 (кровля нижнесеноманского яруса верхнего мела)

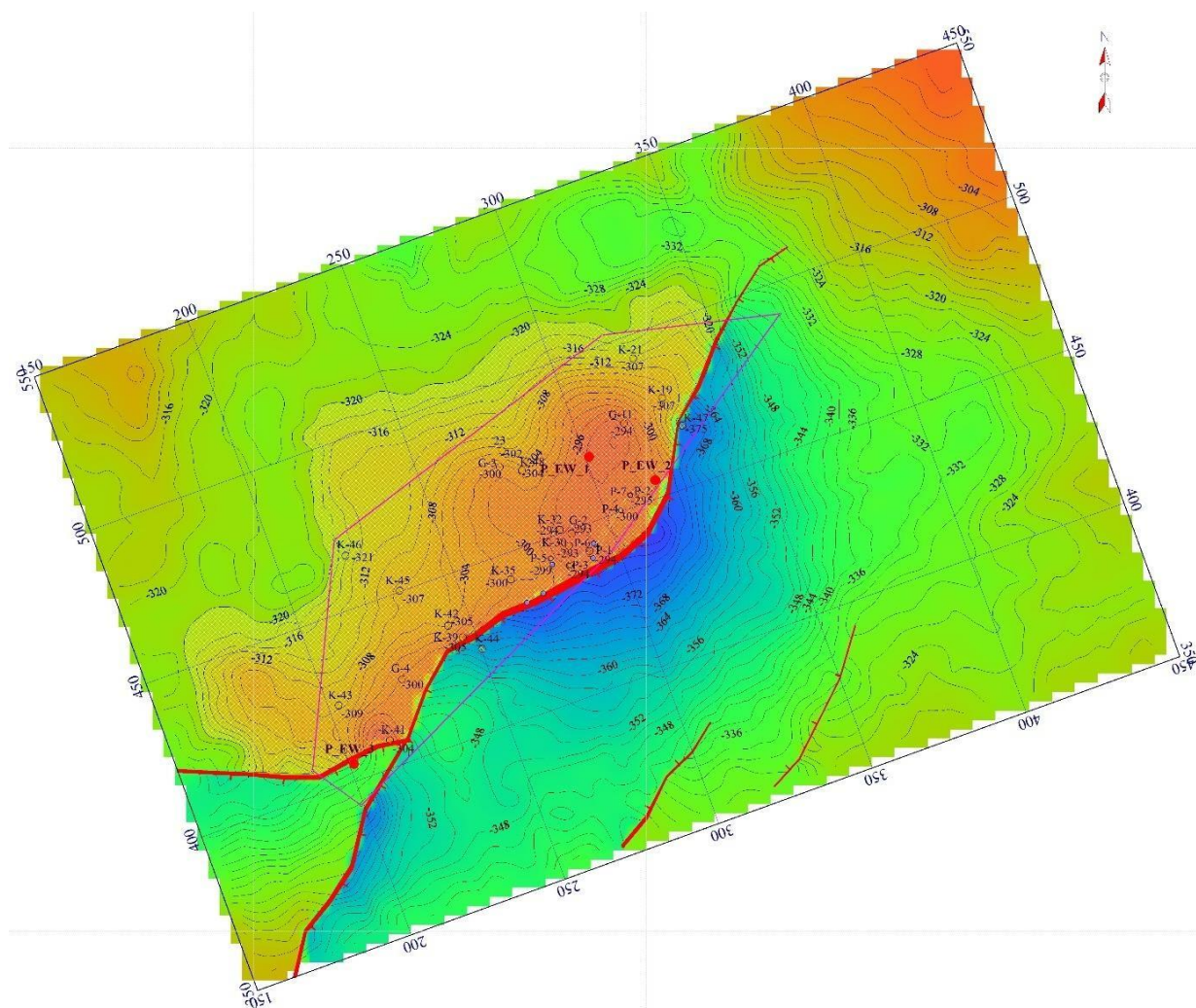


**Рис. 2.2.13 - Структурная карта по отражающему горизонту K2s2 (кровля верхнесеноманского яруса верхнего мела)**

Строение структуры Пустынная по отражающему горизонту K2s2 (кровля верхнесеноманского яруса верхнего мела) аналогично структурам, выделенным по нижележащим геологическим границам, что свидетельствует о унаследованном ее развитии в верхнемезозойский период (Рис. 2.2.13).

Антиклинальная структура на северо-западном крыле ограничена изогипсой минус 320 м, с юго-востока -экранирована сбросом F1, а с юга- поперечным сбросом F2. Амплитуда структуры равна 16 м.

Северная локальная структура, имеющая вид полубрахантиклинали субмеридианального простирания, выделяется по изогипсе минус 298 м. Анализ геолого-геофизических материалов показывает, что большинство скважин пробурены в южной части Северной структуры вблизи сброса F1. С этой структурой связан основной по площади нефтеносности продуктивный горизонт сеноманского возраста.

Южная структура выделяется по изогипсе минус 280 м, на его вершине пробурена скважина К-41, в ее разрезе по данным ГИС в интервале 306,4-315,3 м отмечен нефтяной горизонт.

В пределах грабена горизонт прослежен на отметках от 356 до 380 м, на северо-восточном крыле- от 332 до 348 м.

ОГ К2t (кровля туронского яруса верхнего мела). В отличие от строения структуры по нижележащим горизонтам, по ОГ К2t структурный план северо-западного крыла изменен - единая структура в виде полуантиклинали на данном крыле не выделяется (Рис.2.2.14).

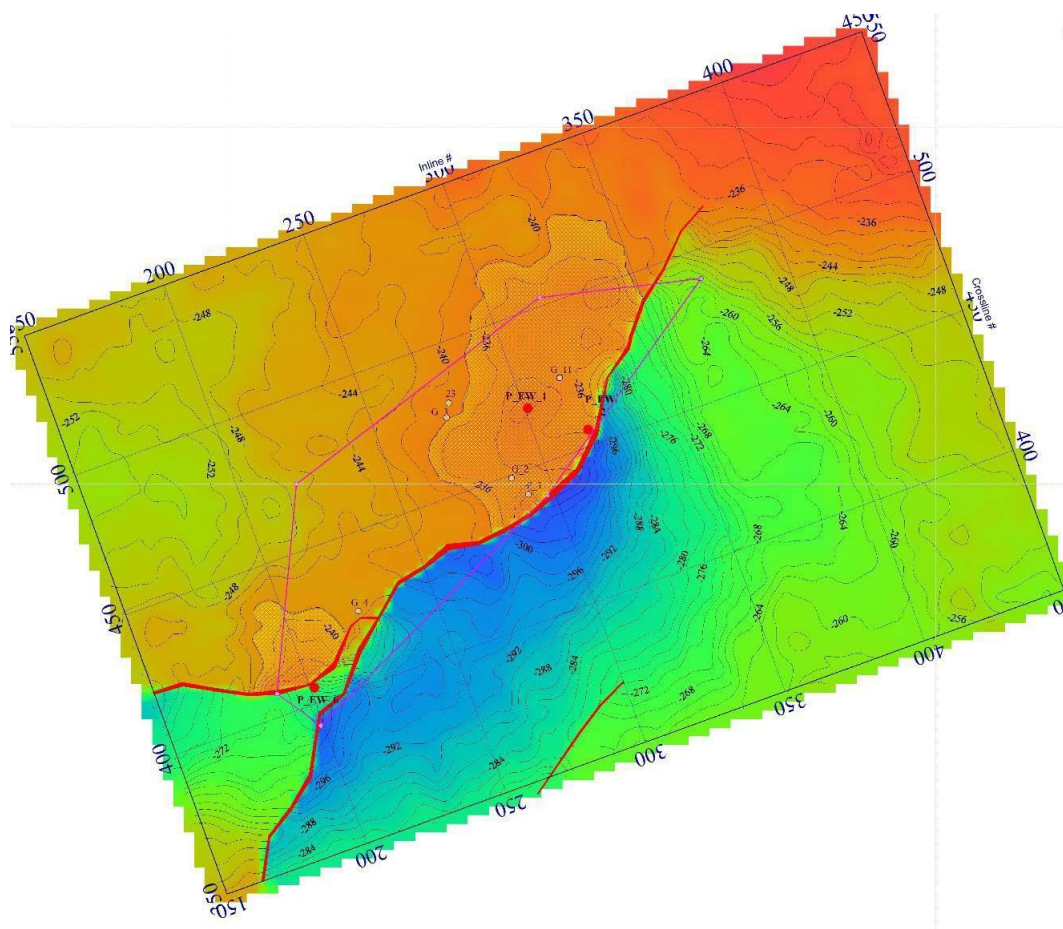


**Рис. 2.2.14 - Структурная карта по отражающему горизонту К2t (кровля туронского яруса верхнего мела)**

Северная локальная структура ограничена изогипсой минус 238 м, ее вершина расположена на отметке минус 232 м. Амплитуда структуры-6,0 м. Скважинами этот сейсмический горизонт вскрыт на абсолютных отметках 232,5 м (скв. Р-1) - 244 м (скв.23). На рисунке 3.2.14 показано, что эта локальная структура тяготеет к юго-западному крылу структуры Теренозек.

Южная структура оконтурена изогипсой минус 242 м. Судя по структурным построениям, скважина К-43 оказалась пробуренной в северной периферийной части

локальной структуры, а К-41- на опущенном блоке, образованном основным сбросом грабена и поперечным сбросом, примыкающим к нему.

Отложения туронского яруса в грабене прослежены на абсолютных отметках 292-306 м, на юго-восточном крыле- от 252 до 268 м.

Внутри отложений туронского яруса выделены водоносные пласты-коллекторы [ Сиражев ].

Отражающий горизонт К2st (кровля сантонского яруса верхнего мела) залегает согласно с нижележащими геологическими слоями туронского яруса.

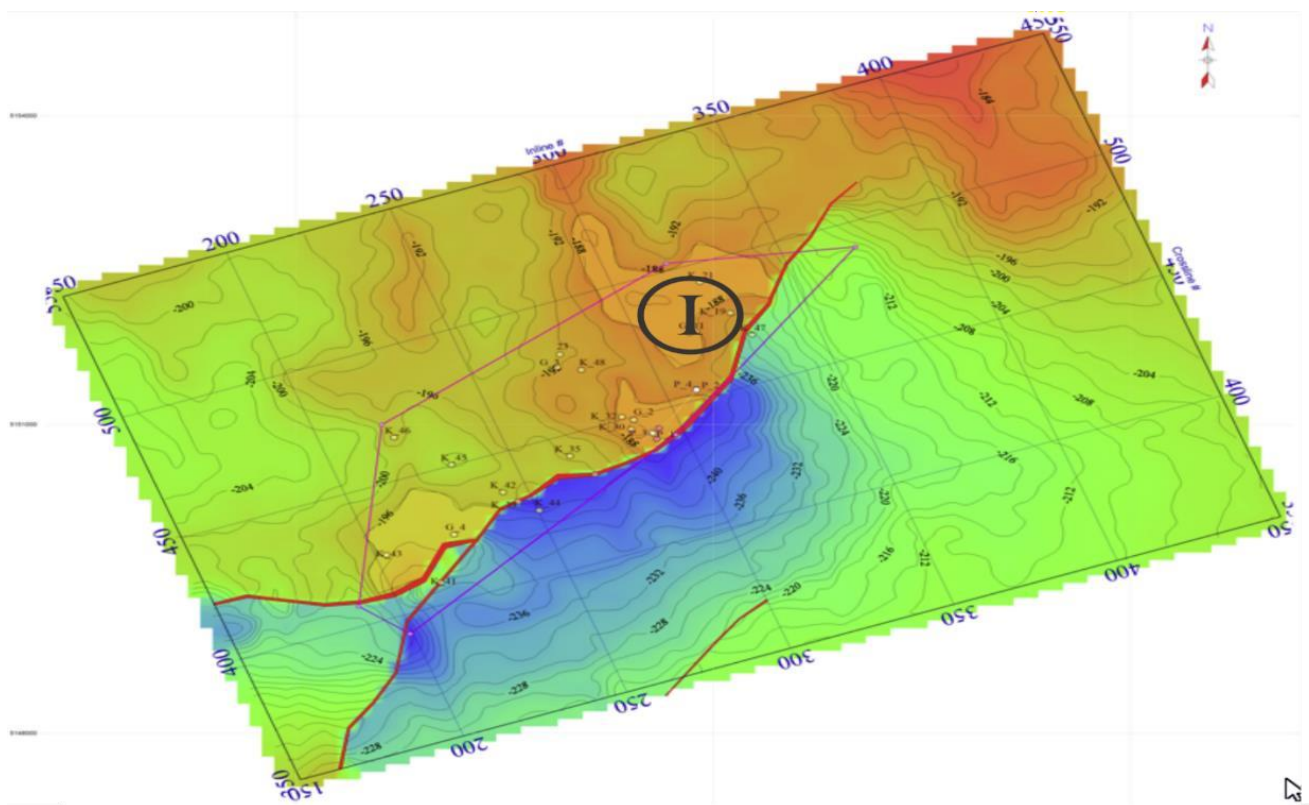


**Рис. 2.2.15 – Структурная карта по отражающему горизонту К2st (кровля сантонского яруса верхнего мела)**

В пределах структуры Северная по изогипсе -182 м каждая выделяются две вершины- северная и южная (Рис. 2.2.15). Большинство пробуренных скважин сосредоточены на южной вершине, меньшей по площади, вблизи разлома грабена. В их разрезах по данным ГИС в интервале от минус 202,5 (скв. Р-1) до минус 220 м (скв. К-48) выделены нефте-водоносные коллекторы.

На Южной структуре, ограниченной изогипсой минус 196 м, пробурены скважины Г-4, К-43, вскрывшие горизонт на отметках 195 и 205м, соответственно. В скважине К-41, расположенной на опущенном блоке между сбросами, ОГ К2st прослежен на отметке - 192 м, а кровля продуктивного горизонта по данным ГИС отмечена на отметке минус 215 м.

ОГК2st в грабене закартирован на отметках минус 236-246 м, на юго-восточном крыле- на абсолютных отметках 202 - 220 м.

Отражающий горизонт К2ср (кровля кампанского яруса верхнего мела).

Структура на северо-западном крыле имеет относительно аптских и альбских, более простое строение, выявленные структуры-малоамплитудные, до 2,0 м (Рис.2.2.16).

Северная структура выделяется по изогипсе минус 162 м, в ее пределах пробурена скважина Г-11. Юго-западнее на этих же глубинах закартирована небольшая структура примыкания к сбросу грабена, где пробурены скважины Р-1 и Г-2. ОГ К2ср в этих скважинах прослежен на абсолютных отметках 163,9 и 165,4 м, соответственно.

Южная структура ограничена изогипсой минус 170м. В присводовой части ее пробурена скважина Г-4, вскрывшая кровлю пород кампанского яруса на отметке минус 167 м.

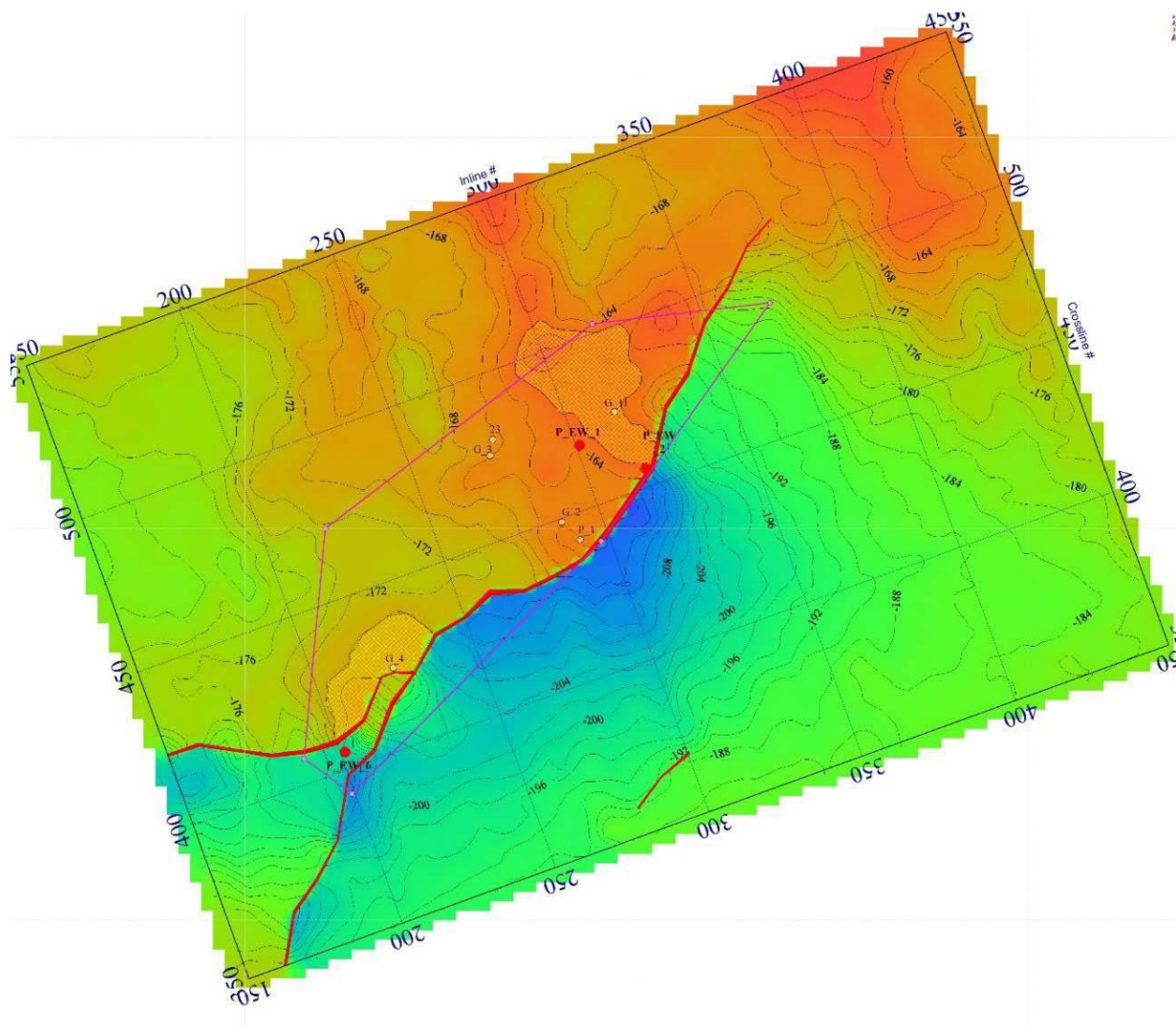


Рис. 2.2.16 - Структурная карта по отражающему горизонту К2ср (кровля кампанского яруса верхнего мела)

Анализ по имеющимся геолого-геофизическим материалам показал, что надсолевая структура Пустынная наиболее рельефно выделяется по аптским, альбским и верхнемеловым отложениям, что послужило формированию залежей нефти в этих толщах. Залежи нефти сосредоточены на Северной структуре северо-западного крыла, гипсометрически наиболее приподнятой, вблизи основного сброса грабена, что свидетельствует о миграции углеводородов из погруженных, вероятно, подсолевых толщ в надсолевые.

### 2.1.2 Нефтеносность

После предыдущего подсчета запасов 1970 года на месторождении проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д. Пробурены 12 новых скважин, дополнительно проведены геолого-промысловые работы такие, как опробование, отбор и анализ проб флюидов, ГДИС и тд.

С учетом дополнительных данных, выполнены переинтерпретация материалов ГИС старого фонда, интерпретации ГИС новых скважин, уточнены толщины пластов-коллекторов.

В рамках настоящего отчета, по результатам вышеописанных работ, уточнено геологическое строение месторождения.

На месторождении установлена продуктивность 9 горизонтов в верхнемеловых, нижнемеловых отложениях. Продуктивный горизонт K2st приурочен к сантонскому ярусу, горизонты K2s-2 и K2s-1 к сеноманскому, K1a3 к верхнеальбскому, K1a2-2 и K1a2-1 к среднеальбскому, K1a1-2 и K1a1-1 к нижнеальбскому и K1a к аптскому (граф.прил.3, 4).

В рамках настоящего отчета впервые выделены продуктивные залежи в пределах K2st, K1a3, K1a2-2, K1a2-1, K1a1-2 и K1a1-1 горизонтов.

Горизонт K2st вскрыт всеми пробуренными скважинами. В настоящем отчете за счет переинтерпретации материалов ГИС старого фонда и результатов бурения новых скважин в данном горизонте впервые выделены нефтяные залежи.

Пласты-коллекторы выделены в скважинах: Р-1, Р-3Н, Р-4Н, Р-5, Р-6Н, Р-7Н, Р-8Н, Р-9, Р-10, Р-11, Р-26, Г-2, К-30, К-32, К-35, К-41, К-42, К-12, К-19, К-21, К-24, К-34, К-39, К-43, К-46, К-47, К-48 и Г-4. В скважинах: Р-1, Р-3Н, Р-4Н, Р-5, Р-6Н, Р-7Н, Р-8Н, Р-9, Р-10, Р-11, Г-2, К-30, К-32, К-35, К-41, К-19, и Г-4 нефтеводонасыщены по ГИС, все остальные коллектора характеризуются как водоносные.

Структура в пределах данного горизонта, тектоническими нарушениями F1 и F2 разбита на 3 блока: I, II и III. Из них на I и II блоках выявлены нефтяные залежи.

В блоке I выделены 2 полуантиклинали разделенные между собой седловиной.

Первая полуантиклиналь картируется в северо-восточной части месторождения и примыкает к тектоническому нарушению F1 субмериодинального направления. К ней приурочена нефтяная залежь вскрытая скважинами: Р-1, Р-3Н, Р-4Н, Р-5, Р-6Н, Р-7Н, Р-8Н, Р-9, Р-10, Р-11, Г-2, К-30, К-32, К-35, К-41 и К-19.

Характер флюида в этой залежи подтверждается опробованием. Из интервала 182-190 м (-205-213м) в скважине Г-2 получен приток нефти с водой дебитом 0,23 м3/сут.

В 2025 г в результате опробования скважины Р-1 в интервале 186-196 м (-204,2-214,2 м) получен приток нефти дебитом 0,4 м3/сут.

ВНК принят наклонным по подошве нефтеносного пласта, выделенного по ГИС в скважине Р-10 на отметке -223,5 м, и по кровле водоносного пласта в скважине Р-6 на отметке -215,9 м (табл. 8.1, граф.прилож.13).

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 2,3 х 1,1 км, высотой – 21 м. Площадь всей залежи составляет 1767 тыс.м2.

Вторая полуантиклиналь картируется в южной части месторождения и примыкает к тектоническим нарушениям F1 и F2. К ней приурочена нефтяная залежь вскрытая скважиной Г-4.

Характер флюида в этой залежи подтверждается опробованием. Из интервала 193-198 м (-231-218 м) в скважине Г-4 получен приток нефти с водой дебитом 0,3 м3/сут с пленками нефти.

ВНК принят по подошве нефтеносного пласта, выделенного по ГИС в скважине Г-4 на отметке -218 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 1,2 х 0,3 км, высотой – 33 м. Площадь залежи составляет 314 тыс.м2.

В блоке II нефтяная залежь, вскрытая скважинами Р-11 и К-41 приурочена к полусводу ограниченному нарушениями F1 и F2. Залежь не опробована, выделена по результатам интерпретации материалов ГИС скважин К-41 и Р-11.

ВНК принят по ГИС по прямому контакту нефть-вода в скважине Р-11 на отметке -229,4 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,6 х 0,1 км, высотой – 19,2 м. Площадь залежи составляет 79 тыс.м2.

Горизонт K2s-2 вскрыт всеми пробуренными скважинами.

В ПЗ-1970 г. залежь была разделена на 3 блока тектоническими нарушениями f3 и f4.

В настоящем отчете геологическое строение продуктивного горизонта уточнено на основе новых сейсмических данных, переинтерпретации материалов ГИС старого фонда и

результатов бурения новых скважин. В результате по горизонту K2s-2 выделена единая нефтяная залежь.

Пласты-коллекторы выделены во всех скважинах, за исключением скважины К-24, где по ГИС пласт замещен непроницаемыми породами. В скважинах: Р-1, Р-2Н, Р-3Н, Р-4Н, Р-5, Р-6Н, Р-7Н, Р-8Н, Р-9, Р-10, Р-11, Р-26, Г-2, Г-3, Г-4, Г-11, К-19, К-30, К-32, К-35, К-39, К-41, К-42, К-43 и К-48 коллекторы нефтенасыщены по ГИС. В скважинах К-21, К-34, К-46 коллекторы нефтеводонасыщены. В скважинах К-12 и К-47 коллекторы водонасыщены.

Структура в пределах данного горизонта, также как и в вышележащем, тектоническими нарушениями F1 и F2 разбита на 3 блока: I, II и III. Из них только на I блоке выявлена нефтяная залежь.

В блоке I выделена полуантиклинальная структура субмериодинального простирания, примыкающая с востока к разлому F1 и прослеживающаяся в направлении с юго-запада на северо-восток; к данной структуре приурочена нефтяная залежь.

При опробовании скважин Г-2, Г-3, Г-4, Г-11 были получены притоки нефти дебитами от 1,5 м<sup>3</sup>/сут (скв. Г-3) до 6 м<sup>3</sup>/сут (скв. Г-2).

Нефтеносность залежи доказана также опробованием новых скважин: Р-3Н, Р-5, Р-7Н, Р-8Н и Р-10, где были получены притоки нефти дебитами от 6,8 м<sup>3</sup>/сут (скв. Р-10), до 15,3 м<sup>3</sup>/сут (скв. Р-8Н).

ВНК принят наклонным по подошве нефтеносного пласта, выделенного по ГИС в скважине К-46 на отметке -325,8 м, и по кровле водоносного пласта в скважине К-21 на отметке -321,9 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 4,8 х 1,6 км, высотой – 32,4 м. Площадь всей залежи составляет 5940 тыс.м<sup>2</sup>.

Горизонт K2s-1 вскрыт всеми пробуренными скважинами, за исключением наклонных скважин: Р-3Н, Р-7Н и Р-8Н.

В ПЗ-1970 г. залежь была разделена на 2 блока тектоническим нарушением f4.

В настоящем отчете геологическое строение продуктивного горизонта уточнено на основе новых сейсмических данных, переинтерпретации материалов ГИС старого фонда и результатов бурения новых скважин. На основании проведенных работ в горизонте K2s-1, также как и в вышележащем горизонте выделена единая нефтяная залежь.

Пласты-коллекторы выделены во всех скважинах. В скважинах: Р-1, Р-2Н, Р-4Н, Р-5, Р-6Н, Р-9, Р-10, Р-11, Р-26, Г-2, Г-4, К-30, К-32, К-35, К-39, К-41, К-42 коллекторы нефтеводонасыщены по ГИС. В скважинах Г-3, К-19, К-21, К-24, К-34, К-43, К-46, К-47, К-48 коллекторы водонасыщены.

Структура в пределах данного горизонта, также как и в вышележащем, тектоническими нарушениями F1 и F2 разбита на 3 блока: I, II и III. Из них только на I блоке выявлена нефтяная залежь.

В блоке I выделена полуантиклинальная структура субмеридионального простирания, примыкающая с востока к разлому F1 и прослеживающаяся в направлении с юго-запада на северо-восток; к данной структуре приурочена нефтяная залежь, аналогично вышележащему горизонту.

Скважина Г-2 была совместно опробована с горизонтом K2s-2, где в интервале 271-281, 290-300 (-294-304, 313-323 м) был получен приток нефти дебитом 6 м<sup>3</sup>/сут. В скважине Г-4 при опробовании интервала 301-304 получена вода с пленками нефти.

Нефтеносность залежи также подтверждена опробованием новых скважин Р-1, Р-4Н, Р-6Н, Р-9, Р-10 где были получены притоки нефти дебитами 7,5 м<sup>3</sup>/сут и 14,9 м<sup>3</sup>/сут, воды дебитом 0,1 м<sup>3</sup>/сут и 0,6 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

ВНК принят наклонным по подошве нефтеносного пласта, выделенного по ГИС в скважине Р-11 на отметке -330,8 м, и по кровле водоносного пласта в скважине Р-9 на отметке -327,8 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 3,4 х 0,9 км, высотой – 22,3 м. Площадь всей залежи составляет 2238 тыс.м<sup>2</sup>.

Горизонт K1a13 вскрыт скважинами: Р-1, Р-2Н, Р-5, Р-10, Р-11, Р-26, Г-2, Г-3, К-19, К-21, К-24, К-30, К-32, К-35, К-39, К-41, К-42, К-43, К-46, К-47, К-48.

В настоящем отчете на основе новых сейсмических данных, переинтерпретации материалов ГИС старого фонда и результатов бурения новых скважин в данном горизонте впервые выделена нефтяная залежь.

Пласты-коллекторы выделены во всех скважинах, за исключением скважины К-24, в разрезе которой пласт замещен. В скважинах: Р-1, Р-2Н, Р-5, Р-10, Р-11, Р-26, Г-2, К-30, К-35 коллекторы нефтеводонасыщены по ГИС. В скважинах Г-3, К-19, К-21, К-24, К-32, К-39, К-41, К-42, К-43, К-46, К-47, К-48 коллекторы водонасыщены.

Структура в пределах данного горизонта, аналогично вышележащему, тектоническими нарушениями F1 и F2 разбита на 3 блока: I, II и III. Из них только на I блоке выявлена нефтяная залежь.

В блоке I выделен полусвод, примыкающий с востока к разлому F1, к данной структуре приурочена нефтяная залежь, аналогично вышележащему горизонту.

Продуктивность горизонта подтверждена опробованием скважины Р-1, где из интервала 348-353 м (-366,3-371,3 м) получен приток нефти и воды дебитом 7,8 м<sup>3</sup>/сут и 0,3 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

В разрезе скважины Г-2 по данным ГИС в интервале 345,6-350,9 (-368,6-373,9) выделен нефтенасыщенный коллектор. При опробовании интервала 348–352 м (-371–375 м) получен приток пластовой воды дебитом 3,6 м<sup>3</sup>/сут. Получение пластовой воды, вероятно, связано с заколонными перетоками из нижележащих водоносных пластов вследствие нарушения герметичности затрубного пространства.

ВНК принят наклонным по подошве нефтеносного пласта, выделенного по ГИС в скважине Р-5 на отметке -377,3 м, и по кровле водоносного пласта в скважине Р-1 на отметке -375,3 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 1,6 х 0,5 км, высотой – 10,9 м. Площадь всей залежи составляет 687 тыс.м<sup>2</sup>.

Горизонт К1а2-2 вскрыт скважинами: Р-1, Р-2Н, Р-5, Р-10, Р-11, Р-26, Г-2, Г-3, К-32, К-35, К-39, К-41, К-42.

В настоящем отчете на основе новых сейсмических данных, переинтерпретации материалов ГИС старого фонда и результатов бурения новых скважин данный продуктивный горизонт выделен впервые.

Пласты-коллекторы выделены во всех скважинах. В скважинах: Р-1, Р-2Н, Р-5, Р-10, Р-11, Р-26, Г-2, К-35, К-39, К-41, К-42 коллекторы нефтеводонасыщены по ГИС. В скважинах Г-3 и К-32 коллекторы водонасыщены.

Горизонт характеризуется унаследованной структурой, аналогичной вышележащему горизонту. Структура тектоническими нарушениями F1 и F2 разбита на 3 блока: I, II и III. В пределах I блока выделен условный разлом по насыщению f1, прослеженный от нижних горизонтов. Условный разлом f1 субширотного простирания выделен в южной части площади и делит блок I на подблоки Ia и Ib.

В подблоке Ia выделена полуантиклиналь, примыкающая с востока к разлому F1, к данной структуре приурочена нефтяная залежь.

Продуктивность залежи подтверждена опробованием скважины Р-1, где из интервалов 397-400 м, 401-404 м, 405-408 м (-415,3-418,3 м, -419,3-422,3 м, -423,3-426,3 м) получен приток нефти и воды дебитом 14,6 м<sup>3</sup>/сут и 0,9 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

В скважине Р-2Н при опробовании из интервала 404-407, 408-410 м (-422,3-425,3; -426,3-428,3) получен приток нефти дебитом 7,0 м<sup>3</sup>/сут и воды 0,2 м<sup>3</sup>/сут.

В скважине Р-10 при опробовании из интервала 403,5-407 м (-423,5-427 м) получен приток нефти дебитом 7,3 м<sup>3</sup>/сут и воды 1,8 м<sup>3</sup>/сут.

При опробовании скважины Г-2 в период с 7.10.1972 по 10.10.1972г из интервала 400-408 м (-423-431 м) получен незначительный приток нефти дебитом 0,6 м<sup>3</sup>/сут и пластовой воды.

При опробовании скважины Г-2 в период с 25.10.1972 по 8.12.1972г из интервала 400-403 м (–423-426 м) получена вода с пленками нефти.

ВНК принят наклонным по подошве нефтеносного пласта, выделенного по ГИС в скважине Р-26 на отметке -433,7 м, и по кровле водоносного пласта в скважине Р-1 на отметке -430,2 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 2,3 х 0,5 км, высотой – 18,7 м. Площадь всей залежи составляет 963 тыс.м<sup>2</sup>.

В подблоке Іб выделен полусвод, примыкающий с юго-востока к разлому F2, к данной структуре приурочена нефтяная залежь.

ВНК принят наклонным по подошве нефтеносного пласта, выделенного по ГИС в скважине Р-11 на отметке -433,1 м, и по кровле водоносного пласта в скважине К-41 на отметке -431,5 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,6 х 0,4 км, высотой – 8,4 м. Площадь всей залежи составляет 152 тыс.м<sup>2</sup>.

Горизонт К1а2-1 вскрыт скважинами: Р-1, Р-2Н, Р-5, Р-10, Р-11, Р-26, Г-2, Г-3, К-32, К-35, К-39, К-41.

В настоящем отчете на основе новых сейсмических данных, переинтерпретации материалов ГИС старого фонда и результатов бурения новых скважин данный продуктивный горизонт выделен впервые.

Пласты-коллекторы выделены во всех скважинах. В скважине Р-11 коллекторы нефтеводонасыщены по ГИС. В скважинах Р-1, Р-2Н, Р-5, Р-10, Р-26, Г-2, Г-3, К-32, К-35, К-39, К-41 коллекторы водонасыщены.

Горизонт характеризуется унаследованной структурой, аналогичной вышележащему горизонту. Структура тектоническими нарушениями F1 и F2 разбита на 3 блока: I, II и III. В пределах I блока выделен условный разлом по насыщению f1, прослеженный от нижних горизонтов. Условный разлом f1 субширотного простирания выделен в южной части площади и делит блок I на подблоки Іа и Іб. Из них только в подблоке Іб выявлена нефтяная залежь.

В подблоке Іб выделен полусвод, примыкающий с юго-востока к разлому F2, к данной структуре приурочена нефтяная залежь.

Продуктивность горизонта подтверждена опробованием скважины Р-11, где из интервалов 430,5-433,5; 436-436,5; 437,5-438,5 м (–451,7-454,7; 457,2-457,7; 458,7-459,7 м) получен приток нефти и воды дебитом 3,1 м<sup>3</sup>/сут и 0,8 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

ВНК принят по подошве нефтеносного пласта, выделенного по ГИС в скважине Р-11 на отметке -459,6 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,8 x 0,5 км, высотой – 7,7 м. Площадь всей залежи составляет 376 тыс. м<sup>2</sup>.

Горизонт K1a1-2 вскрыт скважинами: Р-1, Р-2Н, Р-5, Р-10, Р-11, Р-26, Г-2.

В настоящем отчете данный продуктивный горизонт выделен впервые на основании новых сейсмических материалов, результатов переинтерпретации данных ГИС по скважинам старого фонда, а также материалов бурения вновь пробуренных скважин.

Пласты-коллекторы выделены во всех скважинах: Р-1, Р-2Н, Р-5, Р-10, Р-11, Р-26 и Г-2; по данным ГИС они нефтенасыщены.

Горизонт характеризуется унаследованным структурным планом, в целом аналогичным вышележащему горизонту. Тектоническими нарушениями F1 и F2 структура разделена на три блока — I, II и III.

В пределах блока I по характеру насыщения коллекторов выделен условный разлом f1, прослеженный из нижележащих горизонтов. Условный разлом f1 субширотного простирания прослеживается в южной части площади и делит блок I на подблоки Ia и Ib.

В подблоке Ia выделена полуантиклиналь, примыкающая с востока к разлому F1, к данной структуре приурочена нефтяная залежь.

Продуктивность горизонта подтверждена опробованием скважины Р-2Н, где из интервала 483-484;486,5-487,5;488,5-489,5м (-501.3-502.3; -504.7-505.7м) получен приток нефти дебитом 8,3 м<sup>3</sup>/сут.

Продуктивность горизонта подтверждена опробованием скважины Р-5, где из интервала 490-497 м (-509,1-516,1 м) получен приток нефти дебитом 10,5 м<sup>3</sup>/сут.

Продуктивность горизонта подтверждена опробованием скважины Р-26, где из интервала 499,5-504,5 м (-519.3-524.3м) получен приток нефти и воды дебитом 9,5 м<sup>3</sup>/сут и 0,02 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

Условный ВНК принят по подошве нефтеносного пласта, выделенного по ГИС в скважине Р-26 на отметке -539,1 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 2,5 x 0,8 км, высотой – 39,1 м. Площадь всей залежи составляет 1802 тыс. м<sup>2</sup>.

В подблоке Ib выделена полуантиклинальная структура, ограниченная с востока разломом F1, с юга разломом F2 и с севера условным разломом f1; к этой структуре приурочена нефтяная залежь.

Продуктивность залежи подтверждена опробованием скважины Р-11, где из интервалов 512,5-514,5; 517-519 (-533,7-535,7; 538,2-540,2) получен приток нефти и воды дебитом 7,1 м<sup>3</sup>/сут и 1 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

Условный ВНК принят по подошве нефтеносного пласта, выделенного по ГИС в скважине Р-11 на отметке -539,8 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 1 х 0,5 км, высотой – 19,8 м. Площадь залежи составляет 486 тыс.м<sup>2</sup>.

Горизонт К1a1-1 вскрыт скважинами: Р-1, Р-2Н, Р-5, Р-10, Р-11, Р-26, Г-2.

В настоящем отчете данный продуктивный горизонт выделен впервые на основании новых сейсмических материалов, результатов переинтерпретации данных ГИС по скважинам старого фонда, а также материалов бурения вновь пробуренных скважин.

Пласты-коллекторы выделены во всех скважинах, за исключением скважины Г-2, где по данным ГИС пласт замещен непроницаемыми породами. В скважине Р-1 коллекторы нефтенасыщены, в скважине Р-2Н — нефтеводонасыщены, а в скважинах Р-5, Р-10, Р-11, Р-26 и Г-2 коллекторы водонасыщены.

Горизонт характеризуется унаследованным структурным планом, в целом аналогичным вышележащему горизонту. Тектоническими нарушениями F1 и F2 структура разделена на три блока — I, II и III.

В пределах блока I по характеру насыщения коллекторов выделен условный разлом f1, прослеженный из нижележащего горизонта. Условный разлом f1 субширотного простирания прослеживается в южной части площади и делит блок I на подблоки Ia и Ib.

В подблоке Ia выделена полуантиклиналь, примыкающая с востока к разлому F1, к данной структуре приурочена нефтяная залежь.

Продуктивность горизонта подтверждена опробованием скважины Р-1, где из интервала 680,5-685 м (-698,3-703,3 м) получен приток нефти дебитом 13,7 м<sup>3</sup>/сут.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенного по ГИС в скважине Р-1 на отметке -703,2 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 1,1 х 0,2 км, высотой – 39,1 м. Площадь всей залежи составляет 337 тыс. м<sup>2</sup>.

Горизонт К1a вскрыт скважинами: Р-1, Р-2Н, Р-5, Р-10, Р-11, Р-26, Г-2, Г-3, Г-4.

В ПЗ-1970 г. структура была разделена на 3 блока тектоническими нарушениями f3 и f4.

В настоящем отчете геологическое строение продуктивного горизонта уточнено на основе новых сейсмических данных, переинтерпретации материалов ГИС старого фонда и результатов бурения новых скважин.

Пласты-коллекторы выделены во всех скважинах: Р-1, Р-2Н, Р-5, Р-10, Р-11, Р-26 и Г-2; по данным ГИС они нефтенасыщены.

Горизонт характеризуется унаследованным структурным планом, в целом аналогичным вышележащему горизонту. Тектоническими нарушениями F1 и F2 структура разделена на три блока — I, II и III.

В пределах блока I по характеру насыщения коллекторов выделен условный разлом f1, прослеженный из нижележащих горизонтов. Условный разлом f1 субширотного простирания прослеживается в южной части площади и делит блок I на подблоки Ia и Ib.

В подблоке Ia выделена полуантиклиналь, примыкающая с востока к разлому F1, к данной структуре приурочена нефтяная залежь.

Продуктивность горизонта подтверждена опробованием скважины Р-1, где из интервала 772-773,5, 754,8-761 м (-790,3-791,8, -773,1-779,3 м) получен приток нефти и воды дебитом 6,9 м<sup>3</sup>/сут и 0,23 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

При опробовании скважины Р-2Н из интервала 865-895 м, 965-995 м, 1150-1210 м (-777,5-784,5, 786,3-784,6, 776,2-774,2 м) получен приток нефти и воды дебитом 7,9 м<sup>3</sup>/сут и 0,15 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

При опробовании скважины Р-10 из интервала 767-771 м (-787-791 м) получен приток нефти и воды дебитом 12,7 м<sup>3</sup>/сут и 0,15 м<sup>3</sup>/сут, 3 соответственно.

При опробовании скважины Г-2 из интервала 760-764 м (-783-787 м) получен приток нефти дебитом 6,5 м<sup>3</sup>/сут.

ВНК принят наклонным по подошве нефтеносного пласта, выделенного по ГИС в скважине Р-26 на отметке -795,4 м, и по кровле водоносного пласта в скважине Р-1 на отметке -792,3 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 2,5 x 0,8 км, высотой – 45,2 м. Площадь всей залежи составляет 1635 тыс. м<sup>2</sup>.

В подблоке Ib выделена полуантиклинальная структура, ограниченная с востока разломом F1, с юга разломом F2 и с севера условным разломом f1; к этой структуре приурочена нефтяная залежь.

Продуктивность горизонта подтверждена опробованием скважины Р-11, где из интервала 771-772,5 м (-792,2-793,7 м) получен приток нефти и воды дебитом 8,5 м<sup>3</sup>/сут и 0,03 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

ВНК принят по подошве нефтеносного пласта, выделенного по ГИС в скважине Р-11 на отметке -794,5 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 0,9 x 0,3 км, высотой – 14,5 м. Площадь залежи составляет 356 тыс. м<sup>2</sup>.

## 2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности

Для характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов использованы результаты лабораторных исследований керна, данные промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.

Всего по месторождению с отбором керна пройдено 610,1 м, общий линейный вынос керна составил 223,7 м или 36,7% от проходки. Всего по разрезу, включая его части между горизонтами, было отобрано и проанализировано 252 образца. Из них в пределах продуктивной толщи изучено 138 образцов. Количество кондиционных образцов – 192 шт.

Все исследования керна по новым скважинам Р-1, Р-2Н, Р5Н, Р-26 выполнены в ТОО «Компания «Жаһан». Лабораторные исследования на керне выполнены на 252 образцах, из них представительных – 192 шт.

Горизонт К2st. Общая толщина горизонта в среднем составляет 27,4 м и изменяется от 7 до 62 м. Общая эффективная толщина варьирует в пределах 1,4–24,93 м, в среднем составляя 14,7 м. Средняя нефтенасыщенная толщина равна 8,8 м и изменяется от 1 до 15,02 м.

Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,600 д.ед., коэффициент расчлененности 2,5.

По результатам лабораторных исследований керна проницаемость в среднем составляет 7,814 мД, изменяясь в интервале 6,1–9,7 мД. Пористость в среднем равна 0,40 д.ед. и варьирует от 0,31 до 0,45 д.ед.

По данным ГИС средневзвешенное значение пористости составляет 0,27 д.ед., среднее значение нефтенасыщенности — 0,62 д.ед., изменяясь в интервале 0,41–0,78 д.ед.

Гидродинамические исследования скважин не проводились.

Горизонт К2s-2. Средняя общая толщина горизонта составляет 11,7 м, изменяясь в пределах от 3,4 до 27,8 м. Средняя эффективная толщина равна 6,9 м при колебаниях от 2,1 до 16,9 м. Нефтенасыщенная толщина составляет 5,6 м, изменяясь в интервале от 1,2 м до 8,9 м.

Коэффициент песчанистости в среднем достигает 0,693 д.ед., варьируя в интервале от 0,079 до 1,0 д. ед. Среднее значение коэффициента расчленённости составляет 1,6, при диапазоне изменений от 1 до 3.

По результатам исследований 28 образцов керна, отобранных из 6 скважин, проницаемость в среднем составляет 1805,22 мД, изменяясь в интервале 4,97–3011,16 мД. Пористость в среднем равна 0,37 д.ед. и варьирует от 0,22 до 0,42 д.ед.

По данным ГДИС по 2 скважинам проницаемость составляет в среднем 4820 мД, изменяясь в интервале от 1530 до 3290 мД.

Горизонт K2s-1. Общая толщина горизонта в среднем составляет 44,8 м и варьирует в пределах 3,9–58,7 м. Средняя эффективная толщина равна 25,5 м, при колебаниях от 3,9 до 45,5 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем достигает 7,2 м, изменяясь в интервале от 1,9 м до 16,3 м.

Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,592 д.ед., коэффициент расчлененности 5,6.

По результатам лабораторных исследований керна проницаемость в среднем составляет 1595,64 мД, изменяясь в интервале от 26,06 до 2865,41 мД. Среднее значение пористости составляет 0,36 д.ед., изменяясь в пределах 0,25–0,40 д.ед.

По данным ГИС, в нефтенасыщенной части залежи коэффициент пористости изменяется от 0,22 д.ед до 0,32 д.ед, в среднем составляя 0,26 д.ед. Коэффициент нефтенасыщенности – от 0,42 до 0,89 д. ед., в среднем 0,73 д. ед.

Гидродинамические исследования были проведены в скважине Р-26, в которой проницаемость определялась совместно с горизонтом K2s-2. По результатам исследований среднее значение проницаемости составило 3290 мД.

Горизонт K1a13. Средняя общая толщина горизонта составляет 34,1 м, с интервалом изменения в диапазоне от 16,2 м до 43,5 м. Среднее значение эффективной толщины равно 24,8 м при диапазоне 8,1–43 м. Нефтенасыщенная часть пласта характеризуется средней толщиной 3,7 м, изменяясь в интервале 1,1–7,7 м.

Коэффициент песчанистости характеризуется средним значением 0,704 д. ед. при диапазоне изменений 0,36–1,79 д. ед. Коэффициент расчленённости в среднем составляет 4,6 и изменяется в пределах 1–11.

Представлен 17 образцами керна, по 2 скважинам, со средней пористостью – 0,35 д.ед., изменяющейся в интервале 0,22–0,40 д. ед., проницаемостью – 1452,9 мД, изменяющейся от 561,45 до 3041,62 мД.

Геофизические исследования, проведённые по 6 скважинам, характеризуются следующими результатами: средняя пористость составляет 0,25 д. ед. при диапазоне изменений 0,22–0,28 д. ед. Средняя нефтенасыщенность равна 0,57 д. ед. и изменяется в пределах 0,43–0,69 д. ед.

Гидродинамические исследования скважин проводились на скважине Р-1, по результатам которых среднее значение проницаемости составило 452 мД.

Горизонт K1a12-2. Общая толщина горизонта в среднем составляет 18 м и изменяется от 10,5 до 35 м. Общая эффективная толщина варьирует в пределах 8,1–21,6 м, в среднем

составляя 12,4 м. Средняя нефтенасыщенная толщина равна 5,8 м и изменяется от 1 до 13,45 м.

Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,731 д.ед., коэффициент расчлененности 2,9.

По результатам лабораторных исследований керна проницаемость в среднем составляет 1521,17 мД, изменяясь в интервале 447,15–2814,16 мД. Пористость в среднем равна 0,38 д.ед. и варьирует от 0,34 до 0,40 д.ед.

По данным ГИС средневзвешенное значение пористости составляет 0,28 д.ед., среднее значение нефтенасыщенности — 0,58 д.ед., изменяясь в интервале 0,42–0,78 д.ед.

Гидродинамические исследования скважин проводились на скважине Р-1, по результатам которых среднее значение проницаемости составило 587 мД.

Горизонт K1a12-1. Общая толщина горизонта в среднем составляет 54,2 м и изменяется от 13,1 до 79 м. Общая эффективная толщина варьирует в пределах 8,7–57,5 м, в среднем составляя 37 м. Средняя нефтенасыщенная толщина равна 4,7 м.

Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,679 д.ед., коэффициент расчлененности 6,6.

Данный горизонт не освещён керновым материалом.

По данным ГИС средневзвешенное значение пористости составляет 0,27 д.ед., среднее значение нефтенасыщенности — 0,53 д.ед., изменяясь в интервале 0,47–0,58 д.ед.

Гидродинамические исследования скважин не проводились.

Горизонт K1a11-2. Общая толщина горизонта варьирует от 20,1 до 31 м, составляя в среднем 23,8 м. Эффективная толщина изменяется в пределах 4,3–10,4 м при среднем значении 6,4 м. Нефтенасыщенная толщина колеблется от 4,3 до 10,4 м, достигая в среднем 6,4 м.

Коэффициент песчанистости равен в среднем 0,273 д. ед. при интервале 0,18–0,47 д. ед. Коэффициент расчленённости составляет 4,6 при диапазоне изменений 2–6.

По результатам лабораторных исследований керна проницаемость в среднем составляет 1269,85 мД, изменяясь в интервале 501,67–1501,42 мД. Пористость в среднем равна 0,37 д.ед. и варьирует от 0,32 до 0,39 д.ед.

Геофизические исследования характеризуются следующими результатами: средняя пористость составляет 0,28 д. ед. при диапазоне изменений 0,21–0,39 д. ед. Средняя нефтенасыщенность равна 0,52 д. ед. и изменяется в пределах 0,40–0,78 д. ед.

Гидродинамические исследования проводились на скважине Р-5Н, по результатам которых среднее значение проницаемости составило 802 мД.

Горизонт K1a11-1. Средняя общая толщина горизонта составляет 7,8 м при диапазоне 4–12 м. Эффективная толщина равна в среднем 3,8 м и изменяется в пределах 1,6–12 м. Нефтенасыщенная толщина составляет 3,5 м.

Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,470 д. ед. и изменяется в пределах 0,22–1 д. ед. Коэффициент расчленённости равен 1,9 при диапазоне 1–3.

Данный горизонт не освещен кондиционными образцами керна.

Геофизические исследования характеризуются следующими результатами: средняя пористость составляет 0,26 д. ед. Средняя нефтенасыщенность равна 0,49 д. ед. и изменяется в пределах 0,46–0,51 д. ед.

Гидродинамические исследования проводились на скважине Р-1, по результатам которых среднее значение проницаемости составило 1392 мД.

Горизонт K1a. Общая толщина горизонта в среднем составляет 27,2 м и изменяется от 4 до 39 м. Общая эффективная толщина варьирует в пределах 4–21,5 м, в среднем составляя 11,4 м. Средняя нефтенасыщенная толщина равна 3,5 м.

Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,537 д.ед., коэффициент расчлененности 3,2.

По результатам лабораторных исследований керна проницаемость в среднем составляет 377,32 мД, изменяясь в интервале 3,43–1971,05 мД. Пористость в среднем равна 0,28 д.ед. и варьирует от 0,21 до 0,41 д.ед.

По данным ГИС средневзвешенное значение пористости составляет 0,26 д.ед., среднее значение нефтенасыщенности — 0,57 д.ед., изменяясь в интервале 0,42–0,77 д.ед.

Гидродинамические исследования скважин проводились на двух скважинах — Р-1 и Р-2, по результатам которых среднее значение проницаемости составило 336,5 мД.

В таблице 2.2.1 представлена характеристика толщин пластов.

Таблица 2.2.2 содержит статистические показатели неоднородности пласта.

В таблице 2.2.3 отражены коллекторские свойства и параметры нефтегазонасыщенности.

Таблица 2.2.1 - Характеристика толщин пластов

| Толщина, м       | Наименование                | K <sub>2st</sub> | K <sub>2s-2</sub> | K <sub>2s-1</sub> | K <sub>1al3</sub> | K <sub>1al2-2</sub> | K <sub>1al2-1</sub> | K <sub>1al1-2</sub> | K <sub>1al1-1</sub> | K <sub>1a</sub> |
|------------------|-----------------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-----------------|
| Общая            | Средняя, м                  | 27,4             | 11,7              | 44,8              | 34,1              | 18,0                | 54,2                | 23,8                | 7,8                 | 27,2            |
|                  | Коэффициент вариации, д.ед. | 0,539            | 0,565             | 0,249             | 0,221             | 0,325               | 0,273               | 0,147               | 0,321               | 0,544           |
|                  | Интервал изменения, м       | 7-62             | 3,4-27,8          | 3,9-58,7          | 16,2-43,5         | 10,5-35             | 13,1-79             | 20,1-31             | 4-12                | 4-39            |
| Эффективная      | Средняя, м                  | 14,7             | 6,9               | 25,5              | 24,8              | 12,4                | 37,0                | 6,4                 | 3,8                 | 11,4            |
|                  | Коэффициент вариации, д.ед. | 0,405            | 0,466             | 0,357             | 0,383             | 0,262               | 0,337               | 0,317               | 0,883               | 0,529           |
|                  | Интервал изменения, м       | 1,4-24,93        | 2,1-16,9          | 3,9-45,5          | 8,1-43            | 8,1-21,6            | 8,7-57,5            | 4,3-10,4            | 1,6-12              | 4-21,5          |
| Нефтена-сыщенная | Средняя, м                  | 8,8              | 5,6               | 7,2               | 3,7               | 5,8                 | 4,7                 | 6,4                 | 3,5                 | 3,5             |
|                  | Коэффициент вариации, д.ед. | 0,376            | 0,462             | 0,588             | 0,638             | 0,694               | -                   | 0,317               | -                   | 0,323           |
|                  | Интервал изменения, м       | 1-15,02          | 1,2-8,9           | 1,9-16,3          | 1,1-7,7           | 1-13,45             | -                   | 4,3-10,4            | -                   | 2,1-5           |
| Водонасыщенная   | Средняя, м                  | 9,5              | 10,0              | 22,5              | 23,5              | 7,5                 | 36,6                | -                   | 3,9                 | 11,2            |
|                  | Коэффициент вариации, д.ед. | 0,445            | 0,499             | 0,389             | 0,450             | 0,375               | 0,338               | -                   | 0,939               | 0,405           |
|                  | Интервал изменения, м       | 1,4-20,9         | 5,6-16,9          | 3,3-45,5          | 6,9-43            | 3-12,2              | 8,7-57,5            | -                   | 1,6-12              | 2,03-17         |

Таблица 2.2.2 - Статические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)

| Горизонт            | Кол-во скв. | Коэффициент песчанистости, д.ед. |                    |                      | Коэффициент расчлененности |                    |                      |
|---------------------|-------------|----------------------------------|--------------------|----------------------|----------------------------|--------------------|----------------------|
|                     |             | среднее значение                 | Интервал изменения | коэффициент вариации | среднее значение           | интервал изменения | коэффициент вариации |
| K <sub>2st</sub>    | 29          | 0,600                            | 0,140-1            | 0,370                | 2,5                        | 1-7                | 0,640                |
| K <sub>2s-2</sub>   | 29          | 0,693                            | 0,079-1            | 0,417                | 1,6                        | 1-3                | 0,410                |
| K <sub>2s-1</sub>   | 26          | 0,592                            | 0,066-1            | 0,307                | 5,6                        | 1-11               | 0,532                |
| K <sub>1al3</sub>   | 20          | 0,704                            | 0,365-1            | 0,259                | 4,6                        | 1-11               | 0,535                |
| K <sub>1al2-2</sub> | 13          | 0,731                            | 0,326-1            | 0,272                | 2,9                        | 1-4                | 0,283                |
| K <sub>1al2-1</sub> | 12          | 0,679                            | 0,505-0,893        | 0,171                | 6,6                        | 2-9                | 0,348                |
| K <sub>1al1-2</sub> | 7           | 0,273                            | 0,179-0,469        | 0,354                | 4,6                        | 2-6                | 0,258                |
| K <sub>1al1-1</sub> | 7           | 0,470                            | 0,220-1            | 0,522                | 1,9                        | 1-3                | 0,344                |
| K <sub>1a</sub>     | 9           | 0,537                            | 0,135-1            | 0,511                | 3,2                        | 1-7                | 0,698                |

Таблица 2.2.3 Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

| Метод определения                             | Наименование            | Проницаемость, мД | Пористость, д.ед. | Нефтенасыщ, д.ед. |
|-----------------------------------------------|-------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 1                                             | 2                       | 3                 | 4                 | 5                 |
| <b>K2st</b>                                   |                         |                   |                   |                   |
| <b>Лабораторные исследования керна</b>        | Количество скважин, шт. | 1                 | 1                 | -                 |
|                                               | Кол-во определений, шт. | 3                 | 4                 | -                 |
|                                               | Среднее значение        | 7,81              | 0,40              | -                 |
|                                               | Коэффициент вариации    | 0,19              | 0,13              | -                 |
|                                               | Интервал изменения      | 6,1-9,7           | 0,31-0,45         | -                 |
| <b>Геофизические исследования скважин</b>     | Количество скважин, шт. | -                 | 13                | 13                |
|                                               | Кол-во определений, шт. | -                 | 23                | 23                |
|                                               | Среднее значение        | -                 | 0,27              | 0,62              |
|                                               | Коэффициент вариации    | -                 | 0,13              | 0,47              |
|                                               | Интервал изменения      | -                 | 0,21-0,32         | 0,41-0,78         |
| <b>Гидродинамические исследования скважин</b> | Количество скважин, шт. | -                 | -                 | -                 |
|                                               | Кол-во определений, шт. | -                 | -                 | -                 |
|                                               | Среднее значение        | -                 | -                 | -                 |
|                                               | Коэффициент вариации    | -                 | -                 | -                 |
|                                               | Интервал изменения      | -                 | -                 | -                 |
| <b>K2s-2</b>                                  |                         |                   |                   |                   |
| <b>Лабораторные исследования керна</b>        | Количество скважин, шт. | 6                 | 6                 | -                 |
|                                               | Кол-во определений, шт. | 28                | 28                | -                 |
|                                               | Среднее значение        | 1805,22           | 0,37              | -                 |
|                                               | Коэффициент вариации    | 0,52              | 0,22              | -                 |
|                                               | Интервал изменения      | 4,97-3011,16      | 0,22-0,42         | -                 |
| <b>Геофизические исследования скважин</b>     | Количество скважин, шт. | -                 | 15                | 15                |
|                                               | Кол-во определений, шт. | -                 | 23                | 23                |
|                                               | Среднее значение        | -                 | 0,26              | 0,72              |
|                                               | Коэффициент вариации    | -                 | 0,14              | 0,43              |
|                                               | Интервал изменения      | -                 | 0,22-0,29         | 0,58-0,79         |
| <b>Гидродинамические исследования скважин</b> | Количество скважин, шт. | 2                 | -                 | -                 |
|                                               | Кол-во определений, шт. | 2                 | -                 | -                 |
|                                               | Среднее значение        | 4820              | -                 | -                 |
|                                               | Коэффициент вариации    | -                 | -                 | -                 |
|                                               | Интервал изменения      | 1530-3290         | -                 | -                 |
| <b>K2s-1</b>                                  |                         |                   |                   |                   |
| <b>Лабораторные исследования керна</b>        | Количество скважин, шт. | 5                 | 5                 | -                 |
|                                               | Кол-во определений, шт. | 24                | 24                | -                 |
|                                               | Среднее значение        | 1595,64           | 0,36              | -                 |
|                                               | Коэффициент вариации    | 0,60              | 0,23              | -                 |
|                                               | Интервал изменения      | 26,06-2865,41     | 0,25-0,40         | -                 |
| <b>Геофизические исследования скважин</b>     | Количество скважин, шт. | -                 | 12                | 12                |
|                                               | Кол-во определений, шт. | -                 | 21                | 21                |
|                                               | Среднее значение        | -                 | 0,26              | 0,73              |
|                                               | Коэффициент вариации    | -                 | 0,14              | 0,40              |
|                                               | Интервал изменения      | -                 | 0,22-0,32         | 0,42-0,89         |

Продолжение таблицы 2.2.3

| 1                                             | 2                       | 3    | 4 | 5 |
|-----------------------------------------------|-------------------------|------|---|---|
| <b>Гидродинамические исследования скважин</b> | Количество скважин, шт. | 1    | - | - |
|                                               | Кол-во определений, шт. | 1    | - | - |
|                                               | Среднее значение        | 3290 | - | - |
|                                               | Коэффициент вариации    | -    | - | - |
|                                               | Интервал изменения      | -    | - | - |
| <b>K1a13</b>                                  |                         |      |   |   |
|                                               | Количество скважин, шт. | 2    | 2 | - |

## Продолжение таблицы 2.2.3

| 1                                             | 2                       | 3              | 4         | 5         |
|-----------------------------------------------|-------------------------|----------------|-----------|-----------|
| <b>Лабораторные исследования керна</b>        | Кол-во определений, шт. | 17             | 17        | -         |
|                                               | Среднее значение        | 1452,9         | 0,35      | -         |
|                                               | Коэффициент вариации    | 0,55           | 0,25      | -         |
|                                               | Интервал изменения      | 561,45-3041,62 | 0,22-0,40 | -         |
| <b>Геофизические исследования скважин</b>     | Количество скважин, шт. | -              | 6         | 6         |
|                                               | Кол-во определений, шт. | -              | 8         | 8         |
|                                               | Среднее значение        | -              | 0,25      | 0,57      |
|                                               | Коэффициент вариации    | -              | 0,14      | 0,50      |
|                                               | Интервал изменения      | -              | 0,22-0,28 | 0,43-0,69 |
| <b>Гидродинамические исследования скважин</b> | Количество скважин, шт. | 1              | -         | -         |
|                                               | Кол-во определений, шт. | 2              | -         | -         |
|                                               | Среднее значение        | 452            | -         | -         |
|                                               | Коэффициент вариации    | -              | -         | -         |
|                                               | Интервал изменения      | 33-871         | -         | -         |
| <b>K1a12-2</b>                                |                         |                |           |           |
| <b>Лабораторные исследования керна</b>        | Количество скважин, шт. | 2              | 2         | -         |
|                                               | Кол-во определений, шт. | 37             | 37        | -         |
|                                               | Среднее значение        | 1521,17        | 0,38      | -         |
|                                               | Коэффициент вариации    | 0,51           | 0,24      | -         |
|                                               | Интервал изменения      | 447,15-2814,16 | 0,34-0,40 | -         |
| <b>Геофизические исследования скважин</b>     | Количество скважин, шт. | -              | 7         | 7         |
|                                               | Кол-во определений, шт. | -              | 11        | 11        |
|                                               | Среднее значение        | -              | 0,28      | 0,58      |
|                                               | Коэффициент вариации    | -              | 0,12      | 0,49      |
|                                               | Интервал изменения      | -              | 0,23-0,36 | 0,42-0,78 |
| <b>Гидродинамические исследования скважин</b> | Количество скважин, шт. | 1              | -         | -         |
|                                               | Кол-во определений, шт. | 1              | -         | -         |
|                                               | Среднее значение        | 587            | -         | -         |
|                                               | Коэффициент вариации    | -              | -         | -         |
|                                               | Интервал изменения      | -              | -         | -         |
| <b>K1a12-1</b>                                |                         |                |           |           |
| <b>Лабораторные исследования керна</b>        | Количество скважин, шт. | -              | -         | -         |
|                                               | Кол-во определений, шт. | -              | -         | -         |
|                                               | Среднее значение        | -              | -         | -         |
|                                               | Коэффициент вариации    | -              | -         | -         |
|                                               | Интервал изменения      | -              | -         | -         |
| <b>Геофизические исследования скважин</b>     | Количество скважин, шт. | -              | 1         | 1         |
|                                               | Кол-во определений, шт. | -              | 3         | 3         |
|                                               | Среднее значение        | -              | 0,27      | 0,53      |
|                                               | Коэффициент вариации    | -              | 0,08      | 0,09      |
|                                               | Интервал изменения      | -              | 0,25-0,30 | 0,47-0,58 |
| <b>Гидродинамические исследования скважин</b> | Количество скважин, шт. | -              | -         | -         |
|                                               | Кол-во определений, шт. | -              | -         | -         |
|                                               | Среднее значение        | -              | -         | -         |
|                                               | Коэффициент вариации    | -              | -         | -         |
|                                               | Интервал изменения      | -              | -         | -         |
| <b>K1a11-2</b>                                |                         |                |           |           |
| <b>Лабораторные исследования керна</b>        | Количество скважин, шт. | 1              | 1         | -         |
|                                               | Кол-во определений, шт. | 14             | 14        | -         |
|                                               | Среднее значение        | 1269,85        | 0,37      | -         |
|                                               | Коэффициент вариации    | 0,25           | 0,05      | -         |
|                                               | Интервал изменения      | 501,67-1501,42 | 0,32-0,39 | -         |
| <b>Геофизические</b>                          | Количество скважин, шт. | -              | 7         | 7         |
|                                               | Кол-во определений, шт. | -              | 32        | 32        |

## Продолжение таблицы 2.2.3

| 1                                      | 2                       | 3            | 4         | 5         |
|----------------------------------------|-------------------------|--------------|-----------|-----------|
| исследования скважин                   | Среднее значение        | -            | 0,28      | 0,52      |
|                                        | Коэффициент вариации    | -            | 0,12      | 0,55      |
|                                        | Интервал изменения      | -            | 0,21-0,39 | 0,40-0,78 |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин, шт. | 1            | -         | -         |
|                                        | Кол-во определений, шт. | 1            | -         | -         |
|                                        | Среднее значение        | 802          | -         | -         |
|                                        | Коэффициент вариации    | -            | -         | -         |
|                                        | Интервал изменения      | -            | -         | -         |
| <b>K1a1-1</b>                          |                         |              |           |           |
| Лабораторные исследования керна        | Количество скважин, шт. | -            | -         | -         |
|                                        | Кол-во определений, шт. | -            | -         | -         |
|                                        | Среднее значение        | -            | -         | -         |
|                                        | Коэффициент вариации    | -            | -         | -         |
|                                        | Интервал изменения      | -            | -         | -         |
| Геофизические исследования скважин     | Количество скважин, шт. | -            | 1         | 1         |
|                                        | Кол-во определений, шт. | -            | 3         | 3         |
|                                        | Среднее значение        | -            | 0,26      | 0,49      |
|                                        | Коэффициент вариации    | -            | -         | 0,05      |
|                                        | Интервал изменения      | -            | -         | 0,46-0,51 |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин, шт. | 1            | -         | -         |
|                                        | Кол-во определений, шт. | 1            | -         | -         |
|                                        | Среднее значение        | 1392         | -         | -         |
|                                        | Коэффициент вариации    | -            | -         | -         |
|                                        | Интервал изменения      | -            | -         | -         |
| <b>K1a</b>                             |                         |              |           |           |
| Лабораторные исследования керна        | Количество скважин, шт. | 1            | 1         | -         |
|                                        | Кол-во определений, шт. | 36           | 36        | -         |
|                                        | Среднее значение        | 377,32       | 0,28      | -         |
|                                        | Коэффициент вариации    | 2,08         | 0,33      | -         |
|                                        | Интервал изменения      | 3,43-1971,05 | 0,21-0,41 | -         |
| Геофизические исследования скважин     | Количество скважин, шт. | -            | 7         | 7         |
|                                        | Кол-во определений, шт. | -            | 11        | 11        |
|                                        | Среднее значение        | -            | 0,26      | 0,57      |
|                                        | Коэффициент вариации    | -            | 0,13      | 0,50      |
|                                        | Интервал изменения      | -            | 0,22-0,32 | 0,42-0,77 |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин, шт. | 2            | -         | -         |
|                                        | Кол-во определений, шт. | 2            | -         | -         |
|                                        | Среднее значение        | 336,5        | -         | -         |
|                                        | Коэффициент вариации    | -            | -         | -         |
|                                        | Интервал изменения      | 67-606       | -         | -         |

## 2.3 Физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях

Всего по месторождению по состоянию изученности на 01.03.2026 г. были отобраны и исследованы 9 глубинных проб нефти из 4 скважин, 9 проб дегазированной нефти из 5 скважин и 9 проб растворённого газа из 4 скважин. Изучение проб произведено в лабораториях исследования пластовых флюидов ТОО «Stratum CER» и ТОО «КазНИГРИ».

### ***Свойства пластовой нефти***

Физико-химические свойства пластовой нефти изучены по 9 пробам, отобранным в горизонтах: K2s-2, K2s-1, K1a3, K1a2-2, K1a2-1, K1a1-2, K1a1-1 и K1a из скважин Р-1, Р-5 и Р-10.

Исследования пластовой нефти в лабораторных условиях проводились в соответствии с существующими стандартами.

По глубинным пробам проведены основные исследования:

- опыт контактного разгазирования (при постоянной массе);
- опыт однократного разгазирования пластовой нефти;
- определение вязкости пластовой нефти;
- определение плотности нефти;
- определение компонентного состава разгазированной нефти;
- опыт дифференциального разгазирования пластовой нефти;
- определение компонентного состава нефтяного газа, выделившегося при однократном и дифференциальном разгазировании пластовой нефти.

В результате опыта объемного расширения пластовой нефти получены значения давления насыщения и коэффициент сжимаемости пластовой нефти. При однократном разгазировании пластовой нефти до стандартных условий определялись газосодержание, объемный коэффициент, плотность пластовой нефти, коэффициент растворимости газа в нефти, усадка.

Результаты исследований пластовой нефти представлены в таблице 4.1.

Пластовая нефть характеризуется как тяжелая, высоковязкая, недонасыщенная газом, так как давление насыщения нефти ниже пластового.

#### ***Горизонт. K2s-2.***

Свойства пластовой нефти описаны по 1 пробе из скважины Р-5, отобранной в августе 2025 года. Нефть характеризуется пониженными значениями давления насыщения 0,2 МПа при пластовом давлении 2,02 МПа. Объемный коэффициент равен 1,0000 д.ед., газосодержание – 0,48 м3/т, динамическая вязкость – 261 мПа\*с, плотность пластовой нефти - 0.971 г/см3 (табл. 2.3.1).

#### ***Горизонт. K2s-1.***

Свойства пластовой нефти описаны по 1 пробе из скважины Р-1. Нефть характеризуется пониженными значениями давления насыщения 0,27 МПа при пластовом давлении 2,7 МПа. Объемный коэффициент равен 1,0009 д.ед., газосодержание – 0,61 м3/т, динамическая вязкость – 137,5 мПа\*с, плотность пластовой нефти - 0.960 г/см3 (табл. 2.3.1).

***Горизонт. K1al3.***

Свойства пластовой нефти описаны по 1 пробе из скважины Р-1, отобранной в сентябре 2025 года. Нефть характеризуется пониженными значениями давления насыщения 0,36 МПа при пластовом давлении 2,7 МПа. Объемный коэффициент равен 1,0014 д.ед., газосодержание – 1,08 м<sup>3</sup>/т, динамическая вязкость – 139 мПа·с, плотность пластовой нефти - 0.945 г/см<sup>3</sup> (табл. 2.3.1).

***Горизонт. K1al2-2.***

Свойства пластовой нефти описаны по 1 пробе из скважины Р-1, отобранной в июле 2025 года. Нефть характеризуется пониженными значениями давления насыщения 0,4 МПа при пластовом давлении 3,9 МПа. Объемный коэффициент равен 1,0023 д.ед., газосодержание – 0,96 м<sup>3</sup>/т, динамическая вязкость – 212,7 мПа·с, плотность пластовой нефти - 0.948 г/см<sup>3</sup> (табл. 2.3.1).

***Горизонт. K1al2-1.***

Свойства пластовой нефти описаны по 1 пробе из скважины Р-11, отобранной в марте 2026 года. Нефть характеризуется значениями давления насыщения 2,58 МПа при пластовом давлении 4,3 МПа. Объемный коэффициент равен 1,0053 д.ед., газосодержание – 1,51 м<sup>3</sup>/т, динамическая вязкость – 27,72 мПа·с, плотность пластовой нефти - 0.978 г/см<sup>3</sup> (табл. 2.3.1).

***Горизонт. K1al1-2.***

Физико-химические свойства пластовой нефти изучены по одной пробе, отобранной из скважины Р-5. Нефть характеризуется пониженным давлением насыщения — 0,82 МПа при пластовом давлении 4,6 МПа. Объемный коэффициент составляет 1,0042 д. ед., газосодержание — 1,85 м<sup>3</sup>/т. Динамическая вязкость пластовой нефти равна 86,2 мПа·с, плотность — 0,920 г/см<sup>3</sup> (табл. 2.3.1).

***Горизонт. K1al1-1.***

Свойства пластовой нефти описаны единичной пробой глубинной нефти, отобранной из скважины Р-1. Нефть характеризуется следующими параметрами: плотность пластовой нефти - 0.932 г/см<sup>3</sup>, давление насыщения – 0,63 МПа, газосодержание – 2,63 м<sup>3</sup>/т, объёмный коэффициент – 1,016 д.ед., динамическая вязкость пластовой нефти – 57,95 мПа·с (табл. 2.3.1).

Аптский горизонт. Залежь K1a. Свойства пластовой нефти описаны по 2 пробам из скважин Р-1 и Р-10. Средние значения параметров составляют: давление насыщения — 0,91 МПа при пластовом давлении 8,5 МПа; объемный коэффициент — 1,0133 д. ед.; газосодержание — 3,26 м<sup>3</sup>/т; динамическая вязкость — 56,9 мПа·с; плотность пластовой нефти — 0,928 г/см<sup>3</sup> (табл. 2.3.1).

Таблица 2.3.1 – Свойства пластовой нефти по состоянию на 01.03.2026 г.

| № скв                        | Залежь              | Интервал перфорации, глубина отбора, м | Дата отбора проб | Пластовые   |               | Давление насыщения, МПа | Газосодержание при однократном разгазировании, |       | Объемный коэффициент, д.ед | Усадка, % | Плотность пластовой нефти, г/см³ | Плотность дегазированной нефти (при 20°С), | Вязкость пластовой нефти, мПа*с | Коэффициент растворимости газа, атм м³/м³ |
|------------------------------|---------------------|----------------------------------------|------------------|-------------|---------------|-------------------------|------------------------------------------------|-------|----------------------------|-----------|----------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------|
|                              |                     |                                        |                  | Температура | Давление, МПа |                         | м³/т                                           | м³/м³ |                            |           |                                  |                                            |                                 |                                           |
| 1                            | 2                   | 3                                      | 4                | 5           | 6             | 7                       | 8                                              | 9     | 10                         | 11        | 12                               | 13                                         | 14                              | 15                                        |
| P-5                          | K <sub>2s</sub> -2  | 279-288                                | 30.08.2025       | 17,95       | 2,02          | 0,24                    | 0,48                                           | 0,46  | 1,0000                     | 0         | 0,971                            | 0.949                                      | 260.50                          | 0.191                                     |
| P-1                          | K <sub>2s</sub> -1  | 294-302                                | 27.12.2025       | 18,34       | 2,7           | 0,27                    | 0,61                                           | 0,58  | 1,0009                     | 0,09      | 0,960                            | 0.952                                      | 137.50                          | 0.217                                     |
| P-1                          | K <sub>1a</sub> з   | 348-353                                | 21.09.2025       | 18,4        | 2,7           | 0,36                    | 1,08                                           | 1,01  | 1,0014                     | 0,14      | 0,945                            | 0.936                                      | 139.10                          | 0.279                                     |
| P-1                          | K1a2-2              | 397-400; 401-404; 405-408              | 22.07.2025       | 19,56       | 3,87          | 0,4                     | 0,96                                           | 0,9   | 1,0023                     | 0,23      | 0,948                            | 0.935                                      | 212.67                          | 0.225                                     |
| P-11                         | K1a2-1              | 430,7-436,7                            | 29.03.2026       | 21,5        | 4,3           | 2,58                    | 1,51                                           | 1,4   | 1,0053                     | 0,53      | 0,978                            | 0.930                                      | 27,72                           | 0,543                                     |
| P-5                          | K <sub>1a</sub> 1-2 | 490-497                                | 10.12.2025       | 23,16       | 4,6           | 0,82                    | 1,85                                           | 1,7   | 1,0042                     | 0,42      | 0,920                            | 0.921                                      | 86.15                           | 0.208                                     |
| P-1                          | K1a1-1              | 680.5-685                              | 19.06.2025       | 32          | 7,4           | 0,63                    | 2,63                                           | 2,42  | 1,0159                     | 1,57      | 0,932                            | 0.919                                      | 57,95                           | 0.384                                     |
| P-1                          | K1a                 | 754-761; 772-773.5                     | 07.04.2025       | 32          | 9,5           | 0,421                   | 1,56                                           | 1,43  | 1,0111                     | 1,09      | 0,931                            | 0.922                                      | 67.84                           | 0.341                                     |
| P-10                         | K <sub>1a</sub>     | 767-771                                | 29.01.2026       | 32,1        | 7,5           | 1,4                     | 4,96                                           | 4,58  | 1,0154                     | 1,52      | 0,926                            | 0.923                                      | 46.06                           | 0.33                                      |
| В среднем по K <sub>1a</sub> |                     |                                        |                  | 32.05       | 8.496         | 0.9105                  | 3,26                                           | 3,005 | 1,0133                     | 1,305     | 0,928                            | 0,923                                      | 56,95                           | 0,3355                                    |

### ***Состав и свойства дегазированной нефти***

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 9 пробам из 5 скважин.

Лабораторные исследования проб дегазированной нефти проводились в ТОО «КазНИГРИ».

Результаты лабораторных исследований с расчетом средних показателей по каждому горизонту представлены в таблице 2.3.2.

***Горизонт K2st.*** Свойства нефти описаны результатами исследований 1 пробы, отобранной на устье скважины Р-1.

Дегазированная нефть битуминозная, плотность нефти составляет 0,951 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость при температуре 20 °С и составляет 352,8 мм<sup>2</sup>/с, нефть является высоковязкой. По содержанию общей серы, нефть сернистая (1,4% масс.), по содержанию парафинов - парафинистая (1,7 % масс.), по содержанию асфальто-смолистых веществ - смолистая (11,8% масс.).

Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус -16 °С. Температура начала кипения нефти по горизонту – плюс 250 °С, выход фракций, выкипающих до температуры 300 °С – 20,0% об.

***Горизонт K2s-2.*** Свойства нефти описаны результатами исследований 3 проб, отобранных на устье скважин К-30, Р-3 и Р-5.

Дегазированная нефть битуминозная, плотность нефти в среднем по горизонту составляет 0,952 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость при температуре 20 °С и составляет 480,58 мм<sup>2</sup>/с, нефть является высоковязкой. По содержанию общей серы, нефть сернистая (1,53 % масс.), по содержанию парафинов - парафинистая (2,02 % масс.), по содержанию асфальто-смолистых веществ - смолистая (12,46 % масс.).

Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус 5 °С. Температура начала кипения нефти по горизонту – плюс 243 °С, выход фракций, выкипающих до температуры 300 °С – 13,7 % об.

***Горизонт K2s-1.*** Свойства нефти описаны результатами исследований 1 пробы, отобранной на устье скважины Р-6.

Дегазированная нефть битуминозная, плотность нефти составляет 0,952 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость при температуре 20 °С и составляет 658,53 мм<sup>2</sup>/с, нефть является высоковязкой. По содержанию общей серы, нефть сернистая (1,68% масс.), по содержанию парафинов - парафинистая (3,00 % масс.), по содержанию асфальто-смолистых веществ - смолистая (14,10% масс.).

Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус  $-11^{\circ}\text{C}$ . Температура начала кипения нефти по горизонту – плюс  $253^{\circ}\text{C}$ , выход фракций, выкипающих до температуры  $300^{\circ}\text{C}$  – 12,0% об.

**Горизонт K1al3.** Свойства нефти описаны результатами исследований 1 пробы, отобранной на устье скважины Р-1.

Дегазированная нефть битуминозная, плотность нефти составляет  $0,946 \text{ г/см}^3$ . Кинематическая вязкость при температуре  $20^{\circ}\text{C}$  и составляет  $498,35 \text{ мм}^2/\text{с}$ , нефть является высоковязкой. По содержанию общей серы, нефть сернистая (1,53% масс.), по содержанию парафинов - парафинистая (3,66 % масс.), по содержанию асфальто-смолистых веществ - смолистая (8,65% масс.).

Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус  $-13^{\circ}\text{C}$ . Температура начала кипения нефти по горизонту – плюс  $260^{\circ}\text{C}$ , выход фракций, выкипающих до температуры  $300^{\circ}\text{C}$  – 12,0% об.

**Горизонт K1al2.** Свойства нефти описаны результатами исследований 1 пробы, отобранной на устье скважины Р-5.

Дегазированная нефть битуминозная, плотность нефти составляет  $0,923 \text{ г/см}^3$ . Кинематическая вязкость при температуре  $20^{\circ}\text{C}$  и составляет  $175,31 \text{ мм}^2/\text{с}$ , нефть является высоковязкой. По содержанию общей серы, нефть сернистая (1,35 % масс.), по содержанию парафинов - парафинистая (3,38 % масс.), по содержанию асфальто-смолистых веществ - смолистая (6,49% масс.).

Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус  $-24^{\circ}\text{C}$ . Температура начала кипения нефти по горизонту – плюс  $253^{\circ}\text{C}$ , выход фракций, выкипающих до температуры  $300^{\circ}\text{C}$  – 13,0 % об.

**Горизонт K1al1.** Свойства нефти описаны результатами исследований 1 пробы, отобранной на устье скважины Р-1.

Дегазированная нефть битуминозная, плотность нефти составляет  $0,918 \text{ г/см}^3$ . Кинематическая вязкость при температуре  $20^{\circ}\text{C}$  и составляет  $165,60 \text{ мм}^2/\text{с}$ , нефть является высоковязкой. По содержанию общей серы, нефть сернистая (1,13 % масс.), по содержанию парафинов - парафинистая (2,49 % масс.), по содержанию асфальто-смолистых веществ - смолистая (7,95% масс.).

Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус  $-29^{\circ}\text{C}$ . Температура начала кипения нефти по горизонту – плюс  $235^{\circ}\text{C}$ , выход фракций, выкипающих до температуры  $300^{\circ}\text{C}$  – 16,0 % об.

**Горизонт K1a.** Свойства нефти описаны результатами исследований 2 пробам, отобранным на устье скважин Р-1 и Р-2.

Дегазированная нефть битуминозная, плотность нефти в среднем по горизонту составляет 0,922 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость при температуре 20 °С и составляет 182,67 мм<sup>2</sup>/с, нефть является высоковязкой. По содержанию общей серы, нефть сернистая (1,26 % масс.), по содержанию парафинов - парафинистая (3,15 % масс.), по содержанию асфальто-смолистых веществ - смолистая (7,85 % масс.).

Температура застывания в среднем по горизонту составляет минус -27 °С. Температура начала кипения нефти по горизонту – плюс 238 °С, выход фракций, выкипающих до температуры 300 °С – 16,5 % об.

Таблица 2.3.2 – Физико-химические свойства дегазированной нефти по состоянию на 01.03.2026 г.

| № скважины        | Дата отбора      | Залежь  | Интервал перфорации, м/ глубина отбора, м | Плотность, г/см³ | Кинематическая  |        |        |       | Температура, °C |                 | Содержание, % масс. |            |               |                             |                 |                 | Коксуемость, % масс. | Выход фракций, % об., до температуры |    |    |     |     |      |
|-------------------|------------------|---------|-------------------------------------------|------------------|-----------------|--------|--------|-------|-----------------|-----------------|---------------------|------------|---------------|-----------------------------|-----------------|-----------------|----------------------|--------------------------------------|----|----|-----|-----|------|
|                   |                  |         |                                           |                  | вязкость, мм²/с |        |        |       |                 |                 |                     |            |               |                             |                 |                 |                      |                                      |    |    |     |     |      |
|                   |                  |         |                                           |                  |                 |        |        |       | вспышки в з/г   | застыва-<br>ния | парафин             | общая сера | вода          | смолы<br>силика-<br>гелевые | асфаль-<br>тены | мех.<br>примеси |                      |                                      |    |    |     |     |      |
|                   |                  |         |                                           |                  | 20 °C           | 30 °C  | 40 °C  | 50 °C |                 |                 |                     |            |               |                             |                 |                 |                      |                                      |    |    |     |     |      |
| 1                 | 2                | 3       | 4                                         | 5                | 6               | 7      | 8      | 9     | 10              | 11              | 12                  | 13         | 14            | 15                          | 16              | 17              | 18                   | 19                                   | 20 | 21 | 22  | 23  | 24   |
| P-1               | 03.11.2025       | K2st    | 186-196                                   | 950.7            | 352,75          | 166,14 | 84,27  | 49,59 | 113             | -16             | 1,71                | 1,4        | 0,12          | 11,84                       | 0,82            | 0,02            | 4,77                 | 250                                  |    |    |     | 3   | 20   |
| Среднее по K2st   |                  |         |                                           | 950.7            | 352.75          | 166.14 | 84.27  | 49,59 | 113             | -16             | 1,71                | 1,40       | 0,12          | 11,84                       | 0,82            | 0,02            | 4,77                 | 250                                  |    |    |     | 3,0 | 20,0 |
| P-3               | 04.06.2025г      | K2s-2   | 390-51; 530-660                           | 0.952            | 507,45          | 231,73 | 119,31 | 65,89 | 103             | -14             | 2,44                | 1,59       | Не обнаружено | 12,82                       | 2,01            | 0,01            | 4,58                 | 245                                  |    |    |     | 0.5 | 15   |
| P-5               | 15.09.2025г      | K2s-2   | 279-288                                   | 0.952            | 582,71          | 257,56 | 127,66 | 70,16 | 105             | -13             | 2,8                 | 1,68       | Не обнаружено | 12,09                       | 0,28            | Не обнаружено   | 4,51                 | 247                                  |    |    |     | 1   | 15   |
| Среднее по K2s-2  |                  |         |                                           | 0.952            | 545.08          | 244.65 | 123.49 | 68,03 | 104             | -14             | 2,62                | 1,64       |               | 12,46                       | 1,15            | 0,01            | 4,55                 | 246                                  |    |    |     | 0,8 | 15,0 |
| P-6               | 02.09.2025г      | K2s-1   | 392-533; 548-675                          | 0.952            | 658,53          | 295,51 | 149,31 | 81,61 | 110             | -11             | 3                   | 1,68       | Не обнаружено | 14,1                        | 0,23            | Не обнаружено   | 4,73                 | 253                                  |    |    |     | 1   | 12   |
| Среднее по K2s-1  |                  |         |                                           | 0.952            | 658.53          | 295.51 | 149.31 | 81,61 | 110             | -11             | 3,00                | 1,68       |               | 14,10                       | 0,23            |                 | 4,73                 | 253                                  |    |    |     | 1,0 | 12,0 |
| P-1               | 02.09.2025г      | K1a13   | 348-353                                   | 0.946            | 498,35          | 228,2  | 115,92 | 64,75 | 110             | -13             | 3,66                | 1,53       | Не обнаружено | 8,65                        | 0,37            | Не обнаружено   | 4,4                  | 260                                  |    |    |     | 2   | 12   |
| Среднее по K2a13  |                  |         |                                           | 0.946            | 498.35          | 228.20 | 115.92 | 64,75 | 110             | -13             | 3,66                | 1,53       |               | 8,65                        | 0,37            |                 | 4,40                 | 260                                  |    |    |     | 2,0 | 12,0 |
| P-5               | 16.09.2025г      | K1a11-2 | 490-497                                   | 0.923            | 175,31          | 87,32  | 53,48  | 32,99 | 96              | -24             | 3,38                | 1,35       | 0,12          | 6,49                        | 0,15            | Не обнаружено   | 3,1                  | 253                                  |    |    |     | 1   | 13   |
| Среднее поK2a11-2 |                  |         |                                           | 0.923            | 175.31          | 87.32  | 53.48  | 32,99 | 96              | -24             | 3,38                | 1,35       | 0,12          | 6,49                        | 0,15            |                 | 3,10                 | 253                                  |    |    |     | 1,0 | 13,0 |
| P-1               | 04.06.2025г      | K1a11-1 | 680,5-685                                 | 0.918            | 165,6           | 88,32  | 51,63  | 31,89 | 103             | -29             | 2,49                | 1,13       | Не обнаружено | 7,95                        | 0,44            | 0,02            | 3,15                 | 235                                  |    |    | 0.5 | 2   | 16   |
| Среднее поK2a11-1 |                  |         |                                           | 0.918            | 165.60          | 88.32  | 51.63  | 31,89 | 103             | -29             | 2,49                | 1,13       |               | 7,95                        | 0,44            | 0,02            | 3,15                 | 235                                  |    |    |     | 2,0 | 16,0 |
| P-1               | 15.03.2025г      | K1a     | 772-773,5 ; 754,8-761                     | 0.923            | 196,2           | 104,9  | 59,14  | 36,8  | 115             | -24             | 2,8                 | 1,21       | 1,6           | 8,81                        | 0,22            | Не обнаружено   | 3,77                 | 255                                  |    |    |     | 2   | 15   |
| P-2               | ⋮<br>04.06.2025г | K1a     | 865-895, 965-995, 1150-1120               | 0.921            | 169,14          | 90,87  | 52,49  | 33,43 | 105             | -30             | 3,5                 | 1,3        | Не обнаружено | 6,89                        | 0,93            | 0,01            | 3,37                 | 221                                  |    |    |     | 5   | 18   |
| Среднее поK2a     |                  |         |                                           | 0.922            | 182.67          | 97.89  | 55.82  | 35,12 | 110,00          | -27             | 3,15                | 1,26       | 1,6           | 7,85                        | 0,58            | 0,01            | 3,570                | 238                                  |    |    |     | 3,5 | 16,5 |

### ***Состав и свойства растворенного в нефти газа***

Лабораторные исследования растворенного газа проводились в лаборатории ТОО «Startum CER».

Компонентный состав растворённого газа месторождения Пустынное изучен по 9 пробам, отобранным в горизонтах: K2s-2, K2s-1, K1al3, K1al2-2, K1al2-1, K1al1-2, K1al1-1 и K1a из скважин Р-1, Р-5 и Р-10. Все пробы получены после однократного разгазирования глубинных проб нефти.

Нефтяной газ метанового типа, основными компонентами которого являются метан, этан, бутаны и углекислый газ. В составе газа сероводород обнаружен не был.

Горизонт. K2s-2 представлен исследованиями пробы нефтяного газа из скважины Р-5. Газ характеризуется как «сухой» с содержанием метана 59,86 % мольн., этана – 0,23 % мольн., пропанбутановых фракций – 0,18 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,34 % мольн. и азота – 39,3 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,727 (табл. 2.3.3).

***Горизонт. K2s-1*** представлен исследованиями пробы нефтяного газа из скважины Р-1. Газ характеризуется как «сухой» с содержанием метана 89,26 % мольн., этана – 0,15 % мольн., пропанбутановых фракций – 0,01 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,16 % мольн. и азота – 10,4 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,600 (табл. 2.3.3).

#### ***Горизонт. K1al3.***

Растворенный газ изучен единичной пробой из скважины Р-1. Газ характеризуется как «сухой» с содержанием метана в среднем 84,1 % мольн., этана – 0,204 % мольн., пропанбутановых фракций – 0,31 % мольн. Содержание углекислого газа небольшое и равно 0,227 % мольн., содержание азота составляет 15,2 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,625 (табл. 2.3.3).

#### ***Горизонт. K1al2-2.***

Растворенный газ изучен единичной пробой из скважины Р-1, отобранной в июле 2025. Газ характеризуется как «сухой» с содержанием метана в среднем 72,62 % мольн., этана – 0,223 % мольн., пропанбутановых фракций – 0,1 % мольн. Содержание углекислого газа небольшое и равно 0,31 % мольн., содержание азота составляет 26,7 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,671 (табл. 2.3.3).

#### ***Горизонт. K1al2-1.***

Растворенный газ изучен единичной пробой из скважины Р-11, отобранной в марте 2026 г. Газ характеризуется как «сухой» с содержанием метана в среднем 74,51 % мольн.,

этана – 0,16 % мольн., пропанбутановых фракций – 0,12 % мольн. Содержание углекислого газа небольшое и равно 0,57 % мольн., содержание азота составляет 12,42 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,638 (табл. 2.3.3).

**Горизонт. K1al1-2** представлен исследованиями пробы нефтяного газа из скважины Р-5. Газ характеризуется как «сухой» с содержанием метана 94,9 % мольн., этана – 0,07 % мольн., пропанбутановых фракций – 0,03 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,05 % мольн. и азота – 4,9 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,578 (табл. 2.3.3).

**Горизонт. K1al1-1** представлен исследованиями пробы нефтяного газа из скважины Р-1. Газ характеризуется как «сухой» с содержанием метана 85,53 % мольн., этана – 0,37 % мольн., пропанбутановых фракций – 0,032 % мольн. Содержание углекислого газа составляет в среднем 0,34 % мольн. и азота – 13,6 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,621 (табл. 2.3.3).

**Горизонт. K1a.**

Растворенный газ изучен 2 пробами из скважин Р-1 и Р-10. Газ характеризуется как «сухой» с содержанием метана в среднем 95,98 % мольн., этана – 0,15 % мольн., пропанбутановых фракций – 0,04 % мольн. Содержание углекислого газа небольшое и равно 0,15 % мольн., содержание азота составляет 3,54 % мольн. Относительная плотность газа составляет 0,577 (табл. 2.3.3).

Таблица 2.3.3 Компонентный состав растворенного газа по состоянию на 01.03.2026 г.

| № скв.                        | Горизонт                          | Дата анализа | Интервал перфорации, м    | Содержание, в % мольн. |        |            |        |       |        |           |         |            |          |        |        |        |              | Плотность по воздуху |
|-------------------------------|-----------------------------------|--------------|---------------------------|------------------------|--------|------------|--------|-------|--------|-----------|---------|------------|----------|--------|--------|--------|--------------|----------------------|
|                               |                                   |              |                           | кислород               | азот   | углек. газ | метан  | этан  | пропан | изо-бутан | н-бутан | изо-пентан | н-пентан | гексан | гептан | октан  | серово-дород |                      |
| 1                             | 2                                 | 3            | 4                         | 5                      | 6      | 7          | 8      | 9     | 10     | 11        | 12      | 13         | 14       | 15     | 16     | 17     | 18           | 19                   |
| P-5                           | K <sub>2</sub> s-2                | 30.08.2025   | 279-288                   | -                      | 39,304 | 0,339      | 59,865 | 0,227 | 0,063  | 0,105     | 0,012   | 0,01       | 0,005    | 0,029  | 0      | 0.041  | 0            | 0.7271               |
| P-1                           | K <sub>2</sub> s-1                | 27.12.2025   | 294-302                   | -                      | 10,387 | 0,161      | 89,263 | 0,154 | 0,01   | 0,00      | 0,00    | 0,00       | 0,00     | 0,001  | 0,001  | 0.023  |              | 0.6007               |
| P-1                           | K <sub>1</sub> al <sub>3</sub>    | 21.09.2025   | 348-353                   | -                      | 15,17  | 0,227      | 84,08  | 0,204 | 0,022  | 0,285     | 0,004   | 0,001      | 0,001    | 0,005  | 0      | 0      | 0            | 0.6245               |
| P-1                           | K <sub>1</sub> al <sub>2</sub> -2 | 22.07.2025   | 397-400; 401-404; 405-408 | -                      | 26,701 | 0,306      | 72,622 | 0,223 | 0,041  | 0,021     | 0,034   | 0,013      | 0,012    | 0,018  | 0,002  | 0.001  | 0            | 0.6708               |
| P-11                          | K <sub>1</sub> al <sub>2</sub> -1 | 29.03.2026   | 430,7-436,7               | -                      | 12,423 | 0,566      | 74,511 | 0,16  | 0,008  | 0,001     | 0,003   | 0,014      | 0,001    | 0,006  | 0,002  | 0,004  | 0            | 0,6389               |
| P-5                           | K <sub>1</sub> al <sub>1</sub> -2 | 10.12.2025   | 490-497                   | -                      | 4,932  | 0,052      | 94,91  | 0,066 | 0,019  | 0,002     | 0,005   | 0,001      | 0,004    | 0,004  | 0,001  | 0.003  | 0            | 0.5758               |
| P-1                           | K <sub>1</sub> al <sub>1</sub> -1 | 19.06.2025   | 680.5-685                 | -                      | 13,623 | 0,339      | 85,532 | 0,373 | 0,029  | 0,001     | 0,002   | 0,00       | 0,00     | 0,006  | 0,002  | 0.002  | 0            | 0.6214               |
| P-1                           | K <sub>1</sub> a                  | 07.04.2025   | 754-761; 772-773.5        | -                      | 3,335  | 0,112      | 96,214 | 0,153 | 0,014  | 0,001     | 0,001   | 0,00       | 0,00     | 0,005  | 0,006  | 0.006  | 0            | 0.5787               |
| P-10                          | K <sub>1</sub> a                  | 29.01.2026   | 767-771                   | -                      | 3,739  | 0,184      | 95,754 | 0,149 | 0,016  | 0,001     | 0,047   | 0,044      | 0,013    | 0,035  | 0,004  | 0.013  | 0            | 0.5753               |
| В среднем по K <sub>1</sub> a |                                   |              |                           |                        | 3.537  | 0.148      | -      | 0,151 | 0,015  | 0,001     | 0,024   | 0,022      | 0,0065   | 0,02   | 0,005  | 0,0095 | 0            | 0,577                |

## 2.4 Физико-гидродинамические характеристики

С целью оценки полноты извлечения нефти из породы при разработке продуктивного пласта на моделях выполняются экспериментальные исследования по определению физико-гидродинамических характеристик. Для месторождения Пустынное были проведены специальные исследования керна, включающие замеры удельного электрического сопротивления пород ( $R_p$ ) и нефтенасыщенных образцов ( $R_n$ ), исследования относительных фазовых проницаемостей (ОФП), определение коэффициента вытеснения нефти водой, рентгеноструктурный анализ (XRD), а также исследования смачиваемости образцов керна.

Петрофизическая зависимость параметра пористости от коэффициента пористости  $R_p = f(K_p)$  для меловых отложений построена на данных 20 образцов (P-1, P-2Н) и описывается следующим уравнением:  $R_p = f(0,9661K_p - 1,868)$ . (рис.2.4.1).

Дополнительно на график нанесены данные по месторождению Кара-Арна, которые демонстрируют хорошую сходимость с выделенным трендом и подтверждают правомерность установленной зависимости.

Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности  $R_n = f(K_v)$  построена по данным 38 образцов керна (342 определений) и описывается уравнением:  $R_n = 1,0957K_v - 1,655$  (рис.2.4.2).

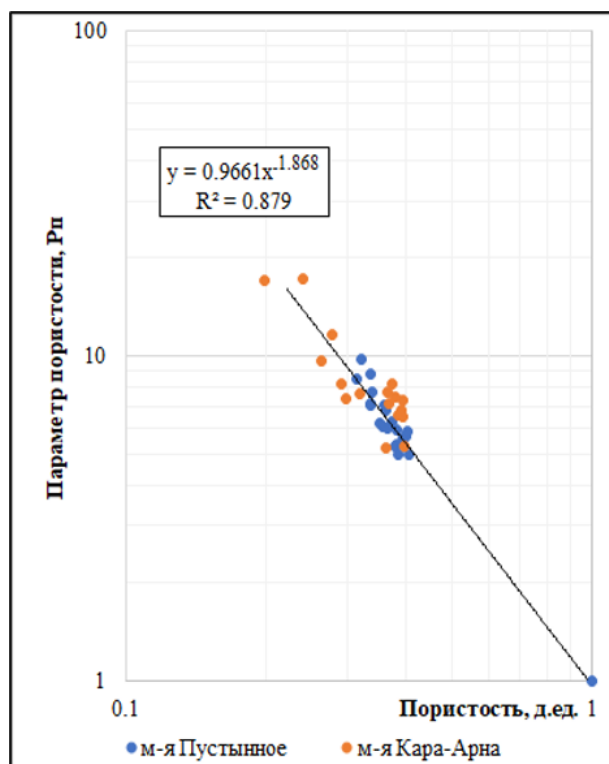


Рис.2.4.1 - Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости

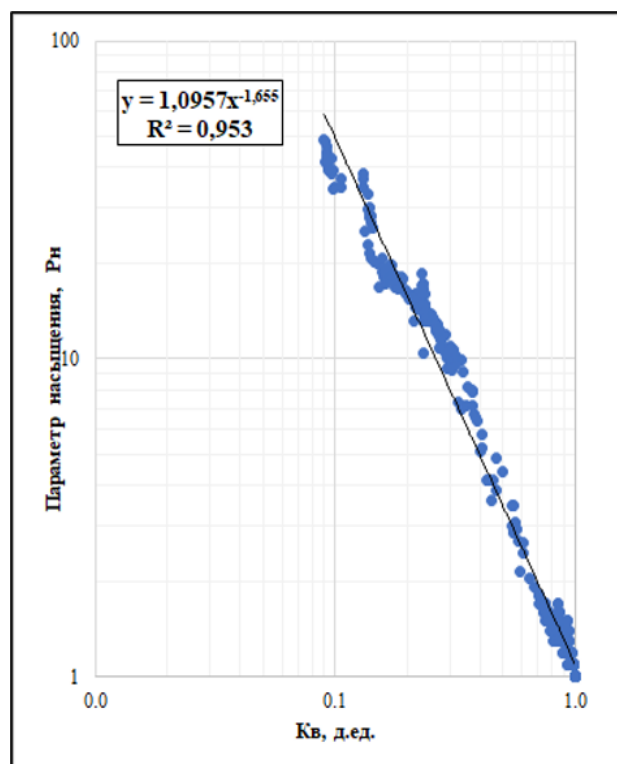


Рис.2.4.2 - Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности

Лабораторные исследования по определению капиллярного давления методом центрифугирования проведены на 18 образцах из скважины Р-1 по меловым отложениям.

Результаты по данному виду исследования приведены на рисунке 2.4.3.

Значения достигнутой в экспериментах остаточной водонасыщенности ( $S_{wo}$ ) в зависимости от пористости и проницаемости, представлены на рисунках 2.4.4 и 2.4.5.

Остаточная водонасыщенность имеется ввиду водонасыщенность, полученная при достигнутом в эксперименте максимальном капиллярном давлении.

Фильтрационно-ёмкостные свойства образцов и результаты определения водонасыщенности при максимально достигнутом капиллярном давлении 1,2 МПа.

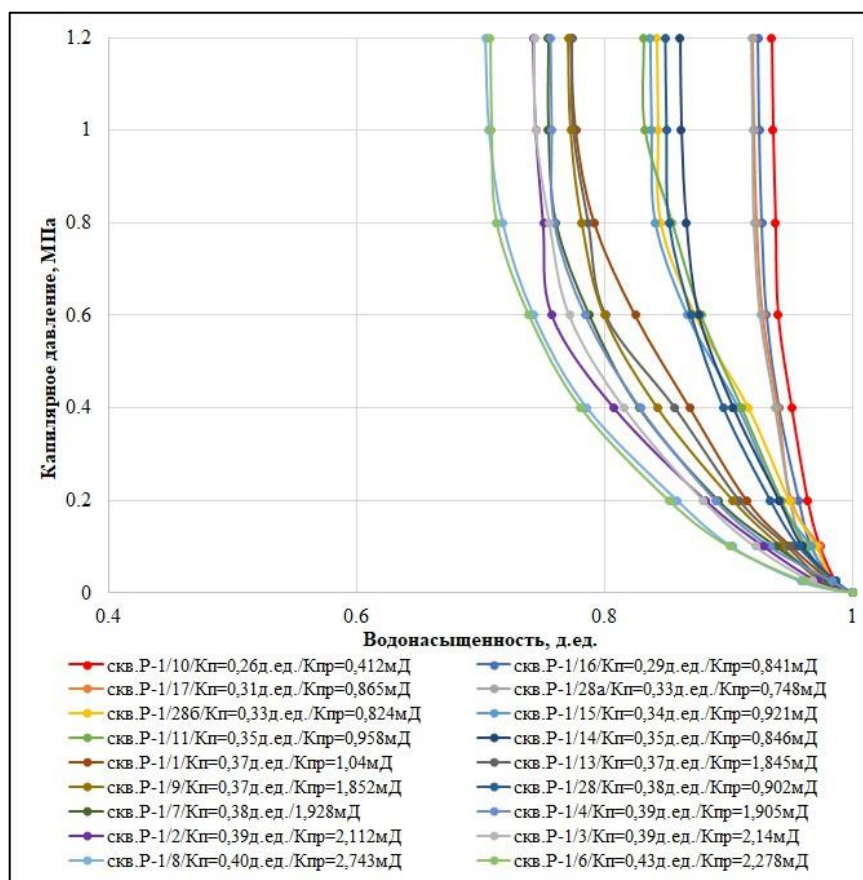


Рис.2.4.3 - Кривые капиллярного давления

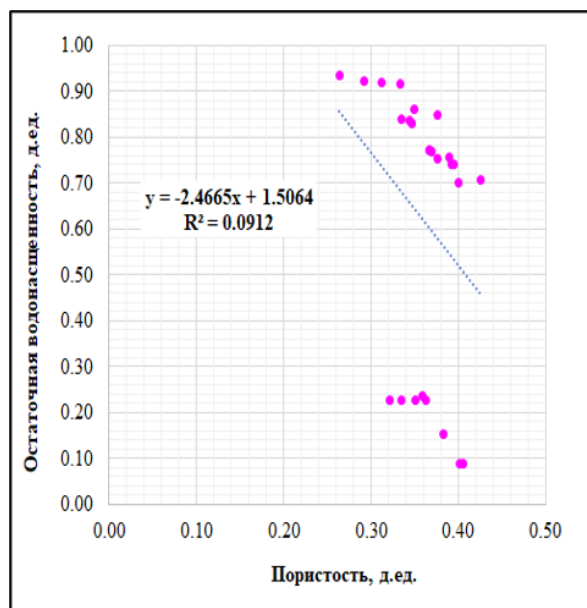


**Рис.2.4.4 - Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости**

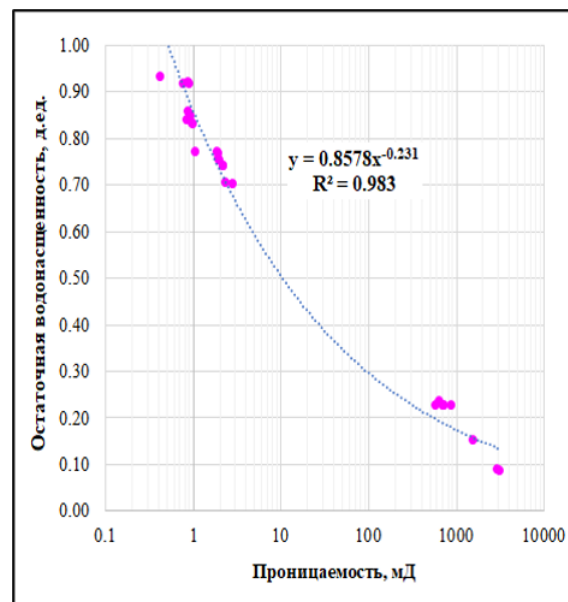


**Рис.2.4.5 - Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости**

#### *Относительная проницаемость в системе нефть-вода.*

Исследования по определению относительной проницаемости выполнены по образцам пород по скважинам Р-1 и Р-2Н. При этом исследованы 12 образцов из горизонтов К2s-2, К1a12-2, К1a13.

Определение фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода» проводилось в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации.

Непосредственно эксперимент по определению ОФП включает в себя ряд опытов (режимов), при проведении которых нефть и вода подаются в модель в определенном соотношении, которое от опыта к опыту меняется при увеличении доли воды в потоке. При этом суммарный объем обеих фаз остается постоянным.

Каждый опыт продолжается до достижения установившегося стационарного режима фильтрации, который фиксируется по стабилизации показаний расхода при заданном постоянном перепаде давления, после чего начинается новый опыт при другом соотношении фаз в потоке.

Заканчивается эксперимент при фильтрации пластовой воды до полного исчезновения нефти на выходе из модели.

Результаты по данному виду исследования приведен на рисунке 2.4.6. Относительные проницаемости нефти и воды равны при коэффициенте водонасыщенности  $0,60 \pm 0,01$  д.ед. или коэффициенте нефтенасыщенности  $0,40 \pm 0,01$  д.ед. Пересечение кривых относительной фазовой проницаемости на образцах характеризуют породы, как

гидрофильные. Точка пересечения кривых относительных проницаемостей наблюдается при водонасыщенности около 60%, что соответствует равной подвижности нефти и воды.

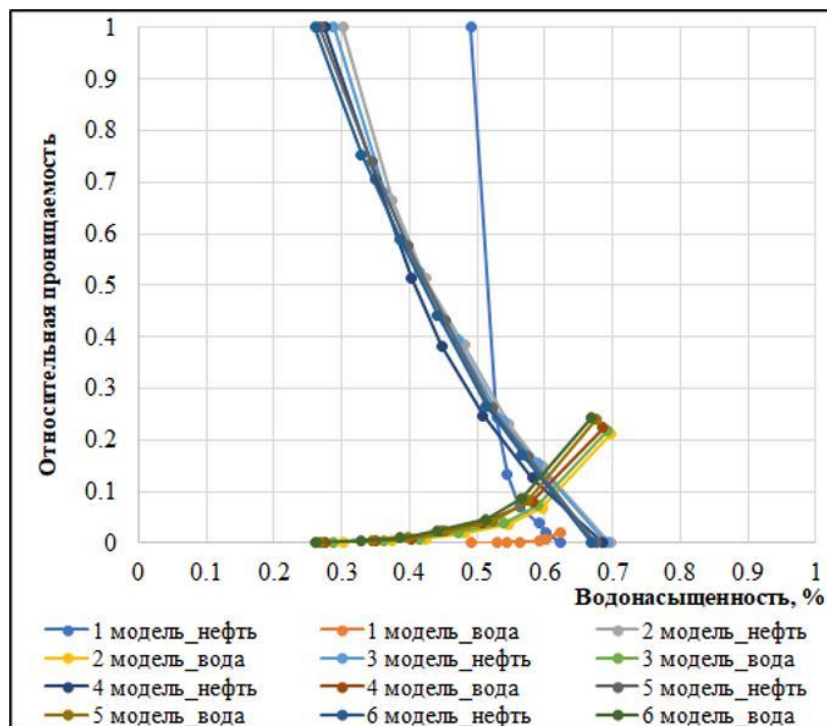


Рис.2.4.6 - Кривые относительной проницаемости для нефти и воды

*Определение коэффициента вытеснения нефти.*

Специальный анализ по определению коэффициента вытеснения нефти выполнен по 12 образцам из скважин Р-1 и Р-2Н. Коэффициент вытеснения нефти водой при содержании в образце остаточной воды в количестве, соответствующем пластовым условиям, был рассчитан по формуле

$$K_{\text{выт.}} = V_n / V_{n \text{ нач.}}$$

$K_{\text{выт.}}$  – коэффициент вытеснения нефти водой,

$V_{n \text{ нач.}}$  – объем нефти, первоначально содержащейся в образце, определяемой по разности объемов пустот и остаточной воды, приведенных к условиям испытания.

$V_n$  – объем нефти, вытесненной в процессе пропитки образца пластовой водой.

Результаты приведены на рисунке 2.4.7

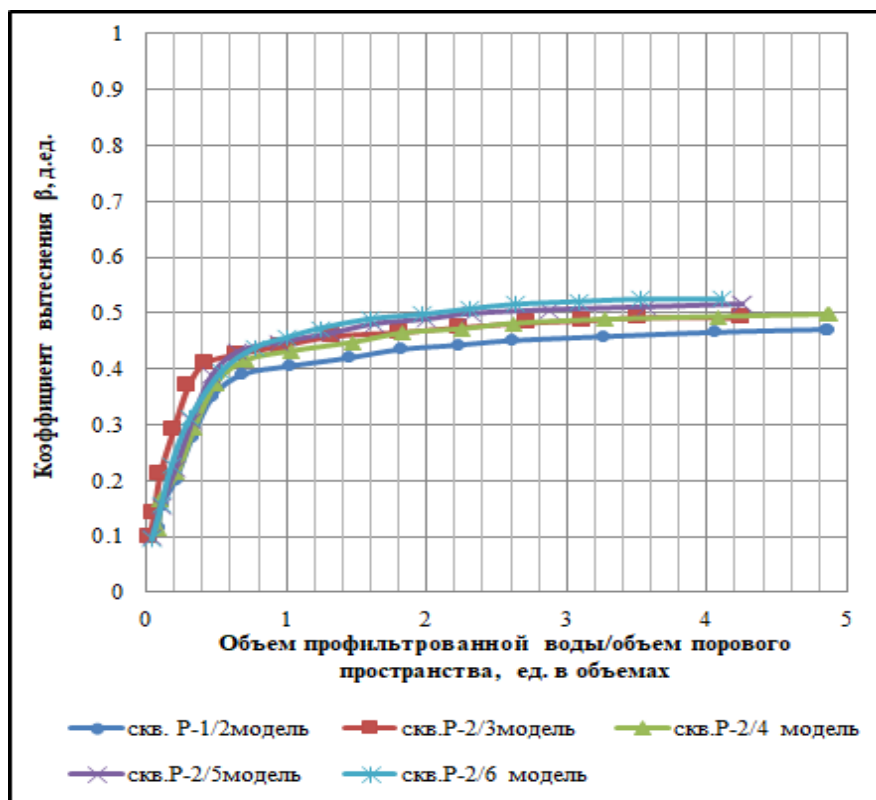


Рис.2.4.7- Характеристика вытеснения и динамика обводнения

#### Определение смачиваемости

Стандартный метод анализа смачиваемости пород предусматривает определение в лаборатории параметра, выражающего интегральную характеристику смачиваемости по данным капиллярного впитывания в образец воды и керосина при атмосферных условиях и в гравитационном поле при центрифугировании.

Объектом испытания необходимо иметь образец породы правильной геометрической формы, способный сохранять формы при работе в флюидах и центрифугировании. Учитывая слабую консолидацию пород керна из скважин Пустынное Р-1 и Р-2Н, выдержать это требование к объектам исследования было крайне затруднительно. Тем не менее, представляется, что полученные индексы для верхнемелового и альбского комплексов пород скважин Р-1 и Р-2Н отражают реальную смачиваемость продуктивных отложений месторождения Пустынное. В таблице 2.4.1 и 2.4.2 представлены результаты определения смачиваемости пород.

Таблица 2.4.1- Диапазоны показателя смачиваемости

| Диапазон значений показателя смачиваемости (М) | Характеристика поверхности пор пород |
|------------------------------------------------|--------------------------------------|
| 0 – 0,2                                        | Гидрофобная порода                   |
| 0,2 – 0,4                                      | Преимущественно гидрофобная порода   |
| 0,4 – 0,6                                      | Промежуточно смачиваемая порода      |
| 0,6 – 0,8                                      | Преимущественно гидрофильная порода  |
| 0,8 – 1,0                                      | Гидрофильная порода                  |

Таблица 2.4.2- Результаты определения смачиваемости пород

| Горизонт      | Глубина, м | Проницаемость, мД | Пористость | масса образца в, воде насыщенного водой | масса образца в воде после противоточной пропитки керосином в течении 20 часов | масса образца в воде после центрифугирования в керосине | масса образца в воде после противоточной пропитки водой в течении 20 часов | масса образца в воде после центрифугирования в пластовой воде | Показатель смачиваемости | Характеристика               |
|---------------|------------|-------------------|------------|-----------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|--------------------------|------------------------------|
|               |            |                   |            | P1                                      | P2                                                                             | P3                                                      | P4                                                                         | P5                                                            | M                        | поверхности пор пород        |
| Скважина Р-1  |            |                   |            |                                         |                                                                                |                                                         |                                                                            |                                                               |                          |                              |
| K2            | 163,62     | 2,743             | 39,92      | 28,067                                  | 27,554                                                                         | 27,054                                                  | 27,552                                                                     | 27,574                                                        | 0,96                     | гидрофильная                 |
| K2            | 165,8      | 1,312             | 34,48      | 29,123                                  | 28,616                                                                         | 28,426                                                  | 28,614                                                                     | 28,636                                                        | 0,9                      | гидрофильная                 |
| Скважина Р-2Н |            |                   |            |                                         |                                                                                |                                                         |                                                                            |                                                               |                          |                              |
| K1al          | 279,21     | 2651,17           | 38,72      | 27,042                                  | 26,572                                                                         | 26,517                                                  | 26,57                                                                      | 26,59                                                         | 0,73                     | Преимущественно гидрофильная |
| K1al          | 355,08     | 561,45            | 32,03      | 27,637                                  | 27,156                                                                         | 27,105                                                  | 27,154                                                                     | 27,175                                                        | 0,71                     | Преимущественно гидрофильная |

## 2.5 Запасы нефти

После предыдущего подсчета запасов нефти (ПЗ-1970г.) на месторождении по состоянию на 01.03.2026г. выполнен значительный объем дополнительных геологоразведочных работ, включающий проведение сейсморазведки 3D, бурение 12 новых скважин, опробование 23 объектов в 12 скважинах, а также отбор и изучение 9 глубинных и 9 поверхностных проб нефти и 3 проб пластовой воды.

По результатам проведенных работ выполнен пересчет запасов нефти по категориям  $C_1$  и  $C_2$ .

Подсчитанные общие геологические и извлекаемые запасы нефти месторождения Пустынное по состоянию изученности на 01.03.2026 г составляют:

в пределах горного отвода:

по категории  $C_1$  – 9384/2691.т, по категории  $C_2$  – 2617/435 тыс.т;

за пределами горного отвода:

по категории  $C_1$  – 771/211 тыс.т, по категории  $C_2$  – 585/129тыс.т;

В целом по месторождению исходя из изученности месторождения соотношение запасов  $C_1$  к  $C_2$  составили 76% к 24%.

По состоянию на 01.03.2026 год подсчитанные запасы нефти изменились по сравнению с принятыми запасами на Государственный баланс запасов РК.

В целом по месторождению геологические запасы нефти по категории  $C_1$  увеличились на 5893 тыс. т (+138%), извлекаемые — на 1623 тыс. т (+127%).

По категории  $C_2$  геологические запасы возросли на 3202 тыс. т (+100%), извлекаемые — на 564 тыс. т (+100%).

Основной прирост запасов обусловлен выделением новых залежей нефти в пределах горизонтов K2st, K1a3, K1a2-2, K1a2-1, K1a1-2 и K1a1-1.

Таблица 2.5- Подсчет запасов нефти месторождения Пустынное по состоянию изученности на 01.03.2026 г.

| Горизонт                          | Блок                                       | Зона | Категория      | Площадь нефтеносности,<br>тыс. м <sup>2</sup> | Ср.взв. эффект.<br>нефтенасыщенная толщина,<br>м | Объем нефтенасыщенных<br>пород, тыс. м <sup>3</sup> | Коэффициенты, д.е. |                   |             | Плотность нефти, г/см <sup>3</sup> | Геологические запасы<br>нефти, тыс. т | Коэффициент извлечения<br>нефти, д.е. | Извлекаемые запасы нефти,<br>тыс. т |
|-----------------------------------|--------------------------------------------|------|----------------|-----------------------------------------------|--------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------|-------------------|-------------|------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|
|                                   |                                            |      |                |                                               |                                                  |                                                     | пористости         | нефтенасыщенности | пересчетный |                                    |                                       |                                       |                                     |
| 1                                 | 2                                          | 3    | 4              | 5                                             | 6                                                | 7                                                   | 8                  | 9                 | 10          | 11                                 | 12                                    | 13                                    | 14                                  |
| В пределах контрактной территории |                                            |      |                |                                               |                                                  |                                                     |                    |                   |             |                                    |                                       |                                       |                                     |
| K <sub>2st</sub>                  | I (р-н скв. Р-1,<br>Р-2...)                | ВН   | C <sub>2</sub> | 1767                                          | 5,4                                              | 9493                                                | 0,28               | 0,7               | 1,000       | 0,950                              | 1768                                  | 0,150                                 | 265                                 |
|                                   | Всего по блоку I (р-н<br>скв. Р-1, Р-2...) |      | C <sub>2</sub> | 1767                                          | 5,4                                              | 9493                                                |                    |                   |             |                                    | 1768                                  |                                       | 265                                 |
|                                   | I (р-н скв. Г-4)                           | ВН   | C <sub>2</sub> | 314                                           | 2,0                                              | 617                                                 | 0,28               | 0,7               | 1,000       | 0,950                              | 115                                   | 0,150                                 | 17                                  |
|                                   | Всего по блоку I (р-н<br>скв. Г-4)         |      | C <sub>2</sub> | 314                                           | 2,0                                              | 617                                                 |                    |                   |             |                                    | 115                                   |                                       | 17                                  |
|                                   | II                                         | ВН   | C <sub>2</sub> | 79                                            | 8,1                                              | 637                                                 | 0,26               | 0,67              | 1,000       | 0,950                              | 105                                   | 0,150                                 | 16                                  |
|                                   | Всего по блоку II                          |      | C <sub>2</sub> | 79                                            | 8,1                                              | 637                                                 |                    |                   |             |                                    | 105                                   |                                       | 16                                  |
| Всего по K <sub>2st</sub>         |                                            |      | C <sub>2</sub> | 2160                                          | 5,0                                              | 10747                                               |                    |                   |             |                                    | 1988                                  |                                       | 298                                 |

П одолжение таблицы 2.5

| 1                           | 2                 | 3              | 4              | 5    | 6   | 7     | 8    | 9    | 10    | 11    | 12   | 13    | 14   |
|-----------------------------|-------------------|----------------|----------------|------|-----|-------|------|------|-------|-------|------|-------|------|
| K <sub>2s-2</sub>           | I                 | ЧН             | C <sub>1</sub> | 3073 | 6,3 | 19236 | 0,26 | 0,72 | 1,000 | 0,952 | 3428 | 0,30  | 1011 |
|                             |                   | ВН             | C <sub>1</sub> | 567  | 5,7 | 3210  | 0,26 | 0,72 | 1,000 | 0,952 | 572  | 0,30  | 169  |
|                             |                   | ЧН             | C <sub>2</sub> | 176  | 4,6 | 815   | 0,26 | 0,72 | 1,000 | 0,952 | 145  | 0,221 | 38   |
|                             |                   | ВН             | C <sub>2</sub> | 654  | 3,7 | 2395  | 0,26 | 0,72 | 1,000 | 0,952 | 427  | 0,221 | 94   |
|                             | Всего по блоку I  |                | C <sub>1</sub> | 3640 | 6,2 | 22446 |      |      |       |       | 4000 |       | 1180 |
|                             |                   |                | C <sub>2</sub> | 830  | 3,9 | 3210  |      |      |       |       | 572  |       | 126  |
| Всего по K <sub>2s-2</sub>  |                   |                | C <sub>1</sub> | 3640 | 6,2 | 22446 |      |      |       |       | 4000 |       | 1180 |
|                             |                   |                | C <sub>2</sub> | 830  | 3,9 | 3210  |      |      |       |       | 572  |       | 126  |
| K <sub>2s-1</sub>           | I                 | ВН             | C <sub>1</sub> | 2157 | 6,0 | 12860 | 0,27 | 0,74 | 0,999 | 0,952 | 2444 | 0,30  | 721  |
|                             | Всего по блоку I  |                | C <sub>1</sub> | 2157 | 6,0 | 12860 |      |      |       |       | 2444 |       | 721  |
| Всего по K <sub>2s-1</sub>  |                   |                | C <sub>1</sub> | 2157 | 6,0 | 12860 |      |      |       |       | 2444 |       | 721  |
| K <sub>1a3</sub>            | I                 | ВН             | C <sub>1</sub> | 612  | 3,1 | 1917  | 0,25 | 0,60 | 0,999 | 0,946 | 272  | 0,270 | 73   |
|                             | Всего по блоку I  |                | C <sub>1</sub> | 612  | 3,1 | 1917  |      |      |       |       | 272  |       | 73   |
| Всего по K <sub>1a3</sub>   |                   |                | C <sub>1</sub> | 612  | 3,1 | 1917  |      |      |       |       | 272  |       | 73   |
| K <sub>1a2-2</sub>          | Ia                | ВН             | C <sub>1</sub> | 845  | 6,1 | 5160  | 0,29 | 0,64 | 0,998 | 0,946 | 904  | 0,230 | 208  |
|                             | Всего по блоку Ia |                | C <sub>1</sub> | 845  | 6,1 | 5160  |      |      |       |       | 904  |       | 208  |
|                             | Iб                | ВН             | C <sub>2</sub> | 152  | 1,7 | 265   | 0,23 | 0,42 | 0,998 | 0,946 | 24   | 0,173 | 4    |
|                             | Всего по блоку Iб |                | C <sub>2</sub> | 152  | 1,7 | 265   |      |      |       |       | 24   |       | 4    |
| Всего по K <sub>1a2-2</sub> |                   |                | C <sub>1</sub> | 845  | 6,1 | 5160  |      |      |       |       | 904  |       | 208  |
|                             |                   |                | C <sub>2</sub> | 152  | 1,7 | 265   |      |      |       |       | 24   |       | 4    |
| K <sub>1a2-1</sub>          | Iб                | ВН             | C <sub>1</sub> | 376  | 3,0 | 1123  | 0,26 | 0,51 | 0,998 | 0,946 | 141  | 0,250 | 35   |
|                             | Всего по блоку Iб |                | C <sub>1</sub> | 376  | 3,0 | 1123  |      |      |       |       | 141  |       | 35   |
| Всего по K <sub>1a2-1</sub> |                   |                | C <sub>1</sub> | 376  | 3,0 | 1123  |      |      |       |       | 141  |       | 35   |
| K <sub>1a1-2</sub>          | Ia                | ЧН             | C <sub>1</sub> | 881  | 6,1 | 5367  | 0,28 | 0,53 | 0,996 | 0,923 | 732  | 0,295 | 216  |
|                             |                   | ВН             | C <sub>1</sub> | 784  | 3,0 | 2314  | 0,28 | 0,53 | 0,996 | 0,923 | 316  | 0,280 | 88   |
|                             | Всего по блоку Ia |                | C <sub>1</sub> | 1665 | 4,6 | 7681  |      |      |       |       | 1048 |       | 304  |
|                             | Iб                | ЧН             | C <sub>1</sub> | 30   | 3,6 | 109   | 0,23 | 0,5  | 0,996 | 0,923 | 12   | 0,292 | 4    |
|                             |                   | ВН             | C <sub>1</sub> | 456  | 2,0 | 890   | 0,23 | 0,5  | 0,996 | 0,923 | 94   | 0,290 | 27   |
| Всего по блоку Iб           |                   | C <sub>1</sub> | 486            | 2,1  | 999 |       |      |      |       | 106   |      | 31    |      |
| Всего по K <sub>1a1-2</sub> |                   |                | C <sub>1</sub> | 2151 | 4,0 | 8680  |      |      |       |       | 1154 |       | 335  |
| K <sub>1a1-1</sub>          | Ia                | ЧН             | C <sub>1</sub> | 35   | 2,7 | 96    | 0,25 | 0,50 | 0,984 | 0,918 | 11   | 0,216 | 2    |
|                             |                   | ВН             | C <sub>1</sub> | 66   | 1,8 | 117   | 0,25 | 0,50 | 0,984 | 0,918 | 13   | 0,209 | 3    |
|                             | Всего по блоку Ia |                | C <sub>1</sub> | 101  | 2,1 | 213   |      |      |       |       | 24   |       | 5    |
| Всего по K <sub>1a1-1</sub> |                   |                | C <sub>1</sub> | 101  | 2,1 | 213   |      |      |       |       | 24   |       | 5    |
| K <sub>1a</sub>             | Ia                | ВН             | C <sub>1</sub> | 1073 | 2,8 | 2996  | 0,23 | 0,52 | 0,987 | 0,922 | 326  | 0,30  | 98   |
|                             |                   | ВН             | C <sub>2</sub> | 143  | 2,1 | 307   | 0,23 | 0,52 | 0,987 | 0,922 | 33   | 0,225 | 7    |
|                             | Всего по блоку Ia |                | C <sub>1</sub> | 1073 | 2,8 | 2996  |      |      |       |       | 326  |       | 98   |
|                             |                   |                | C <sub>2</sub> | 143  | 2,1 | 307   |      |      |       |       | 33   |       | 7    |

П одолжение таблицы 2.5

| 1                                       | 2                 | 3  | 4              | 5     | 6    | 7     | 8    | 9    | 10    | 11    | 12   | 13    | 14   |
|-----------------------------------------|-------------------|----|----------------|-------|------|-------|------|------|-------|-------|------|-------|------|
|                                         | Иб                | ВН | C <sub>1</sub> | 353   | 1,9  | 656   | 0,28 | 0,71 | 0,987 | 0,922 | 119  | 0,300 | 36   |
|                                         | Всего по блоку Иб |    | C <sub>1</sub> | 353   | 1,9  | 656   |      |      |       |       | 119  |       | 36   |
| Всего по К1а                            |                   |    | C <sub>1</sub> | 1426  | 2,6  | 3652  |      |      |       |       | 445  |       | 134  |
|                                         |                   |    | C <sub>2</sub> | 143   | 2,1  | 307   |      |      |       |       | 33   |       | 7    |
| Итого в пределах контрактной территории |                   |    | C <sub>1</sub> | 11308 |      | 56051 |      |      |       |       | 9384 | 0,244 | 2691 |
|                                         |                   |    | C <sub>2</sub> | 3285  |      | 14529 |      |      |       |       | 2617 |       | 435  |
| За пределами контрактной территории     |                   |    |                |       |      |       |      |      |       |       |      |       |      |
| K2s-2                                   | I                 | ЧН | C1             | 74    | 4,5  | 336   | 0,26 | 0,72 | 1,000 | 0,952 | 60   | 0,30  | 18   |
|                                         |                   | ВН | C <sub>1</sub> | 109   | 2,4  | 267   | 0,26 | 0,72 | 1,000 | 0,952 | 48   | 0,30  | 14   |
|                                         |                   | ЧН | C <sub>2</sub> | 82    | 6,0  | 496   | 0,26 | 0,72 | 1,000 | 0,952 | 88   | 0,221 | 19   |
|                                         |                   | ВН | C <sub>2</sub> | 1205  | 2,2  | 2703  | 0,26 | 0,72 | 1,000 | 0,952 | 482  | 0,221 | 107  |
|                                         | Всего по блоку I  |    | C <sub>1</sub> | 183   | 3,3  | 603   |      |      |       |       | 108  |       | 32   |
|                                         |                   |    | C <sub>2</sub> | 1287  | 2,5  | 3199  |      |      |       |       | 570  |       | 126  |
| Всего по K2s-2                          |                   |    | C <sub>1</sub> | 183   | 3,3  | 603   |      |      |       |       | 108  |       | 32   |
|                                         |                   |    | C <sub>2</sub> | 1287  | 2,5  | 3199  |      |      |       |       | 570  |       | 126  |
| K2s-1                                   | I                 | ВН | C <sub>1</sub> | 81    | 12,9 | 1043  | 0,27 | 0,74 | 0,999 | 0,952 | 198  | 0,30  | 58   |
|                                         | Всего по блоку I  |    | C <sub>1</sub> | 81    | 12,9 | 1043  |      |      |       |       | 198  |       | 58   |
| Всего по K2s-1                          |                   |    | C <sub>1</sub> | 81    | 12,9 | 1043  |      |      |       |       | 198  |       | 58   |
| K1a3                                    | I                 | ВН | C <sub>1</sub> | 75    | 3,3  | 250   | 0,25 | 0,60 | 0,999 | 0,946 | 35   | 0,270 | 9    |
|                                         | Всего по блоку I  |    | C <sub>1</sub> | 75    | 3,3  | 250   |      |      |       |       | 35   |       | 9    |
| Всего поK1a3                            |                   |    | C <sub>1</sub> | 75    | 3,3  | 250   |      |      |       |       | 35   |       | 9    |
| K1a2-2                                  | Ia                | ВН | C <sub>1</sub> | 121   | 9,3  | 1126  | 0,29 | 0,64 | 0,998 | 0,946 | 197  | 0,230 | 45   |
|                                         | Всего по блоку Ia |    | C <sub>1</sub> | 121   | 9,3  | 1126  |      |      |       |       | 197  |       | 45   |
| Всего поK1a2-2                          |                   |    | C <sub>1</sub> | 121   | 9,3  | 1126  |      |      |       |       | 197  |       | 45   |
| K1a1-2                                  | Ia                | ЧН | C <sub>1</sub> | 125   | 3,0  | 375   | 0,28 | 0,53 | 0,996 | 0,923 | 51   | 0,295 | 15   |
|                                         |                   | ВН | C <sub>1</sub> | 13    | 1,0  | 13    | 0,28 | 0,53 | 0,996 | 0,923 | 2    | 0,221 | 0    |
|                                         | Всего по блоку Ia |    | C <sub>1</sub> | 138   | 2,8  | 388   |      |      |       |       | 53   |       | 15   |
| Всего по K1a1-2                         |                   |    | C <sub>1</sub> | 138   | 2,8  | 388   |      |      |       |       | 53   |       | 15   |
| K1a1-1                                  | Ia                | ЧН | C <sub>1</sub> | 55    | 2,7  | 151   | 0,25 | 0,50 | 0,984 | 0,918 | 17   | 0,216 | 4    |
|                                         |                   | ВН | C <sub>1</sub> | 25    | 1,9  | 47    | 0,25 | 0,50 | 0,984 | 0,918 | 5    | 0,209 | 1    |
|                                         | Всего по блоку Ia |    | C <sub>1</sub> | 80    | 2,5  | 198   |      |      |       |       | 22   |       | 5    |
| Всего по K1a1-1                         |                   |    | C <sub>1</sub> | 80    | 2,5  | 198   |      |      |       |       | 22   |       | 5    |
| K1a                                     | Ia                | ВН | C <sub>1</sub> | 367   | 3,9  | 1447  | 0,23 | 0,52 | 0,987 | 0,922 | 157  | 0,300 | 47   |
|                                         |                   | ВН | C <sub>2</sub> | 52    | 2,7  | 140   | 0,23 | 0,52 | 0,987 | 0,922 | 15   | 0,225 | 3    |
|                                         | Всего по блоку Ia |    | C <sub>1</sub> | 367   | 3,9  | 1447  |      |      |       |       | 157  |       | 47   |
|                                         |                   |    | C <sub>2</sub> | 52    | 2,7  | 140   |      |      |       |       | 15   |       | 3    |
|                                         | Иб                | ВН | C <sub>1</sub> | 3     | 2,3  | 7     | 0,28 | 0,71 | 0,987 | 0,922 | 1    | 0,300 | 0    |
| Всего по блоку Иб                       |                   |    | C <sub>1</sub> | 3     | 2,3  | 7     |      |      |       |       | 1    |       | 0    |

П одолжение таблицы 2.5

| 1                                                | 2 | 3 | 4                    | 5            | 6          | 7            | 8 | 9 | 10 | 11 | 12           | 13           | 14          |
|--------------------------------------------------|---|---|----------------------|--------------|------------|--------------|---|---|----|----|--------------|--------------|-------------|
| <b>Всего по К1а</b>                              |   |   | <b>C<sub>1</sub></b> | <b>370</b>   | <b>3,9</b> | <b>1454</b>  |   |   |    |    | <b>158</b>   |              | <b>47</b>   |
|                                                  |   |   | <b>C<sub>2</sub></b> | <b>52</b>    | <b>2,7</b> | <b>140</b>   |   |   |    |    | <b>15</b>    |              | <b>3</b>    |
| <b>Итого за пределами контрактной территории</b> |   |   | <b>C<sub>1</sub></b> | <b>1048</b>  |            | <b>5062</b>  |   |   |    |    | <b>771</b>   |              | <b>211</b>  |
|                                                  |   |   | <b>C<sub>2</sub></b> | <b>1339</b>  |            | <b>3339</b>  |   |   |    |    | <b>585</b>   |              | <b>129</b>  |
| <b>Итого по месторождению</b>                    |   |   | <b>C<sub>1</sub></b> | <b>12356</b> |            | <b>61113</b> |   |   |    |    | <b>10155</b> | <b>0,286</b> | <b>2902</b> |
|                                                  |   |   | <b>C<sub>2</sub></b> | <b>4624</b>  |            | <b>17868</b> |   |   |    |    | <b>3202</b>  |              | <b>564</b>  |

### 3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Месторождения открыто в конце 1960-х начале 1970-х годах и в промышленной разработке не участвовала в виду нахождения в подтапливаемой зоне Каспийского моря.

Разработка месторождения началась на основе «Проекта разработки месторождения Пустынное» (Протокол ЦКРР РК № 55/12 от 03.10.2024 г., далее ПР-2024 г.), разработанный на основе запасов нефти месторождения Пустынное утверждённых ЦКЗ МинНефтепром СССР в 1970 году., к реализации принят четвертый вариант с утверждением технологических показателей на период 2025-2028 гг., фактически добыча на месторождении началась в июне 2025г и на дату отчета идет активное разбуривание месторождения.

Права недропользования на добычу углеводородов предоставлено посредством проведения аукциона, согласно требованию МЭ РК с вводом месторождения в промышленную разработку. В рамках проектного документа на месторождении выделено 3 объекта разработки:

- I эксплуатационный объект – сеноманский К2с-2;
- II эксплуатационный объект – сеноманский К2с-1;
- III эксплуатационный объект – апт К1а.

В 2025г был составлен и защищен Анализ разработки (протокол 67/10 от 23.10.2025 г.), где предусмотрено продолжение концепции разработки ПР-2024г с ускорением ввода скважин из бурения в том же количестве, начиная с 2025г., проведение геолого-технических мероприятий, включающих переводы скважин между горизонтами, переводы под добычу нефти, вводы из бездействия и консервации. Уточненные технологические показатели были утверждены на период 2025-2027гг. К реализации был принят 1 вариант разработки, включающий в себя ввод из бурения 27 добывающих 1 нагнетательной скважины, из них 12 вертикальных и 15 горизонтальных скважин и 1 наклонно-направленная скважина.

Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Пустынное», где ГКЗ РК рассмотрены и приняты на баланс ГКЗ РК (протокол... от 16.06.2026г.) геологические и извлекаемые запасы УВС:

- по категории  $C_1$  – 9 384/2 691 тыс.т;
- по категории  $C_2$  – 2 617/435 тыс.т;

В данном ПЗ были выявлены новые альбские горизонты с запасами нефти категории  $C_1$ .

### 3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности

Гидродинамические исследования в скважинах предназначены для определения, контроля и регулирования режима разработки нефтяных месторождений, и являются наиболее естественным способом получения информации о состоянии пластовых систем в процессе их эксплуатации. Периодичность исследований определяется и регулируется в соответствии с «Едиными правилами...» и утвержденным проектом разработки.

Все замеры пластового и забойного давлений, КВД, МУО с момента разбуривания месторождения приведены ниже. Всего за анализируемый период было проведено:

- 9 исследования методом КВД в 4 скважинах;
- 2 исследований МУО в 2 скважинах.

Исследованиями охвачены все объекты и новая залежь альбского яруса.

В процессе эксплуатации месторождения были проведены ГДИС методом КВД на скважинах Р-1, Р-2Н, Р-5 и Р-11 (таблица 3.1.1).

Гидродинамические исследования КВД проведены ТОО «УзеньГеоСервис», Интерпретация КВД выполнены в специализированном программном продукте «Еstin v.4.20». МУО проведен в процессе опробования горизонтов на различных режимах со спуском винтового насоса.

#### ***Результаты ГДИС методом КВД***

В скважине Р-1 месторождения проведено 5 гидродинамических исследований методом кривых восстановления давления (КВД) в 2025-2026 гг.

В апреле 2025 г. в интервалах перфорации 754,8-761,0 м и 772,0-773,5 м по горизонту К1а получены следующие параметры: пластовое давление – 9,3 МПа, забойное – 2,6 МПа, проницаемость – 0,067 мкм<sup>2</sup>, гидропроводность – 0,38 мкм<sup>2</sup>·см/сПз, пьезопроводность – 28,9 см<sup>2</sup>/с, скин-фактор – -4,62, коэффициент продуктивности – 2,6 м<sup>3</sup>/сут·МПа.

В июне 2025 г. по горизонту К1а11-1 (интервал 680,5-685,0 м) пластовое давление составило 7,3 МПа, забойное – 4,3 МПа, проницаемость – 1,4 мкм<sup>2</sup>, гидропроводность – 3,5 мкм<sup>2</sup>·см/сПз, пьезопроводность – 504,5 см<sup>2</sup>/с, скин-фактор – -5,6, коэффициент продуктивности – 12,8 м<sup>3</sup>/сут·МПа.

В июле 2025 г. по горизонту К1а12-2 (интервалы 397-400 м, 401-404 м, 405-408 м) получены значения: пластовое давление – 3,8 МПа, забойное – 1,5 МПа, проницаемость – 0,6 мкм<sup>2</sup>, гидропроводность – 11,9 мкм<sup>2</sup>·см/сПз, пьезопроводность – 106,1 см<sup>2</sup>/с, скин-фактор – 1,5, коэффициент продуктивности – 9,2 м<sup>3</sup>/сут·МПа.

В сентябре-октябре 2025 г. по горизонту K1a13 (интервал 348-353 м) пластовое давление составило 3,6 МПа, забойное – 3,1 МПа, проницаемость – 0,033 мкм<sup>2</sup>, гидропроводность – 13,0 мкм<sup>2</sup>·см/сПз, пьезопроводность – 5,6 см<sup>2</sup>/с, скин-фактор – -3,4, коэффициент продуктивности – 28,0 м<sup>3</sup>/сут·МПа.

В ноябре 2025 г. по горизонту K2s-1 (интервал 294-302 м) пластовое давление составило 3,0 МПа, забойное – 0,2 МПа, проницаемость – 2,7 мкм<sup>2</sup>, гидропроводность – 24,6 мкм<sup>2</sup>·см/сПз, пьезопроводность – 469,7 см<sup>2</sup>/с, скин-фактор – -2,7, коэффициент продуктивности – 2,9 м<sup>3</sup>/сут·МПа.

В скважине Р-2Н выполнено одно исследование методом КВД в период 15-28.06.2025 г. по горизонту K1a (интервалы 865-895 м, 965-995 м, 1150-1210 м). По результатам пластовое давление составило 8,5 МПа, забойное – 3,4 МПа, проницаемость – 0,6 мкм<sup>2</sup>, гидропроводность – 1,4 мкм<sup>2</sup>·см/сПз, пьезопроводность – 269,3 см<sup>2</sup>/с, скин-фактор – -3,9, коэффициент продуктивности – 1,9 м<sup>3</sup>/сут·МПа.

В скважине Р-5 проведено два исследования методом КВД.

В сентябре 2025 г. по горизонту K2s-2 (интервал 279-288 м) пластовое давление составило 2,6 МПа, забойное – 0,4 МПа, пьезопроводность – 51,3 см<sup>2</sup>/с, скин-фактор – -0,03, коэффициент продуктивности – 4,1 м<sup>3</sup>/сут·МПа.

По сентябрь-октябрь 2025 г. по горизонту K1a11-2 (интервал 490-497 м) пластовое давление составило 5,0 МПа, забойное – 0,8 МПа, проницаемость – 0,8 мкм<sup>2</sup>, гидропроводность – 6,8 мкм<sup>2</sup>·см/сПз, пьезопроводность – 275,7 см<sup>2</sup>/с, скин-фактор – 4,7, коэффициент продуктивности – 2,8 м<sup>3</sup>/сут·МПа.

В скважине Р-11 проведено одно исследование методом КВД в период 28.01-06.02.2026 г. по горизонту K1a (интервал 771-772,5 м), по результатам которого пластовое давление составило 7,7 МПа, забойное – 7,3 МПа, проницаемость – 5,9 мкм<sup>2</sup>, гидропроводность – 86,3 мкм<sup>2</sup>·см/сПз, пьезопроводность – 2702 см<sup>2</sup>/с, скин-фактор – 9,4, коэффициент продуктивности – 29,0 м<sup>3</sup>/сут·МПа.

### ***Результаты ГДИС исследований МУО***

Всего по месторождению выполнено два гидродинамических исследования методом установившихся отборов (МУО) на скважинах Р-1 и Р-5.

В июне 2025 г. в скважине Р-1 по горизонту K1a11-1 (интервал 680,5–685,0 м) исследования проводились на трёх режимах (штуцеры 2, 4 и 6 мм), при этом дебит жидкости изменялся от 11,04 до 38,4 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 1,3–3,0 МПа, коэффициент продуктивности составил 12,8 м<sup>3</sup>/(сут·МПа), оптимальным признан режим со штуцером 6 мм (рис 3.1.1).

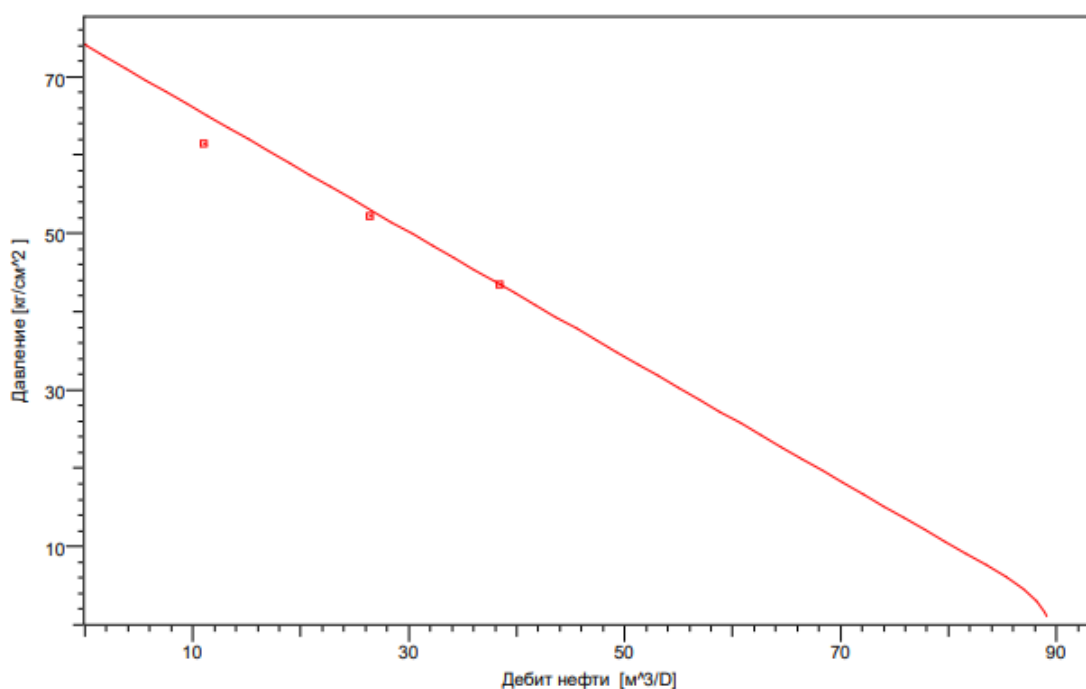


Рис. 3.1.1 – Индикаторная диаграмма по скважине Р-1

В сентябре-октябре 2025 г. в скважине Р-5 по горизонту K1a11-2 (интервал 490-497 м) исследования выполнялись при изменении оборотов насоса (50, 60 и 70 об/мин), при этом дебит изменялся от 9,5 до 14,5 м³/сут при депрессии 0,3-0,6 МПа, средний коэффициент продуктивности составил 30,5 м³/(сут·МПа), однако достоверность результатов оценки оптимального режима эксплуатации является ограниченной (рис 3.1.2).

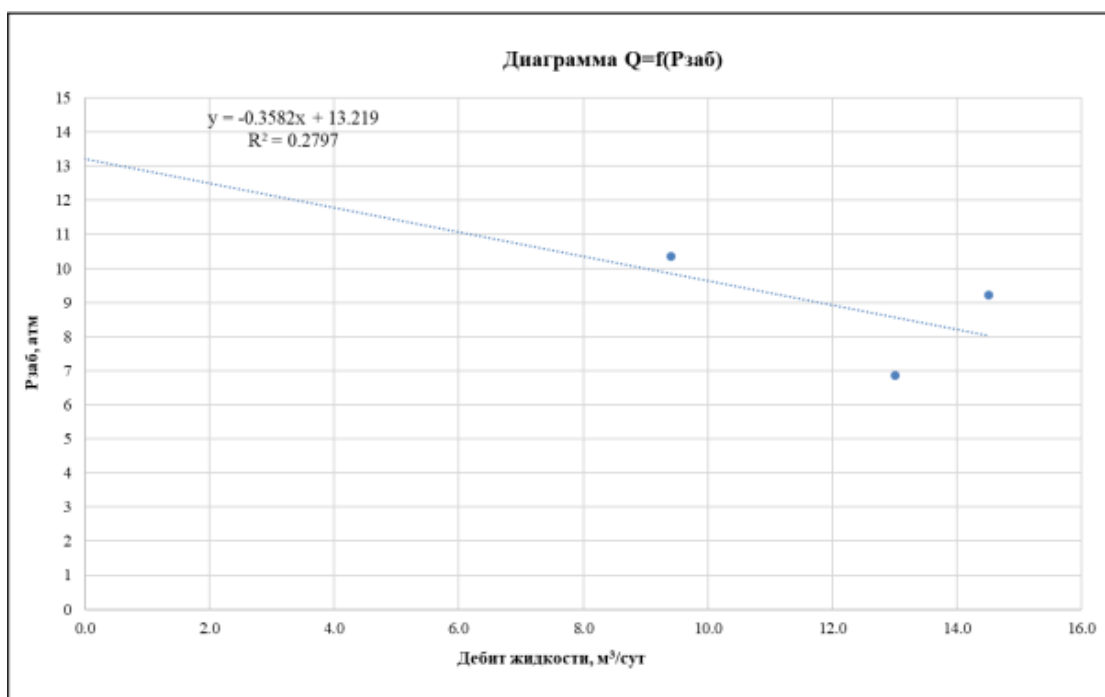


Рисунок 3.1.2 - Определения пластового давления, продуктивности по линейной индикаторной кривой скважины Р-5

Таблица 3.1.1 – Результаты гидродинамических исследований

| Скв  | Тип скважины   | Горизонт | объект | Интервал перфорации, м      | Вид исследования | Обороты ВН, об/мин. Штуцер, мм | Дата исследования | Рзаб, МПа | qв, м3/сут | qж, м3/сут | обв, %                  | Ндин, м | Рпл, МПа | Кпрод., м3/сут/МПа; м3/сут*м | Гидропроводность, мкм2*см/сПз | Проницаемость, мкм2 | S    | Пьезопроводность, см2/с |
|------|----------------|----------|--------|-----------------------------|------------------|--------------------------------|-------------------|-----------|------------|------------|-------------------------|---------|----------|------------------------------|-------------------------------|---------------------|------|-------------------------|
| Р-1  | Вертикальная   | К1а      | III    | 754.8-761.0; 772.0-773.5    | КВД              |                                | 2-7.04.2025       | 2,6       | 0,5        | 17,3       | 0,0                     | 755,0   | 9,3      | 2,6                          | 0,4                           | 0,1                 | -4,6 | 28,9                    |
| Р-1  | Вертикальная   | К1а1-1   |        | 680.5-685.0                 | МУО              | 2                              | 17-24.06.2025     | 6,0       | 11,0       | 11,0       | Практически отсутствует | 680     | 7,3      | 12,8                         | 3,5                           | 1,4                 | -5,6 | 504,5                   |
|      |                |          |        |                             |                  | 4                              |                   | 5,1       | 26,4       | 26,4       |                         |         |          |                              |                               |                     |      |                         |
|      |                |          |        |                             |                  | 6                              |                   | 4,3       | 38,4       | 38,4       |                         |         |          |                              |                               |                     |      |                         |
|      |                |          |        |                             | КВД              |                                |                   | 4,3       | 38,4       | 38,4       |                         |         |          |                              |                               |                     |      |                         |
| Р-1  | Вертикальная   | К1а12-2  |        | 397-400; 401-404; 405-408   | КВД              |                                | 20-22.07.2025     | 1,5       | 0,4        | 21,6       | 2%                      | 397     | 3,8      | 9,2                          | 11,9                          | 0,6                 | 1,5  | 106,1                   |
| Р-1  | Вертикальная   | К2s-1    | II     | 294-302                     | КВД              |                                | 23-28.11.2025     | 0,2       | 0,0        | 7,8        | 0%                      | 285     | 3,0      | 2,9                          | 24,6                          | 2,7                 | -2,7 | 469,7                   |
| Р-1  | Вертикальная   | К1а13    |        | 348-353                     | КВД              |                                | 24.09-01.10.2025  | 3,1       | 5,7        | 15,5       | 37%                     | 348     | 3,6      | 28,0                         | 13,0                          | 0,0                 | -3,4 | 5,6                     |
| Р-2Н | Горизонтальная | К1а      | III    | 865-895; 965-995; 1150-1210 | КВД              |                                | 15-28.06.2025     | 3,4       | 0,1        | 9,62       | 1,40%                   | 865     | 8,5      | 1,9                          | 1,4                           | 0,6                 | -3,9 | 269,3                   |
| Р-5  | Вертикальная   | К2s-2    | I      | 279-288                     | КВД              |                                | 01-06.09.2025     | 0,4       | 0,1        | 9          | 1%                      | 279     | 2,6      | 4,1                          |                               |                     | 0,0  | 51,3                    |
| Р-5  | Вертикальная   | К1а1-2   |        | 490-497                     | МУО              | 50                             | 17.09-10.10.2025  | 1,0       | 0,4        | 9,4        | 4,00%                   | 490     | 1,3      | 33,4                         | 6,8                           | 0,8                 | 4,7  | 275,7                   |
|      |                |          |        |                             |                  | 60                             |                   | 0,9       | 0,3        | 14,5       | 2,00%                   |         | 1,3      | 37,0                         |                               |                     |      |                         |
|      |                |          |        |                             |                  | 70                             |                   | 0,7       | 0,1        | 13         | 0,80%                   |         | 1,3      | 20,9                         |                               |                     |      |                         |
|      |                |          |        |                             | КВД              |                                |                   | 0,8       | 0,1        | 11,7       | 0,80%                   |         | 5,0      | 2,8                          |                               |                     |      |                         |
| Р-11 | Вертикальная   | К1а      | III    | 771-772,5                   | КВД              |                                | 28.01-06.02.2026  | 7,3       | 5,4        | 10,8       | 50%                     | 771     | 7,7      | 29,0                         | 86,3                          | 5,87                | 9,4  | 2702                    |

Таблица 3.1.2 – Сопоставление начальных и текущих пластовых и забойных давлений по залежам

| Наименование                                          | Количество |           | Интервал изменения | Среднее значение по пласту |
|-------------------------------------------------------|------------|-----------|--------------------|----------------------------|
|                                                       | скважина   | измерений |                    |                            |
| 1                                                     | 2          | 3         | 4                  | 5                          |
| <b>Горизонт K2s-1</b>                                 |            |           |                    |                            |
| Начальное пластовое давление, МПа                     | –          | –         | –                  | 3,1                        |
| Пластовое давление, МПа                               | 1          | 1         | –                  | 3                          |
| Забойное давление, МПа                                | 1          | 1         | –                  | 0,2                        |
| Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа) | 1          | 1         | –                  | 2,9                        |
| Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> *м/(МПа·с)         | 1          | 1         | –                  | 24,6                       |
| Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с                   | 1          | 1         | –                  | 469,7                      |
| Скин-фактор                                           | 1          | 1         | –                  | -2,7                       |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup>                       | 1          | 1         | –                  | 2,7                        |
| <b>Горизонт K2s-2</b>                                 |            |           |                    |                            |
| Начальное пластовое давление, МПа                     | –          | –         | –                  | 2,9                        |
| Пластовое давление, МПа                               | 1          | 1         | –                  | 2,6                        |
| Забойное давление, МПа                                | 1          | 1         | –                  | 0,4                        |
| Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа) | 1          | 1         | –                  | 4,1                        |
| Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> *м/(МПа·с)         | –          | –         | –                  | –                          |
| Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с                   | 1          | 1         | –                  | 51,3                       |
| Скин-фактор                                           | 1          | 1         | –                  | -0,03                      |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup>                       | –          | –         | –                  | –                          |
| <b>Горизонт K1a1-1</b>                                |            |           |                    |                            |
| Начальное пластовое давление, МПа                     | –          | –         | –                  | 7,3                        |
| Пластовое давление, МПа                               | 1          | 1         | –                  | 7,3                        |
| Забойное давление, МПа                                | 1          | 2         | 4,3-5,1            | 4,7                        |
| Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа) | 1          | 1         | –                  | 12,8                       |
| Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> *м/(МПа·с)         | 1          | 1         | –                  | 3,5                        |
| Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с                   | 1          | 1         | –                  | 504,5                      |
| Скин-фактор                                           | 1          | 1         | –                  | -5,6                       |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup>                       | 1          | 1         | –                  | 1,4                        |
| <b>Горизонт K1a1-2</b>                                |            |           |                    |                            |
| Начальное пластовое давление, МПа                     | –          | –         | –                  | 5                          |
| Пластовое давление, МПа                               | 1          | 1         | –                  | 5                          |
| Забойное давление, МПа                                | 1          | 2         | 0,8-0,9            | 0,9                        |
| Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа) | 1          | 2         | 2,8-30,5           | 16,65                      |
| Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> *м/(МПа·с)         | 1          | 1         | –                  | 6,8                        |
| Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с                   | 1          | 1         | –                  | 275,7                      |
| Скин-фактор                                           | 1          | 1         | –                  | 4,7                        |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup>                       | 1          | 1         | –                  | 0,8                        |
| <b>Горизонт K1a2-2</b>                                |            |           |                    |                            |
| Начальное пластовое давление, МПа                     | –          | –         | –                  | 3,8                        |
| Пластовое давление, МПа                               | 1          | 1         | –                  | 3,8                        |
| Забойное давление, МПа                                | 1          | 1         | –                  | 1,5                        |
| Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа) | 1          | 1         | –                  | 9,2                        |
| Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> *м/(МПа·с)         | 1          | 1         | –                  | 11,9                       |
| Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с                   | 1          | 1         | –                  | 106,1                      |
| Скин-фактор                                           | 1          | 1         | –                  | 1,5                        |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup>                       | 1          | 1         | –                  | 0,6                        |

Продолжение таблицы 3.1.2

| 1                                                     | 2 | 3 | 4             | 5     |
|-------------------------------------------------------|---|---|---------------|-------|
| <b>Горизонт K1a3</b>                                  |   |   |               |       |
| Начальное пластовое давление, МПа                     | — | — | —             | 3,6   |
| Пластовое давление, МПа                               | 1 | 1 | —             | 3,6   |
| Забойное давление, МПа                                | 1 | 1 | —             | 3,1   |
| Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа) | 1 | 1 | —             | 28    |
| Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> ·м/(МПа·с)         | 1 | 1 | —             | 13    |
| Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с                   | 1 | 1 | —             | 5,6   |
| Скин-фактор                                           | 1 | 1 | —             | -3,4  |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup>                       | 1 | 1 | —             | 0,033 |
| <b>Горизонт K1a</b>                                   |   |   |               |       |
| Начальное пластовое давление, МПа                     | — | — | —             | 8,5   |
| Пластовое давление, МПа                               | 3 | 3 | 7,7-9,3       | 8,5   |
| Забойное давление, МПа                                | 3 | 3 | 2,6-7,3       | 4,4   |
| Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа) | 3 | 3 | 1,9-29        | 11,1  |
| Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> ·м/(МПа·с)         | 3 | 3 | 0,4-86,3      | 29,4  |
| Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с                   | 3 | 3 | 28,9-2702     | 1000  |
| Скин-фактор                                           | 3 | 3 | (-4,6)-(+9,4) | 0,3   |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup>                       | 3 | 3 | 0,1-5,87      | 2,2   |

### 3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

#### 3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

На месторождении Пустынное в пределах горного отвода пробурено 30 скважин. Из ранее пробуренного фонда на баланс недропользователя приняты только две скважины — Г-11 и К-44. Остальные скважины не приняты на баланс ввиду отсутствия устьев, так как территория находилась в зоне подтопления Каспийского моря.

В связи с этим на дату проекта на балансе числится 16 скважин, включая 14 новых скважин, пробуренных в 2025–2026 годах, а также скважины Г-11 и К-44.

Из 16 скважин 13 введены в эксплуатацию (Р-1, Р-2Н, Р-3Н, Р-4Н, Р-5, Р-6Н, Р-7Н, Р-8Н, Р-9, Р-10, Р-11, Р-15Н, Р-16Н), одна скважина (Р-26) находится на стадии освоения, две скважины (Г-11 и К-44) — в ликвидированном фонде.

Скважины действующего добывающего фонда на дату проекта характеризуются дебитами нефти от 5,9 до 33,3 т/сут, в среднем 12,6 т/сут, дебитами жидкости от 7,9 до 33,6 т/сут, в среднем 13,7 т/сут. Обводненность добываемой продукции незначительная и в среднем составляет 9,9%. Все действующие добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом с использованием электровинтовых насосов (ЭВН).

Из 14 пробуренных скважин:

- 8 имеют горизонтальное окончание (Р-2Н, Р-3Н, Р-4Н, Р-6Н, Р-7Н, Р-8Н, Р-15Н, Р-16Н);
- 6 вертикальных (Р-1, Р-9, Р-10, Р-11, Р-26, Р-5).

На дату проекта нагнетательный фонд отсутствует. Согласно действующему АР-25г, внедрение системы поддержания пластового давления (ППД) предусмотрено с 2026г на II объекте

**Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.04.2026г**

| Наименование                 | Характеристика фонда скважин |         | I (K2s-2)                               | II (K2s-1)               | III (K1a)            | Кол-во скважин |
|------------------------------|------------------------------|---------|-----------------------------------------|--------------------------|----------------------|----------------|
| Фонд добывающих скважин      | Действующие                  |         | 6                                       | 4                        | 3                    | 13             |
|                              | В т.ч.                       | ЭВН, №№ | 6 (Р-3Н, Р-5, Р-7Н, Р-8Н, Р-15Н, Р-16Н) | 4 (Р-1, Р-4Н, Р-6Н, Р-9) | 3 (Р-2Н, Р-11, Р-10) | 13             |
|                              | В простое                    |         |                                         |                          |                      |                |
|                              | Бездействующие               |         |                                         |                          |                      |                |
|                              | Всего                        |         | 6                                       | 4                        | 3                    | 13             |
| В освоении                   |                              |         | 1 (Р-26)                                |                          |                      | 1              |
| Фонд ликвидированных скважин |                              |         | Г-11, К-44                              |                          |                      | 2              |
| Итого пробуренный фонд       |                              |         |                                         |                          |                      | 16             |

**Таблица 3.2.2 - Динамика распределения фонда скважин месторождения в целом по дебитам нефти и жидкости**

| Годы | Фонд добывающих скважин |         | Средний дебит, т/сут |        | Диапазон измен-я дебитов нефти и жидкости, т/сут |   |      |   |       |   |       |   |     |   |
|------|-------------------------|---------|----------------------|--------|--------------------------------------------------|---|------|---|-------|---|-------|---|-----|---|
|      |                         |         |                      |        | <5                                               |   | 5-10 |   | 10-15 |   | 15-20 |   | >20 |   |
|      | эксп.                   | действ. | нефти                | жид-ти | н                                                | ж | н    | ж | н     | ж | н     | ж | н   | ж |
| 2025 | 8                       | 8       | 12,5                 | 13,1   | 0                                                | 0 | 2    | 2 | 5     | 1 | 1     | 5 | 0   | 0 |
| 2026 | 13                      | 13      | 12,6                 | 13,7   | 0                                                | 0 | 6    | 3 | 6     | 8 | 0     | 2 | 1   | 1 |

**Таблица 3.2.3 – Распределение фонда скважин эксплуатационных объектов по дебитам**

| Объект | Фонд добывающих скважин |         | Среднесуточный дебит на конец года, т/сут | Диапазон измен-я дебитов нефти и жидкости, т/сут |   |      |   |       |   |       |   |     |   |
|--------|-------------------------|---------|-------------------------------------------|--------------------------------------------------|---|------|---|-------|---|-------|---|-----|---|
|        |                         |         |                                           | <5                                               |   | 5-10 |   | 10-15 |   | 15-20 |   | >20 |   |
|        | эксп.                   | действ. |                                           | н                                                | ж | н    | ж | н     | ж | н     | ж | н   | ж |
| I      | 6                       | 6       | 11,7                                      | 0                                                | 0 | 2    | 1 | 4     | 5 | 0     | 0 | 0   | 0 |
| II     | 4                       | 4       | 8,0                                       | 0                                                | 0 | 2    | 1 | 2     | 2 | 0     | 2 | 0   | 0 |
| III    | 3                       | 3       | 20,4                                      | 0                                                | 0 | 2    | 1 | 0     | 1 | 0     | 0 | 1   | 1 |

### Характеристика отборов нефти, жидкости и газа

На месторождении Пустынное согласно действующему проектному документу выделены 3 эксплуатационных объектов:

- I эксплуатационный объект – сеноманский К2с-2;
- II эксплуатационный объект – сеноманский К2с-1;
- III эксплуатационный объект – апт К1а.

Активное разбуривание месторождения началось в 2025г в соответствии с утвержденным ПР-24г. Первая добыча продукции была получена в июне 2025г, в связи с чем формирование объемов добычи на начальном этапе разработки обеспечивается преимущественно вводом в эксплуатацию новых добывающих скважин.

По итогам 2025г добыча нефти полностью сформирована за счет новых скважин и составила 13,9 тыс.т. Добыча жидкости достигла 14,4 тыс.т при средней обводненности продукции 3,6%.

В 2026г пробурено 6 новых скважин: Р-9, Р-10, Р-11, Р-26, Р-15Н и Р-16Н. С учетом введенных в эксплуатацию новых скважин добывающий фонд месторождения составил 13 ед (скважина Р-26 находится в освоении). За первые три месяца 2026г по месторождению добыто 12,2 тыс.т нефти и 13,3 тыс.т жидкости. Средняя обводненность продукции составила 8,7%. Коэффициенты использования и эксплуатации добывающего фонда достигли 0,9 д.ед. Среднесуточный дебит действующих скважин составил 11,8 т/сут по нефти и 12,9 т/сут по жидкости.

Таким образом, накопленная добыча с начала разработки месторождения составила 26,1 тыс.т нефти и 27,8 тыс.т жидкости. При этом 1,9 тыс.т нефти было добыто из альбских горизонтов в процессе опробования скважин. Добыча газа на месторождении отсутствует.

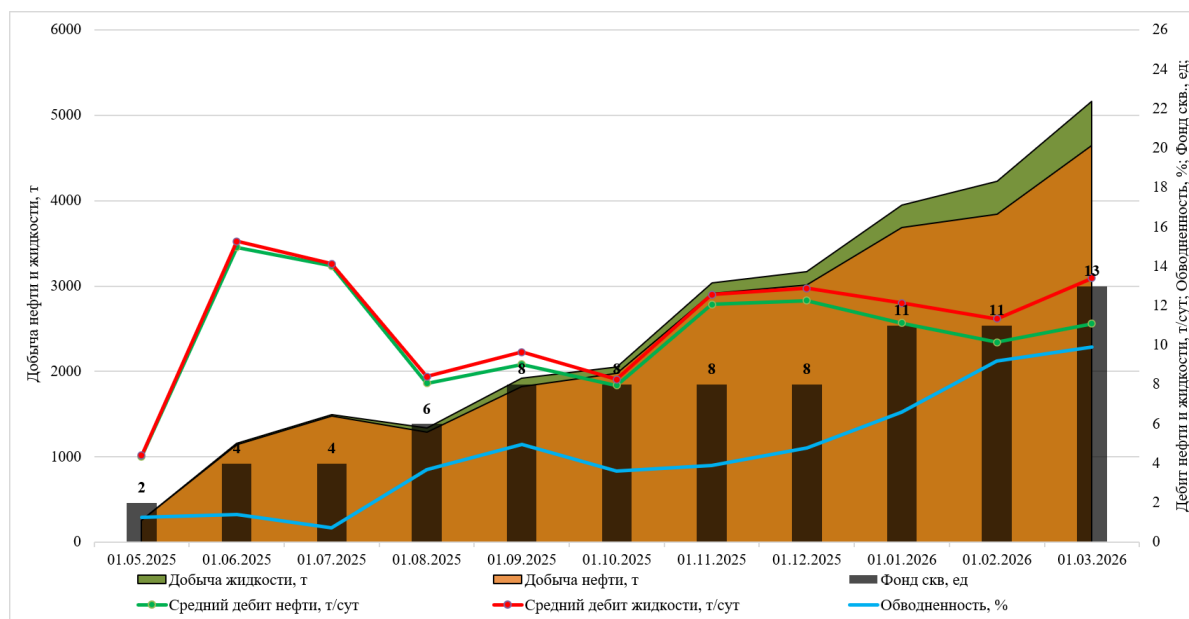


Рис. 3.2.1 - График разработки по месторождению

**I эксплуатационный объект** представлен горизонтом К2с-2. Разработка объекта осуществляется фондом из 6 добывающих скважин, эксплуатируемых механизированным способом.

По итогам 2025г добыча нефти по объекту составила 5,5 тыс.т, добыча жидкости - 5,6 тыс.т. Разработка осуществлялась фондом из 4 добывающих скважин. Средняя обводненность продукции составила 2,8 %. Среднесуточный дебит действующих скважин достиг 11,1 т/сут по нефти и 11,4 т/сут по жидкости.

За первые три месяца 2026г по объекту добыто 4,9 тыс.т нефти и 5,2 тыс.т жидкости при средней обводненности продукции 4,2 %. В начале 2026г пробурены две новые добывающие скважины Р-15Н и Р-16Н, ввод которых в эксплуатацию обеспечил увеличение добывающего фонда и дальнейшее наращивание объемов добычи. Среднесуточный дебит действующих скважин составил 12,1 т/сут по нефти и 12,6 т/сут по жидкости.

**II эксплуатационный объект** представлен горизонтом К2с-1. Разработка объекта осуществляется фондом из 4 добывающих скважин, эксплуатируемых механизированным способом.

По итогам 2025г добыча нефти по объекту составила 4,9 тыс.т, добыча жидкости - 5,1 тыс.т. Разработка осуществлялась фондом из 3 добывающих скважин. Средняя обводненность продукции составила 3,7 %. Среднесуточный дебит действующих скважин достиг 11,8 т/сут по нефти и 12,8 т/сут по жидкости.

За первые три месяца 2026г по объекту добыто 3,7 тыс.т нефти и 4,3 тыс.т жидкости при средней обводненности продукции 14,7 %. В начале 2026г пробурена одна новая добывающая скважина Р-9. Среднесуточный дебит действующих скважин составил 9,8 т/сут по нефти и 11,5 т/сут по жидкости.

**III эксплуатационный объект** представлен горизонтом К1а. Разработка объекта осуществляется фондом из 3 добывающих скважин, эксплуатируемых механизированным способом.

По итогам 2025г добыча нефти по объекту составила 2 тыс.т, добыча жидкости - 2 тыс.т. Разработка осуществлялась фондом из 1 добывающей скважины. Средняя обводненность продукции составила 2,5 %. Среднесуточный дебит действующих скважин достиг 8,3 т/сут по нефти и 8,5 т/сут по жидкости.

За первые три месяца 2026г по объекту добыто 3,2 тыс.т нефти и 3,3 тыс.т жидкости при средней обводненности продукции 4,8 %. В начале 2026г пробурены две новые добывающие скважины Р-10 и Р-11, ввод которых в эксплуатацию обеспечил увеличение

добывающего фонда и дальнейшее наращивание объемов добычи. Среднесуточный дебит действующих скважин составил 24,1 т/сут по нефти и 25,4 т/сут по жидкости.

Таблица 3.2.2 - Основные показатели пробной эксплуатации месторождения Пустынное

| №№<br>п/п | Показатели                                                   | I объект |            | II объект |            | III объект |            | в целом по мр. |            |
|-----------|--------------------------------------------------------------|----------|------------|-----------|------------|------------|------------|----------------|------------|
|           |                                                              | 2025     | 01.04.2026 | 2025      | 01.04.2026 | 2025       | 01.04.2026 | 2025           | 01.04.2026 |
| 1         | Добыча нефти, тыс.т                                          | 5,5      | 4,9        | 4,9       | 3,7        | 2,0        | 3,2        | 13,9           | 12,2       |
| 2         | <i>в т.ч.: из новых скважин</i>                              | 5,5      | 0,4        | 4,9       | 0,5        | 2,0        | 2,5        | 13,9           | 3,4        |
| 3         | <i>из переходящих скважин</i>                                | 0,0      | 4,6        | 0,0       | 3,2        | 0,0        | 0,6        | 0,0            | 8,4        |
| 4         | <i>мехспособом</i>                                           | 5,5      | 4,9        | 4,9       | 3,7        | 2,0        | 1,8        | 13,9           | 10,3       |
| 5         | Накопленная добыча нефти, тыс.т                              | 5,5      | 10,4       | 4,9       | 8,6        | 2,0        | 5,2        | 13,9           | 26,1       |
| 6         | <i>в т.ч.: мехспособом</i>                                   | 5,5      | 10,4       | 4,9       | 8,6        | 2,0        | 3,7        | 13,9           | 24,2       |
| 7         | Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %              | 0,5      | 0,4        | 0,7       | 0,5        | 1,5        | 2,4        | 0,5            | 0,5        |
| 8         | Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %                | 0,5      | 0,4        | 0,7       | 0,5        | 1,5        | 2,5        | 0,5            | 0,5        |
| 9         | Отбор от начальных извлекаемых запасов, %                    | 0,5      | 0,9        | 0,7       | 1,2        | 1,5        | 3,9        | 0,5            | 1,0        |
| 10        | Коэффициент извлечения нефти, доли ед.                       | 0,001    | 0,003      | 0,002     | 0,004      | 0,004      | 0,012      | 0,001          | 0,003      |
| 11        | Добыча жидкости, тыс.т                                       | 5,6      | 5,2        | 5,1       | 4,3        | 2,0        | 3,3        | 14,4           | 13,3       |
| 12        | <i>в т.ч.: из новых скважин</i>                              | 5,6      | 0,4        | 5,1       | 0,8        | 2,0        | 2,7        | 14,4           | 3,9        |
| 13        | <i>из переходящих скважин</i>                                | 0,0      | 4,7        | 0,0       | 3,5        | 0,0        | 0,7        | 0,0            | 8,9        |
| 14        | Накопленная добыча жидкости, тыс.т                           | 5,6      | 10,8       | 5,1       | 9,4        | 2,0        | 5,4        | 14,4           | 27,8       |
| 15        | Обводненность продукции (по весу), %                         | 2,8      | 4,2        | 3,7       | 14,7       | 2,5        | 4,8        | 3,6            | 8,7        |
| 16        | <i>в т.ч.: новых скважин</i>                                 | 2,8      | 10,7       | 0,0       | 39,8       | 0,0        | 5,0        | 3,6            | 12,5       |
| 17        | <i>переходящих скважин</i>                                   | 0,0      | 3,7        | 0,0       | 9,2        | 0,0        | 4,4        | 0,0            | 5,9        |
| 18        | Закачка рабочего агента (вода), тыс.м3                       | 0,0      | 0,0        | 0,0       | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 0,0            | 0,0        |
| 19        | Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м3           | 0,0      | 0,0        | 0,0       | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 0,0            | 0,0        |
| 20        | Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м          | 2,9      | 4,5        | 1,4       | 1,7        | 2,0        | 3,7        | 6,3            | 10,7       |
| 21        | Ввод новых добывающих скважин, ед.                           | 4,0      | 2,0        | 3,0       | 1,0        | 2,0        | 2,0        | 8,0            | 5,0        |
| 22        | <i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>                  | 4,0      | 2,0        | 2,0       | 1,0        | 2,0        | 2,0        | 8,0            | 5,0        |
| 23        | <i>переводом с других объектов</i>                           | 0,0      | 0,0        | 1,0       | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 0,0            | 0,0        |
| 24        | Выбытие добывающих скважин, ед.                              | 0,0      | 0,0        | 0,0       | 0,0        | 1,0        | 0,0        | 0,0            | 0,0        |
| 25        | Фонд добывающих скважин на конец года, ед.                   | 4,0      | 6,0        | 3,0       | 4,0        | 1,0        | 3,0        | 8,0            | 13,0       |
| 26        | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.       | 3,0      | 6,0        | 3,0       | 4,0        | 1,0        | 3,0        | 7,0            | 13,0       |
| 27        | Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.                 | 0,0      | 0,0        | 0,0       | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 0,0            | 0,0        |
| 28        | Выбытие нагнетательных скважин, ед.                          | 0,0      | 0,0        | 0,0       | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 0,0            | 0,0        |
| 29        | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.               | 0,0      | 0,0        | 0,0       | 0,0        | 0,0        | 0,0        | 0,0            | 0,0        |
| 30        | Средний дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти     | 11,1     | 12,1       | 11,8      | 9,8        | 8,3        | 16,3       | 10,5           | 11,8       |
| 31        | по жидкости                                                  | 11,4     | 12,6       | 12,2      | 11,5       | 8,5        | 17,2       | 10,9           | 12,9       |
| 32        | Средний дебит новых скважин, т/сут: по нефти                 | 11,1     | 10,2       | 11,8      | 4,8        | 8,3        | 24,1       | 10,5           | 2,6        |
| 33        | по жидкости                                                  | 11,4     | 11,4       | 12,2      | 7,9        | 8,5        | 25,4       | 10,9           | 2,9        |
| 34        | Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед. | 1,0      | 1,0        | 0,9       | 1,0        | 0,9        | 0,8        | 0,9            | 0,9        |
| 35        | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.        | 1,0      | 1,0        | 0,9       | 1,0        | 0,9        | 0,8        | 0,9            | 0,9        |
| 36        | <i>в т.ч.: новых скважин</i>                                 | 0,8      | 0,6        | 0,9       | 0,8        | 0,9        | 0,7        | 0,9            | 0,7        |

### Сравнение проектных и фактических показателей

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по эксплуатационным объектам и месторождению в целом представлено в таблице 3.2.3.

#### **Месторождение в целом**

В 2025 г. фактическая добыча нефти по месторождению незначительно ниже проектного уровня и составила 13,9 тыс. т при проектном значении 14,3 тыс. т. Добыча газа отсутствует. Фактическая добыча жидкости составила 14,4 тыс. т при проектной 14,9 тыс. т. Обводненность продукции составила 3,6% при проектной 4,0%. Основной причиной недостижения проектного уровня добычи является отставание ввода добывающих скважин. При проектном фонде 11 добывающих скважин в эксплуатации находилось 8 скважин. Вместе с тем коэффициенты использования и эксплуатации добывающего фонда составили 0,90 при проектных 0,45, что свидетельствует об эффективной эксплуатации действующего фонда скважин.

За первые три месяца 2026 г. фактическая добыча нефти составила 12,2 тыс. т при годовом проектном уровне 65,5 тыс. т, добыча жидкости 13,3 тыс. т при проектной 69,9 тыс. т. Среднесуточный дебит добывающих скважин по нефти составил 11,8 т/сут при проектном значении 12,2 т/сут. Обводненность продукции достигла 8,7% при проектной 6,3%. Следует отметить, что фактические показатели приведены только за первые три месяца 2026 г., тогда как проектные значения рассчитаны на полный календарный год. Кроме того, на дату составления проекта на месторождении продолжается активное эксплуатационное бурение и ввод новых добывающих скважин, что позволит обеспечить дальнейший рост добычи нефти и достижение проектных показателей.

#### **I объект разработки**

В 2025 г. фактическая добыча нефти по I объекту разработки превысила проектный уровень и составила 5,5 тыс. т при проектных 4,8 тыс. т. Добыча жидкости также превысила проектное значение и составила 5,6 тыс. т при проектных 5,0 тыс. т. Обводненность продукции составила 2,8% при проектной 4,0%. Превышение проектных показателей добычи обусловлено вводом большего количества добывающих скважин 4 ед. против 3 ед., предусмотренных проектом. Несмотря на то, что среднесуточный дебит действующих скважин по нефти оказался ниже проектного (11,1 т/сут против 14,9 т/сут), увеличение числа работающих скважин обеспечило превышение проектного уровня добычи.

За первые три месяца 2026 г. фактическая добыча нефти составила 4,9 тыс. т при годовом проектном уровне 33,0 тыс. т, добыча жидкости 5,2 тыс. т при проектной 34,7 тыс. т. Среднесуточный дебит по нефти составил 12,1 т/сут при проектном значении 14,1 т/сут. Обводненность продукции составила 4,2% при проектной 4,9%. Снижение фактической

добычи относительно годовых проектных показателей объясняется тем, что анализ выполнен по результатам эксплуатации объекта за первые три месяца 2026 г.

## **II объект разработки**

В 2025 г. фактическая добыча нефти по II объекту разработки составила 4,9 тыс. т при проектном уровне 6,5 тыс. т. Обводненность продукции составила 3,7% при проектной 5,8%. Недостижение проектной добычи обусловлено отставанием ввода добывающих скважин. При проектном количестве 5 скважин фактически в эксплуатации находилось 3 скважины. Вместе с тем коэффициенты использования и эксплуатации фонда составили 0,91, что свидетельствует об эффективной эксплуатации действующих скважин. Таким образом, снижение добычи связано преимущественно с меньшим количеством введенных добывающих скважин, а не с ухудшением эффективности их работы.

За первые три месяца 2026 г. фактическая добыча нефти составила 3,7 тыс. т при проектном уровне 23,2 тыс. т, добыча жидкости 4,3 тыс. т при проектной 25,3 тыс. т. Среднесуточный дебит добывающих скважин по нефти составил 9,8 т/сут при проектном значении 11,7 т/сут. Обводненность продукции достигла 14,7% при проектной 8,3%. Более низкие показатели добычи относительно проектных объясняются тем, что фактические данные приведены за первые три месяца 2026 г., а также продолжающимся вводом проектного фонда добывающих скважин.

## **III объект разработки**

В 2025 г. фактическая добыча нефти по III объекту разработки составила 2,0 тыс. т при проектном значении 2,9 тыс. т. Добыча жидкости составила 2,0 тыс. т при проектной 3,0 тыс. т. Обводненность продукции составила 2,5% при проектной 3,3%. Основной причиной отклонения добычи от проектного уровня является отставание ввода добывающих скважин. При проектном количестве 3 добывающих скважин в эксплуатации находилась 1 скважина.

За первые три месяца 2026 г. фактическая добыча нефти составила 3,2 тыс. т при проектном уровне 9,2 тыс. т, добыча жидкости 3,3 тыс. т при проектной 9,9 тыс. т. Среднесуточный дебит добывающих скважин по нефти достиг 16,3 т/сут, что значительно превышает проектное значение 8,9 т/сут. При этом обводненность продукции составила 4,8% при проектной 7,1%. Несмотря на то, что продуктивность действующих скважин превышает проектные ожидания, общий объем добычи остается ниже проектного вследствие недостаточного количества введенных добывающих скважин. По мере завершения программы эксплуатационного бурения и ввода проектного фонда ожидается увеличение добычи нефти до проектного уровня.

Анализ проектных и фактических показателей разработки показывает, что в 2025 г. основные отклонения от проектных решений обусловлены, прежде всего, отставанием ввода добывающих скважин при сохранении высокой эффективности эксплуатации действующего фонда. По большинству объектов коэффициенты использования и эксплуатации фонда превышают проектные значения, что свидетельствует о рациональной эксплуатации введенных скважин.

Фактические показатели за первые три месяца 2026 г. не являются показательными для сопоставления с годовыми проектными значениями, поскольку на месторождении продолжаются эксплуатационное бурение и ввод новых добывающих скважин. При этом по III объекту уже отмечается превышение проектного среднесуточного дебита добывающих скважин, что подтверждает высокий потенциал продуктивности объекта. Реализация предусмотренных проектом мероприятий по бурению и вводу добывающих скважин позволит обеспечить достижение проектных уровней добычи нефти и жидкости.

Таблица 3.2.5 - Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по месторождению

| №№<br>п/п | Показатели                                                   | I объект |       |        |                | II объект |       |        |                | III объект |       |        |                | в целом по мр. |       |        |                |
|-----------|--------------------------------------------------------------|----------|-------|--------|----------------|-----------|-------|--------|----------------|------------|-------|--------|----------------|----------------|-------|--------|----------------|
|           |                                                              | 2025     |       | 2026   |                | 2025      |       | 2026   |                | 2025       |       | 2026   |                | 2025           |       | 2026   |                |
|           |                                                              | проект   | факт  | проект | факт за 3 мес. | проект    | факт  | проект | факт за 3 мес. | проект     | факт  | проект | факт за 3 мес. | проект         | факт  | проект | факт за 3 мес. |
| 1         | Добыча нефти, тыс.т                                          | 4,8      | 5,5   | 33,0   | 4,9            | 6,5       | 4,9   | 23,2   | 3,7            | 2,9        | 2,0   | 9,20   | 3,18           | 14,3           | 13,9  | 65,5   | 12,2           |
| 2         | <i>в т.ч.: из новых скважин</i>                              | 4,8      | 5,5   | 16,9   | 0,4            | 6,5       | 4,9   | 2,3    | 0,5            | 2,9        | 2,0   | 0,00   | 2,53           | 14,3           | 13,9  | 19,2   | 3,4            |
| 3         | <i>из переходящих скважин</i>                                | 0,0      | 0,0   | 16,1   | 4,6            | 0,0       | 0,0   | 20,9   | 3,2            | 0,0        | 0,0   | 9,20   | 0,65           | 0,0            | 0,0   | 46,3   | 8,4            |
| 4         | <i>мехспособом</i>                                           | 4,8      | 5,5   | 33,0   | 4,9            | 6,5       | 4,9   | 23,2   | 3,7            | 2,9        | 2,0   | 9,20   | 1,75           | 14,3           | 13,9  | 65,5   | 10,3           |
| 5         | Накопленная добыча нефти, тыс.т                              | 4,8      | 5,5   | 37,8   | 10,4           | 6,5       | 4,9   | 29,7   | 8,6            | 2,9        | 2,0   | 12,10  | 5,17           | 14,3           | 13,9  | 79,8   | 26,1           |
| 6         | <i>в т.ч.: мехспособом</i>                                   | 4,8      | 5,5   | 37,8   | 10,4           | 6,5       | 4,9   | 29,7   | 8,6            | 2,9        | 2,0   | 12,10  | 3,74           | 14,3           | 13,9  | 79,8   | 24,2           |
| 7         | Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %              | 0,4      | 0,5   | 2,8    | 0,4            | 0,9       | 0,7   | 3,2    | 0,5            | 2,2        | 1,5   | 6,89   | 2,38           | 0,5            | 0,5   | 2,4    | 0,5            |
| 8         | Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %                | 0,4      | 0,5   | 3,0    | 0,4            | 0,9       | 0,7   | 3,5    | 0,5            | 2,3        | 1,5   | 8,20   | 2,54           | 0,5            | 0,5   | 2,6    | 0,5            |
| 9         | Отбор от начальных извлекаемых запасов, %                    | 0,4      | 0,5   | 3,2    | 0,9            | 0,9       | 0,7   | 4,1    | 1,2            | 2,2        | 1,5   | 9,06   | 3,87           | 0,5            | 0,5   | 3,0    | 1,0            |
| 10        | Коэффициент извлечения нефти, доли ед.                       | 0,001    | 0,001 | 0,009  | 0,003          | 0,003     | 0,002 | 0,012  | 0,004          | 0,007      | 0,004 | 0,027  | 0,012          | 0,002          | 0,001 | 0,009  | 0,003          |
| 11        | Добыча жидкости, тыс.т                                       | 5,0      | 5,6   | 34,7   | 5,2            | 6,9       | 5,1   | 25,3   | 4,3            | 3,0        | 2,0   | 9,90   | 3,34           | 14,9           | 14,4  | 69,9   | 13,3           |
| 12        | <i>в т.ч.: из новых скважин</i>                              | 5,0      | 5,6   | 17,4   | 0,4            | 6,9       | 5,1   | 2,4    | 0,8            | 3,0        | 2,0   | 0,00   | 2,67           | 14,9           | 14,4  | 19,2   | 3,9            |
| 13        | <i>из переходящих скважин</i>                                | 0,0      | 0,0   | 17,3   | 4,7            | 0,0       | 0,0   | 22,9   | 3,5            | 0,0        | 0,0   | 9,90   | 0,68           | 0,0            | 0,0   | 50,7   | 8,9            |
| 14        | Накопленная добыча жидкости, тыс.т                           | 5,0      | 5,6   | 39,7   | 10,8           | 6,9       | 5,1   | 32,2   | 9,4            | 3,0        | 2,0   | 12,90  | 5,38           | 14,9           | 14,4  | 84,8   | 27,8           |
| 15        | Обводненность продукции (по весу), %                         | 4,0      | 2,8   | 4,9    | 4,2            | 5,8       | 3,7   | 8,3    | 14,7           | 3,3        | 2,5   | 7,07   | 4,83           | 4,0            | 3,6   | 6,3    | 8,7            |
| 16        | <i>в т.ч.: новых скважин</i>                                 | 4,0      | 2,8   | 2,9    | 10,7           | 5,8       | 3,7   | 4,2    | 39,8           | 3,3        | 2,5   | 0,00   | 4,95           | 4,0            | 3,6   | 0,0    | 12,5           |
| 17        | <i>переходящих скважин</i>                                   | 0,0      | 0,0   | 6,7    | 3,7            | 0,0       | 0,0   | 8,7    | 9,2            | 0,0        | 0,0   | 7,07   | 4,38           | -              | 0,0   | 8,7    | 5,9            |
| 18        | Закачка рабочего агента (вода), тыс.м3                       | 0,0      | 0,0   | 0,0    | 0,0            | 0,0       | 0,0   | 0,0    | 0,0            | 0,0        | 0,0   | 0,00   | 0,00           | 0,0            | 0,0   | 0,0    | 0,0            |
| 19        | Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м3           | 0,0      | 0,0   | 0,0    | 0,0            | 0,0       | 0,0   | 0,0    | 0,0            | 0,0        | 0,0   | 0,00   | 0,00           | 0,0            | 0,0   | 0,0    | 0,0            |
| 20        | Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м          | 1,98     | 2,86  | 7,92   | 4,51           | 3,20      | 1,37  | 1,05   | 1,72           | 2,40       | 2,04  | 0,00   | 3,65           | 8,16           | 6,27  | 8,97   | 10,70          |
| 21        | Ввод новых добывающих скважин, ед.                           | 3        | 4     | 12     | 2              | 5         | 3     | 2      | 1              | 3          | 2     | 0      | 2              | 11             | 8     | 14     | 5              |
| 22        | <i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>                  | 3        | 4     | 12     | 2              | 5         | 2     | 2      | 1              | 3          | 2     | 0      | 2              | 11             | 8     | 14     | 5              |
| 23        | <i>переводом с других объектов</i>                           | 0        | 0     | 0      | 0              | 0         | 1     | 0      | 0              | 0          | 0     | 0      | 0              | 0              | 0     | 0      | 0              |
| 24        | Выбытие добывающих скважин, ед.                              | 0        | 0     | 0      | 0              | 0         | 0     | 0      | 0              | 0          | 1     | 0      | 0              | 0              | 0     | 0      | 0              |
| 25        | Фонд добывающих скважин на конец года, ед.                   | 3        | 4     | 15     | 6              | 5         | 3     | 7      | 4              | 3          | 1     | 3      | 3              | 11             | 8     | 25     | 13             |
| 26        | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.       | 3        | 3     | 15     | 6              | 5         | 3     | 7      | 4              | 3          | 1     | 3      | 3              | 11             | 7     | 25     | 13             |
| 27        | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.               | 0        | 0     | 0      | 0              | 0         | 0     | 0      | 0              | 0          | 0     | 0      | 0              | 0              | 0     | 0      | 0              |
| 28        | Средний дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти     | 14,9     | 11,1  | 14,1   | 12,1           | 11,9      | 11,8  | 11,7   | 9,8            | 9,6        | 8,3   | 8,90   | 16,3           | 12,1           | 10,5  | 12,2   | 11,8           |
| 29        | по жидкости                                                  | 15,5     | 11,4  | 14,8   | 12,6           | 12,5      | 12,2  | 12,8   | 11,5           | 10,1       | 8,5   | 9,50   | 17,2           | 12,7           | 10,9  | 13,1   | 12,9           |
| 30        | Средний дебит новых скважин, т/сут: по нефти                 | 15,0     | 11,1  | 13,0   | 10,2           | 11,9      | 11,8  | 10,0   | 4,8            | 10,0       | 8,3   | -      | 24,1           | 12,1           | 10,5  | 11,5   | 2,6            |
| 31        | по жидкости                                                  | 15,2     | 11,4  | 13,4   | 11,4           | 12,5      | 12,2  | 10,5   | 7,9            | 10,3       | 8,5   | -      | 25,4           | 12,7           | 10,9  | 13,2   | 2,9            |
| 32        | Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед. | 0,45     | 1,00  | 0,95   | 0,97           | 0,45      | 0,91  | 0,95   | 0,95           | 0,45       | 0,88  | 0,95   | 0,82           | 0,45           | 0,90  | 0,95   | 0,88           |
| 33        | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.        | 0,45     | 1,00  | 0,95   | 0,97           | 0,45      | 0,91  | 0,95   | 0,95           | 0,45       | 0,88  | 0,95   | 0,82           | 0,45           | 0,90  | 0,95   | 0,88           |
| 34        | <i>в т.ч.: новых скважин</i>                                 | 0,45     | 0,76  | 0,45   | 0,60           | 0,45      | 0,91  | 0,45   | 0,80           | 0,45       | 0,88  | -      | 0,70           | 0,45           | 0,90  | 0,95   | 0,66           |

### **3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов**

Разработка месторождения началась в 2025г согласно ПР-24г. На дату проекта накопленная добыча составляет 26,1 тыс.т отбор от НИЗ составляет 1%. Согласно «Методическим указаниям...», оценка состояния выработанности запасов нефти по участкам, блокам, пластам и продуктивным горизонтам проводится на II–IV стадиях разработки месторождения. В настоящее время месторождение находится на I-й стадии, которая характеризуется ростом добычи нефти и активным разбуриванием продуктивных объектов.

### **3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки**

Как отмечалось выше месторождение имеет небольшую историю разработки. Промышленная разработка начата в 2025г. Активное разбуривание начата в середине 2025г и на дату проекта продолжается. На 01.04.2026г пробурено 8 горизонтальных и 6 вертикальных скважин.

## **3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов**

Учитывая геологическое строение месторождения Пустынное в качестве расчетной модели пласта для прогноза технологических показателей разработки, использовалась модель послойно- и зонально- неоднородного по проницаемости и одновременно прерывистого нефтяного пласта. Согласно этой модели, принимается, что нефтяной пласт представлен набором слоев различной проницаемости. В пределах каждого слоя выделяются зоны одинаковые по форме и размерам ( $d$ ), но различающиеся по проницаемости. В пределах отдельной зоны коллекторские свойства остаются неизменными и изменяются при переходе от зоны к зоне. Изменение проницаемости по слоям и зонам имеет вероятностный характер, который математически описывается гамма-распределением и количественно - квадратом коэффициента вариации ( $V_2$ ).

Модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения нефти (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования, схему размещения скважин и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение. На базе этого распределения строятся нормированная функция распределения  $Y(X)$  и связанные с ней функции плотности  $Y(X)$  и производительности  $W(X)$ . Затем, используя схему Стайлса, которая представляет собой прямую пропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем до фронта вытеснения, рассчитывают параметры  $K_3$ ,  $F$  -суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов

нефти и  $A$  - доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами, рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Обоснование расчетной модели для месторождения Пустынное проводилось на основании прямых определений по результатам гидродинамических и геофизических исследований скважин таких параметров залежи, как  $W$  – доля неколлектора по площади обособленных пластов и слоев,  $V_{z2}$  – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами,  $V_{п2}$  – расчетная послойная неоднородность пластов по проницаемости,  $V_{я2}$  – неоднородность сетки скважин по языкообразованию,  $\eta_{ср}$  – среднее значение коэффициента продуктивности скважин,  $K_{ср.пр}$  – среднее значение проницаемости.

### **3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки**

#### **3.4.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов**

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» (ЕПРКИН), эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

Для обоснования выделения эксплуатационных объектов необходимо учитывать характер насыщения продуктивных залежей, объем сосредоточенных в них запасов, площадь нефтеносности, эффективные нефтенасыщенные толщины, размер и конфигурацию залежей, степень их совпадения в плане, продуктивные и фильтрационные свойства пластов и характер их распределения по площади, физико-химические свойства насыщающих флюидов, а также природные режимы пластов.

Месторождение по объему запасов относится к категории мелких, является многопластовым и характеризуется сложным геологическим строением. Оно осложнено тектоническими нарушениями, разделяющими залежи на отдельные блоки. Нефтегазоносность месторождения связана с отложениями мелового возраста. Продуктивные пласты приурочены к сеноманскому, альбскому и аптскому ярусам.

Выделение эксплуатационных объектов выполнено на основе комплексного анализа геолого-физических характеристик продуктивных отложений, включающего глубину залегания, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и физико-химические свойства флюидов. Установлено, что в пределах отдельных стратиграфических интервалов наблюдается сходство значений пористости, проницаемости, эффективных нефтенасыщенных толщин, а также плотности и вязкости нефти, что свидетельствует о

близких условиях фильтрации и вытеснения. Таким образом, принятая схема выделения эксплуатационных объектов основана на принципе объединения интервалов с близкими геолого-физическими характеристиками при учете их различий, что соответствует требованиям рациональной разработки месторождений.

Текущей работой принято следующее распределение эксплуатационных объектов:

- I эксплуатационный объект – сеноманские пласты (K2s-2, K2s-1);
- II эксплуатационный объект – альбские пласты (K1al3, K1al2-2, K1al2-1, K1al1-2, K1al1-1);
- III эксплуатационный объект – аптский пласт (K1a).

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

| Название залежи                                                       | K2s-2  | K2s-1              | K1a13              | K1a12-2            |       | K1a12-1            | K1a11-2 |       | K1a11-1 | K1a                |       |  |
|-----------------------------------------------------------------------|--------|--------------------|--------------------|--------------------|-------|--------------------|---------|-------|---------|--------------------|-------|--|
| Средняя глубина залегания, абс.отм. м                                 | 297    | 344                | 394                | 421                | 430   | 490                | 512     | 520   | 697     | 800                | 810   |  |
| Тип залежи                                                            | -      | водоплаваю-<br>щая | водоплаваю-<br>щая | водоплаваю-<br>щая | -     | водоплаваю-<br>щая | -       | -     | -       | водоплавающа-<br>я |       |  |
| Тип коллектора                                                        |        |                    |                    |                    |       |                    |         |       |         |                    |       |  |
| Площадь нефтегазоносности, тыс.м²                                     | 4470   | 2157               | 612                | 842                | 152   | 376                | 1664    | 486   | 230     | 1216               | 353   |  |
| Средняя общая толщина, м                                              | 4      | 4,8                | 6,3                | 4,1                | 4,1   | 3,5                | 1,3     | 3,8   | 5,5     | 3,2                | 5     |  |
| Средняя эффективная толщина, м                                        |        |                    |                    |                    |       |                    |         |       |         |                    |       |  |
| Средняя нефтенасыщенная толщина, м                                    | 3,81   | 4,8                | 2,8                | 3,92               | 1,85  | 1,57               | 1,3     | 3,8   | 3,3     | 2,24               | 2,3   |  |
| Пористость, доли ед.                                                  | 0,26   | 0,26               | 0,27               | 0,29               | 0,26  | 0,28               | 0,29    | 0,24  | 0,26    | 0,25               | 0,25  |  |
| Проницаемость, по данным гидродинамических исследований, мкм²         | -      | -                  | -                  | 0,60               | -     | -                  | 0,80    | -     | 1,40    | 0,30               | -     |  |
| Проницаемость, по данным исследования керна, 10 <sup>-3</sup> мкм²    | 1458,3 | 1374,6             | 1139,1             | -                  | -     | -                  | -       | -     | 224,1   | -                  | -     |  |
| Коэффициент песчанистости, доли ед.                                   | 0,602  | 0,699              | 0,720              | 0,750              | 0,603 | 0,604              | 0,271   | 0,158 | 0,505   | 0,339              | 0,596 |  |
| Коэффициент расчлененности, доли ед.                                  | 1,55   | 5,40               | 4,00               | 2,63               | 3,00  | 9,00               | 4,66    | 4,00  | 2,00    | 3,57               | 2,50  |  |
| Пластовая температура, °С                                             | 17,95  |                    | 18,4               | 19,56              |       |                    | 23,16   |       | 32      | 32                 |       |  |
| Начальное пластовое давление, МПа                                     | 2,02   |                    | 2,7                | 3,87               |       |                    | 4,6     |       | 9,492   | 9,492              |       |  |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с                            | 260,5  | 137,5              | 139,1              | 212,7              |       |                    | 86,2    |       | 60,1    | 57,0               |       |  |
| Плотность нефти в пластовых условиях, г/см³                           | 0,958  |                    | 0,945              | 0,948              |       | 0,946              | 0,920   |       | 0,932   | 0,931              |       |  |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³                       | 0,952  | 0,952              | 0,946              |                    |       |                    | 0,923   |       | 0,918   | 0,922              |       |  |
| Объемный коэффициент нефти, доли ед.                                  | 1,0014 |                    | 1,0014             | 1,0023             |       |                    | 1,0042  |       | 1,0159  | 1,0111             |       |  |
| Содержание серы в нефти, %                                            | 1,64   | 1,68               | 1,53               |                    |       |                    | 1,35    |       | 1,13    | 1,26               |       |  |
| Содержание парафина в нефти, %                                        | 2,62   | 3                  | 3,66               |                    | 3,66  | 3,66               | 3,38    |       | 2,49    | 3,15               |       |  |
| Плотность воды пластовой, г/см³                                       | 1,085  | 1,067              | 1,065              |                    |       |                    |         |       |         |                    | 1,100 |  |
| Начальные геологические запасы нефти категории C <sub>1</sub> , тыс.т | 4000   | 2444               | 272                | 904                |       | 141                | 1154    |       | 24      | 445                |       |  |

### **3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики**

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения рассмотрены три различных варианта разработки месторождения. Адресная программа ГТМ приведена в таблице 3.4.2. Основные положения расчетных вариантов разработки месторождения представлены в таблице 3.4.3.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки, в основном, определялись, исходя из положений «Единых правил...» [4], а также геолого-физических условий, результатов опробования скважин и пробной эксплуатации месторождения.

В рамках настоящего проекта рассмотрено 3 варианта разработки:

#### ***Вариант 1 (базовый)***

Реализуется на месторождении в настоящее время в соответствии с действующим проектным документом на разработку месторождения АР-25г. Предусматривает уплотнение сетки скважин путем бурения 16 добывающих скважин, внедрение системы поддержания пластового давления (ППД) на I объекте за счет бурения одной нагнетательной скважины, а также подключение к разработке новых объектов посредством перевода скважин между объектами.

В рамках 1 варианта предусматривается: ввод 9 горизонтальных добывающих скважин, ввод 8 вертикальных добывающих скважин, ввод 1 нагнетательной скважины из бурения, проведение перевода эксплуатационных объектов в вышележащие горизонты (ПВЛГ) на 7 скважинах:

#### ***В 2 вариант рекомендуемый***

Предусматривает подключение в разработку новых объектов путем бурения и перевода скважин между объектами, внедрение системы ППД на I и II объектах за счет перевода четырех скважин под закачку, а также уплотнение сетки скважин путем бурения 37 добывающих скважин.

В рамках рекомендуемого варианта предусматривается:

- ввод 27 горизонтальных добывающих скважин:

- 7 скважин в 2026 г.
- 11 скважин в 2027 г.
- 4 скважин в 2028 г.
- 4 скважин в 2029 г.
- 1 скважина в 2030г

- ввод 10 вертикальных добывающих скважин:

- 8 скважин в 2026г
- 2 скважины в 2027г.

Кроме того, предусматривается перевод 4 добывающих скважин под нагнетание для поддержания пластового давления, а также перевод 11 скважин между объектами.

**Вариант 3.** Основан на базе 2 варианта и дополнительно предусматривает ПТОС на 5 скважинах.

**Таблица 3.4.2 – Адресная программа ГТМ**

| №  | Год  | № скв | Вид ГТМ                               | Целевой горизонт | Вар. 1 | Вар. 2 | Вар. 3 |
|----|------|-------|---------------------------------------|------------------|--------|--------|--------|
| 1  | 2026 | Р-12Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            | +      | +      | +      |
| 2  | 2026 | Р-13Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            | +      | +      | +      |
| 3  | 2026 | Р-14Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            | +      | +      | +      |
| 4  | 2026 | Р-15Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            | +      | +      | +      |
| 5  | 2026 | Р-16Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            | +      | +      | +      |
| 6  | 2026 | Р-17Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            | +      | +      | +      |
| 7  | 2026 | Р-18Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            | +      | +      | +      |
| 8  | 2026 | Р-19  | Ввод из бурения                       | K2s-2            | +      |        |        |
| 9  | 2026 | Р-22  | Ввод из бурения                       | K2s-2            | +      |        |        |
| 10 | 2026 | Р-21  | Ввод из бурения                       | K2s-2            | +      |        |        |
| 11 | 2026 | Р-23  | Ввод из бурения                       | K2s-2            | +      |        |        |
| 12 | 2026 | Р-24  | Ввод из бурения                       | K2s-2            | +      |        |        |
| 13 | 2026 | Р-25  | Ввод из бурения в нагнетательный фонд | K2s-1            | +      |        |        |
| 14 | 2026 | Р-20  | Ввод из бурения                       | K2s-1            | +      |        |        |
| 15 | 2026 | Р-26  | Ввод из бурения                       | K1a              | +      |        |        |
| 16 | 2027 | Р-27Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            | +      |        |        |
| 17 | 2027 | Р-28Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            | +      |        |        |
| 18 | 2028 | Р-5   | ПВЛГ                                  | K1a1-2           | +      |        |        |
| 19 | 2028 | Р-1   | ПВЛГ                                  | K1a1-1           | +      |        |        |
| 20 | 2028 | Р-20  | ПВЛГ                                  | K1a13            | +      |        |        |
| 21 | 2028 | Р-11  | ПВЛГ                                  | K1a12-1          | +      |        |        |
| 22 | 2028 | Р-10  | ПВЛГ                                  | K1a12-2          | +      |        |        |
| 23 | 2031 | Р-1   | ПВЛГ                                  | K1a12-2          | +      |        |        |
| 24 | 2031 | Р-26  | ПВЛГ                                  | K1a1-2           | +      |        |        |
| 25 | 2026 | Р-19  | Ввод из бурения                       | K1a              |        | +      | +      |
| 26 | 2026 | Р-20  | Ввод из бурения                       | K1a              |        | +      | +      |
| 27 | 2026 | Р-21  | Ввод из бурения                       | K1a              |        | +      | +      |
| 28 | 2026 | Р-22  | Ввод из бурения                       | K1a              |        | +      | +      |
| 29 | 2026 | Р-23  | Ввод из бурения                       | K1a              |        | +      | +      |
| 30 | 2026 | Р-24  | Ввод из бурения                       | K1a              |        | +      | +      |
| 31 | 2026 | Р-25  | Ввод из бурения                       | K1a              |        | +      | +      |
| 32 | 2026 | Р-26  | Ввод из бурения                       | K1a              |        | +      | +      |
| 33 | 2027 | Р-27Н | Ввод из бурения                       | K1a13            |        | +      | +      |
| 34 | 2027 | Р-28Н | Ввод из бурения                       | K1a12-2          |        | +      | +      |
| 35 | 2027 | Р-30Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            |        | +      | +      |
| 36 | 2027 | Р-31Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            |        | +      | +      |
| 37 | 2027 | Р-32Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            |        | +      | +      |
| 38 | 2027 | Р-33  | Ввод из бурения                       | K1a              |        | +      | +      |
| 39 | 2027 | Р-34Н | Ввод из бурения                       | K2s-1            |        | +      | +      |
| 40 | 2027 | Р-36Н | Ввод из бурения                       | K1a12-2          |        | +      | +      |
| 41 | 2027 | Р-38Н | Ввод из бурения                       | K2s-1            |        | +      | +      |
| 42 | 2027 | Р-40  | Ввод из бурения                       | K2s-2            |        | +      | +      |
| 43 | 2027 | Р-41Н | Ввод из бурения                       | K2s-1            |        | +      | +      |
| 44 | 2027 | Р-43Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            |        | +      | +      |
| 45 | 2027 | Р-45Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            |        | +      | +      |
| 46 | 2027 | Р-14Н | Перевод ППД                           | K2s-2            |        | +      | +      |
| 47 | 2028 | Р-29Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            |        | +      | +      |
| 48 | 2028 | Р-35Н | Ввод из бурения                       | K2s-2            |        | +      | +      |
| 49 | 2028 | Р-42Н | Ввод из бурения                       | K2s-1            |        | +      | +      |
| 50 | 2028 | Р-47Н | Ввод из бурения                       | K1a12-2          |        | +      | +      |

Продолжение таблицы 3.4.2

|    |      |       |                 |         |  |   |   |
|----|------|-------|-----------------|---------|--|---|---|
| 51 | 2028 | P-1   | ПВЛГ            | K1a11-1 |  | + | + |
| 52 | 2028 | P-10  | ПВЛГ            | K1a11-2 |  | + | + |
| 53 | 2028 | P-23  | ПВЛГ            | K1a11-2 |  | + | + |
| 54 | 2028 | P-5   | ПВЛГ            | K1a11-2 |  | + | + |
| 55 | 2028 | P-31H | Перевод ППД     | K2s-2   |  | + | + |
| 56 | 2029 | P-37H | Ввод из бурения | K2s-2   |  | + | + |
| 57 | 2029 | P-39H | Ввод из бурения | K2s-2   |  | + | + |
| 58 | 2029 | P-44H | Ввод из бурения | K2s-1   |  | + | + |
| 59 | 2029 | P-48H | Ввод из бурения | K1a12-2 |  | + | + |
| 60 | 2029 | P-25  | ПВЛГ            | K1a11-2 |  | + | + |
| 61 | 2029 | P-2H  | ПВЛГ            | K1a11-2 |  | + | + |
| 62 | 2029 | P-9   | Перевод ППД     | K2s-1   |  | + | + |
| 63 | 2029 | P-13H | ПТОС            | K2s-2   |  |   | + |
| 64 | 2029 | P-16H | ПТОС            | K2s-2   |  |   | + |
| 65 | 2029 | P-4H  | ПТОС            | K2s-1   |  |   | + |
| 66 | 2029 | P-28H | ПТОС            | K1a12-2 |  |   | + |
| 67 | 2029 | P-30H | ПТОС            | K2s-2   |  |   | + |
| 68 | 2030 | P-46H | Ввод из бурения | K2s-2   |  | + | + |
| 69 | 2030 | P-11  | ПВЛГ            | K1a12-1 |  | + | + |
| 70 | 2030 | P-26  | Перевод ППД     | K1a12-2 |  | + | + |
| 71 | 2031 | P-1   | ПВЛГ            | K1a13   |  | + | + |
| 72 | 2038 | P-22  | ПВЛГ            | K1a11-2 |  | + | + |
| 73 | 2038 | P-21  | ПВЛГ            | K1a11-2 |  | + | + |
| 74 | 2038 | P-24  | ПВЛГ            | K1a11-2 |  | + | + |

### 3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В настоящем проекте в рамках рекомендуемого 2 варианта предусматривается поддержание пластового давления путем закачки воды на I и II объектах, начиная с 2027 г. посредством перевода добывающих скважин в нагнетательный фонд. Разработка месторождения будет осуществляться на упруго-водонапорном режиме с применением системы поддержания пластового давления (ППД).

### 3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Выбор методики прогнозирования технологических показателей разработки зависит от стадии освоения и степени изученности месторождения, принятой геолого-физической модели, режимов эксплуатации залежей и возможных вариантов разработки, а также накопленного опыта разработки аналогичных месторождений.

При составлении настоящего отчета использована слоисто-вероятностная модель, учитывающая зональную и послойную неоднородность пластов по коллекторским свойствам. Все расчетные параметры определялись исходя из материалов опробования, результатов эксплуатации скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов.

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике «ТатНИПИнефть». Обоснованность применения данной методики, базирующейся на прямых промысловых измерениях эксплуатации скважин, а именно на их коэффициентах продуктивности, дебитах нефти и жидкости, накопленных отборах нефти и жидкости, текущих и накопленных величинах закачки вытесняющего агента, забойных и пластовых давлениях основана на многолетнем эффективном опыте применения на месторождениях Казахстана и СНГ.

Управление разработкой нефтяной залежи представлено следующей системой формул, которые зависят от расчетных начальных извлекаемых запасов нефти и жидкости, а также от модифицированного амплитудного дебита, введенного на середину t-го года.

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^t = \frac{q_0^t}{Q_n^t + \frac{1}{2}q_0^t} \left[ Q_n^t - \sum_{i=1}^{t-1} q^i \right]$$

где

$q_t$  – текущий амплитудный дебит на середину  $t$ -го года, тыс.т/год;

$Q_{tu}$  – введенные в разработку к середине  $t$ -го года начальные извлекаемые запасы

нефти, тыс.т;

$$\sum_{i=0}^{t-1} q_i$$

$i=0$  – суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

Для расчета амплитудного дебита используется формула:

$$q_0 = \tau \cdot \eta_{ср} \cdot n \cdot (P_{сн} - P_{сз}) \cdot \varphi \cdot \xi_1 \cdot \xi_2$$

где

$\tau$  – время работы скважин, сут.;

$\eta_{ср}$  – средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных), т/(сут×МПа);

$n$  – общее число скважин (добывающих и нагнетательных), ед.;

$P_{сн}$  – забойное давление на нагнетательных скважинах, МПа;

$P_{сз}$  – забойное давление на добывающих скважинах, МПа;

$\varphi$  – функция относительной производительности скважин, учитывающая различие скважин по продуктивности, взаимное размещение и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти;

$\xi_1, \xi_2$  – коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Извлекаемые запасы определяются по формуле:

$$Q_n = Q_6 \cdot \text{КИН}$$

где

$Q_6$  – балансовые запасы нефти;

КИН – коэффициент извлечения нефти, который определяется как:

$$\text{КИН} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

Коэффициент  $K_1$  называется коэффициентом сетки и зависит от числа промысловых скважин и расстояния между ними:

$$K_1 = e^{-\alpha \cdot S^1},$$

$$\alpha = \frac{w^2}{d^2}$$

где

$S$  – площадь, приходящаяся на одну скважину;

$w$  – доля неколлектора по площади распространения обособленных слоев;

$d$  – площадь квадратных зон, которыми моделируется зональная неоднородность

пластов.

Коэффициент  $K_2$  в формуле КИН, обозначает коэффициент вытеснения.

Коэффициент  $K_3$  в формуле КИН характеризует коэффициент заводнения и определяется по формуле:

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A$$

где

$K_{3н}$  – доля отбора подвижных запасов за безводный период;

$K_{3к}$  – конечная доля отбора подвижных запасов;

$A$  – расчетная предельная обводненность.

$$K_{3н} = \frac{1}{1.2 + 4.2 \cdot V^2} \quad K_{3к} = \frac{1}{0.95 + 0.25 \cdot V^2} \quad A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2}$$

где

$V^2$  – расчетная послойная неоднородность;

$A_2$  – предельная массовая доля вытесняющего агента в дебите жидкости эксплуатационных скважин;

$\mu_0$  – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и воды в пластовых условиях:

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \frac{\rho_v}{\rho_n} \cdot b_n$$

$$\mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_v} \cdot K_2^{1.5}$$

где

$\rho_v, \rho_n$  – плотности воды и нефти;

$b_n$  – объемный коэффициент нефти;

$K_2$  – коэффициент вытеснения.

Для определения значения расчетной послойной неоднородности ( $V^2$ ) необходимо установить действительную послойную и зональную неоднородности:

$$V^2 = (V_1^2 + 1) \cdot \left( \frac{2(M-1)^2}{3M} \cdot \frac{2\mu_*}{1+\mu_*} + 1 \right) \cdot \left( \frac{V_{\text{зон}}^2 + 1}{\frac{V_{\text{зон}}^2}{n_*} + 1} + 1 \right) - 1$$

$M$  - соотношение длин нейтральной (самой длинной) и главной (самой короткой) линий тока, идущих от нагнетательной скважины к добывающей;

$n^*$  - число сторон подхода воды к добывающим скважинам (при 5-ти точечной системе размещения скважин эта величина равна 4).

Коэффициент надежности  $K_4$  при отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин этот коэффициент принимает вид:

$$K_4 = \frac{1}{1 + \frac{1}{I \cdot T}}$$

где

$I$  – текущий годовой темп отбора извлекаемых запасов нефти;

$T$  – средняя долговечность скважины, годы.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_F^t = \frac{q_0^t}{Q_{Fn}^t + \frac{1}{2}q_0^t} \left[ Q_{Fn}^t - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^i \right]$$

*Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:*

$$Q_{Fn} = Q_n \cdot \frac{F}{K_3}$$

где

$F$  – расчетный суммарный отбор жидкости, доли подвижных запасов нефти.

$$F = K_{3n} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot \ln \frac{1}{1 - A}$$

Объем закачки вытесняющего агента:

$$q_3^t = [q^t \cdot \rho_* + (q_F^t - q^t) \cdot \mu_0] \cdot (1 + \varepsilon_3)$$

где

$\rho_*$  - соотношение плотностей закачиваемого агента к нефти в пластовых условиях;

$\varepsilon_3$  - теряемая доля закачиваемого агента.

Для расчета дебита нефти проектных добывающих скважин в рамках настоящего проекта применена формула Дюпюи расчета фактической продуктивности несовершенной скважины, которая при расчете дебитов нефти новых скважин опирается на

фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов и продуктивность скважин, полученную при проведении ГДИС:

где,  $k$  – проницаемость, мД;

$h$  – мощность интервала перфорации, м;

$R_k$  – радиус контура, м;

$r_c$  – радиус скважины, м;

$S$  – скин-фактор, доли ед.;

$B$  – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия.

Средние значения проницаемости по объектам взяты по результатам ГДИС, значения скин-фактора по объектам – как среднее значение при условиях несовершенных по степени вскрытия скважин. Физико-химические свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти (подробнее см. раздел 2.3). Оптимальная депрессия для проектных скважин рассчитана по результатам проведения ГДИС и на основе фактических показателей эксплуатации уже пробуренных добывающих скважин.

**Таблица 3.4.4 – Результаты определения доли неколлектора**

| Объект | Горизонт | Средняя толщина горизонта, м | Площадь нефтеносности по категориям запасов $C_1$ , тыс.м <sup>2</sup> | Объем горизонта, тыс.м <sup>3</sup> | Нефтенасыщенный объем пород, тыс.м <sup>3</sup> | Доля неколлектора, доли ед. |
|--------|----------|------------------------------|------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------------------|-----------------------------|
| I      | Сеноман  | 6,5                          | 5797                                                                   | 37680,5                             | 16990,5                                         | 0,549                       |
| II     | Альб     | 3,5                          | 4085                                                                   | 14297,5                             | 2999,8                                          | 0,790                       |
| III    | Апт      | 2,8                          | 1426                                                                   | 3992,8                              | 3617                                            | 0,094                       |

### 3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Для расчета составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения ( $k_1$ ) использовались следующие формулы:

$$k_1 = K_1^{1*} K_1^{11},$$

где  $k_1^1$  – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон.

$$k_1^1 = 1 - (h_{Hmin}/h_{внз})^2,$$

где  $h_{Hmin}$  – нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираются по экономическим соображениям, м (раздел 4.1);

$h_{внз}$  – средняя эффективная толщина водонефтяной зоны, м.

$k_1^{\text{II}}$  – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов.

$$K_1^{\text{II}} = \exp(-m_p * S^1 * W^2 / d^2),$$

где  $m_p$  – соотношение эксплуатационных и нагнетательных рядов при соответствующей системе размещения скважин. При площадной и избирательной системах заводнения, если  $m > 3$ , то  $m_p = 1$ , если  $m = 6-8$ ,  $m_p = 2$ ;

$w^2$  – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта – коллектора и пласта – неколлектора;

$d$  – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов;

$S^1$  – площадь на одну скважину, км<sup>2</sup>.

Значения коэффициента охвата процессом вытеснения ( $k_1$ ), рассчитанные для рекомендуемого варианта, по эксплуатационным объектам с учетом геологического строения и неоднородности.

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта

$$K_v = K_1^1 * K_1^{11} * K_2 = K_1 * K_2.$$

где  $K_2$  – коэффициент вытеснения, был определен по результатам экспериментов вытеснения нефти водой проведенных на образцах кернового материала месторождения.

Средние значения проницаемости по объектам взяты по результатам ГДИС, значения скин-фактора по объектам – как среднее значение при условиях несовершенных по степени вскрытия скважин. Физико-химические свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти (подробнее см. раздел 2.3). Оптимальная депрессия для проектных скважин рассчитана по результатам проведения ГДИС и на основе фактических показателей эксплуатации уже пробуренных добывающих скважин.

### **3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей**

#### *Капитальные вложения*

Основой для расчета капитальных вложений явились расчетные показатели по бурению, добыче нефти, подготовке и транспортировке нефти.

Капитальные вложения предусматривают затраты на бурение вертикальных и горизонтальных добывающих скважин, бурение 1 нагнетательной скважины, затраты на

обустройство месторождения.

Капитальные затраты по бурению, надземному строительству и обустройству приняты на основе данных, представленных заказчиком.

Расчет капитальных вложений произведен с учетом имеющихся мощностей объектов промыслового обустройства.

Нормативы для расчета капитальных затрат приведены в таблице 3.9.

**Таблица 0.1 – Нормативы для расчета капитальных вложений**

| №<br>п/п                     | Показатели                                                   | Значение |
|------------------------------|--------------------------------------------------------------|----------|
| 1                            | 2                                                            | 3        |
| <b>Строительство скважин</b> |                                                              |          |
| 1                            | Бурение добывающих и нагнетательных скважин, млн. тенге/ скв | 489,6    |
| 2                            | Бурение добывающей горизонтальной скважин, млн. тенге/ скв   | 491,0    |
| 3                            | Выбытие скважин, млн. тенге/ скв                             | 5,81     |
| <b>Обустройство промысла</b> |                                                              |          |
| 1                            | Выкидные линии, млн. тенге/км                                | 17,2     |
| 2                            | Нагнетательные линии, млн. тенге/км                          | 17,6     |
| 3                            | ЛЭП, млн. тенге/км                                           | 1,8      |
| 4                            | Автомобильные дороги, млн. тенге/км                          | 50,6     |
| 5                            | ГЗУ, млн.тенге                                               | 157,0    |
| 6                            | Емкость 50м3, млн.тенге                                      | 1,2      |
| 7                            | ДЭС, млн. тенге                                              | 9,5      |

#### *Эксплуатационные затраты*

При расчете эксплуатационных затрат выделены три группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство;
- административные расходы
- нормативы для расчета платежей в бюджет.

В расчетах участвуют нормативы:

Условно-постоянные:

- на 1 скважину среднегодового действующего фонда скважин;
- на 1-го работника ППП;
- на 1-го работника АУП.

Условно-переменные:

- на 1 тонну добываемой нефти;
- на 1 тонну добываемой жидкости;

Для определения нормативов расхода углеводородов на собственные нужды, а также их потери на всех этапах производства: добыче, сборе, транспортировке и подготовке, использованы фактически сложившиеся уровни и показатели технологических расчетов.

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии с Налоговым Кодексом Республики РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 25 декабря 2017 года № 120-VI ЗРК, и всеми

изменениями, и дополнениями, действующими на дату составления проекта.

**Таблица 0.2 – Нормативы для расчета эксплуатационных затрат**

| №№<br>п/п                       | Показатели                                                                                       | Значение |
|---------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| 1                               | 2                                                                                                | 3        |
| <b>Производственные расходы</b> |                                                                                                  |          |
| 1                               | Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП, млн. тенге /чел.                                  | 4,2      |
| 2                               | Электроэнергия, тыс.тенге/т.ж-ти                                                                 | 0,1      |
| 3                               | Затраты на текущий ремонт 1 скважины, млн. тенге /скв.                                           | 1,67     |
| 4                               | Страхование, млн. тенге/чел                                                                      | 0,5      |
| 5                               | Экологические расходы, тыс. тенге/т.нефти                                                        | 2,41     |
| 6                               | Производственно-технические материалы, тыс.тенге/т.ж-ти                                          | 1,45     |
| 7                               | Арендные затраты, млн.тенге                                                                      | 5,0      |
| 8                               | Затраты производственного характера, тыс.тенге/т.ж-ти                                            | 1,97     |
| 9                               | Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями, тыс. тенге/т.нефти     | 4,01     |
| 10                              | Прочие затраты, тыс. тенге/т.нефти                                                               | 1,6      |
| <b>Расходы периода</b>          |                                                                                                  |          |
| 1                               | Среднегодовая оплата труда 1-го работника АУП, млн. тенге /чел                                   | 6,6      |
| 2                               | Общие и административные расходы, млн.тенге/чел                                                  | 1,82     |
| 3                               | Соцсфера и местная инфраструктура, % от инвестиций по итогам предг.                              | 1        |
| 4                               | Затраты на обучение казахстанских специалистов, % от затрат на добычу по итогам предыдущего года | 1        |
| 5                               | Ликвидационный фонд, млн.тенге                                                                   | Гл.13    |
| 6                               | Затраты на НИОКР, % от затрат на добычу по итогам предыдущего года                               | 1        |
| 7                               | Страхование,млн. тенге /чел                                                                      | 0,02     |

**Таблица 0.3 – Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции**

| №№<br>п/п                | Показатели                                              | Значение                    |
|--------------------------|---------------------------------------------------------|-----------------------------|
| 1                        | 2                                                       | 3                           |
| <b>Цена</b>              |                                                         |                             |
| 1                        | Товарная нефть, %                                       | 99,8                        |
| 2                        | Товарная нефть на внутренний рынок, %                   | 48                          |
| 3                        | Товарная нефть на экспорт, %                            | 52                          |
| 4                        | Цена реализации нефти на внутреннем рынке, тыс.тенге/т. | 89,29                       |
| 5                        | Цена реализации нефти на экспорт, тыс.тенге/т           | 267,34                      |
| 6                        | Цена транспорта нефти на внутреннем рынке, тыс.тенге/т  | 7,0                         |
| 7                        | Цена транспорта нефти на внешнем рынке, тыс.тенге/т     | 20,95                       |
| <b>Налоги отчисления</b> |                                                         |                             |
| 1                        | Налог на имущество, %                                   | 1,5 % согласно ст.521.      |
| 2                        | Корпоративный подоходный налог,%                        | 20% согласно ст.313         |
| 3                        | Налог на добычу, %                                      | 5%, 2,5% согласно ст 742 НК |
| 4                        | Социальный налог, %                                     | до 2025-9,5%, с 2025г-11%   |
| 5                        | Налог на сверх прибыль,%                                | Согласно ст.761 НК          |
| 6                        | Рентный налог, %                                        | согласно ст.715 НК          |
| 7                        | Экспортная пошлина, \$/т. нефти                         | По шкале ТК                 |
| 8                        | Налог на имущество, %                                   | 1,5 согласно ст.521.        |
| 9                        | Корпоративный подоходный налог,%                        | 20% согласно ст.313         |
| 10                       | Курс доллара США, тенге.                                | 450                         |
| 11                       | Индекс инфляции, %                                      | 8                           |

## **4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**

### **4.1 Технологические показатели вариантов разработки**

Согласно принятой в рамках настоящего проекта стратегии, значительных изменений в реализуемой системе разработки не предусматривается по экономическим причинам. С учетом Технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик, добычных возможностей продуктивных пластов, их остаточных запасов, принятых местоположений скважин, их конструкций и других параметров, по трем основным вариантам рассчитаны технологические показатели разработки.

Рассмотренные варианты разработки для каждого объекта различаются плотностью сетки скважин, системой разработки и применением термического метода для работы с вязкой нефтью. При этом, несмотря на объединение сеноманских горизонтов в I эксплуатационный объект, альбских во II и аптский в III объект, в расчетах предусмотрено, что каждая залежь разрабатывается самостоятельным фондом скважин. Всего составлено 3 варианта разработки месторождения.

В таблицах 4.1.1 - 4.1.8 представлены прогнозные технологические показатели разработки по рекомендуемому к реализации 2 варианту разработки эксплуатационных объектов и месторождения в целом. Показатели разработки по остальным вариантам приведены в табличных приложениях П.4.1.1-П.4.1.12.

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин. I объект. 2 вариант

| Годы | Ввод скважин из бурения, ед. |            |                | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Перевод скважин с других объектов, ед. | Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м | Перевод под закачку, ед. | Выбытие скважин, ед. |            |                | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. |                   | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут |          | Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут |
|------|------------------------------|------------|----------------|---------------------------------------|----------------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------|----------------------|------------|----------------|--------------------------------------------|-------------------|------------------------------------------------|---------------------------------------------|----------|---------------------------------------------------|
|      | всего                        | добывающих | нагнетательных |                                       |                                        |                                           |                          | всего                | добывающих | нагнетательных | всего                                      | механизи-рованных |                                                | нефти                                       | жидкости |                                                   |
| 2026 | 7                            | 7          | 0              | 13                                    | 0                                      | 2,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15                | 0                                              | 13,2                                        | 15,5     | 0,0                                               |
| 2027 | 9                            | 9          | 0              | 22                                    | 0                                      | 2,4                                       | 1                        | 1                    | 1          | 0              | 23                                         | 23                | 1                                              | 12,2                                        | 17,2     | 227,6                                             |
| 2028 | 3                            | 3          | 0              | 25                                    | 0                                      | 3,6                                       | 1                        | 3                    | 3          | 0              | 23                                         | 23                | 2                                              | 12,3                                        | 20,7     | 202,6                                             |
| 2029 | 3                            | 3          | 0              | 28                                    | 0                                      | 6,0                                       | 1                        | 1                    | 1          | 0              | 25                                         | 25                | 3                                              | 10,7                                        | 20,8     | 196,8                                             |
| 2030 | 1                            | 1          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 8,8                                         | 19,0     | 125,0                                             |
| 2031 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 7,7                                         | 18,1     | 139,5                                             |
| 2032 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 7,4                                         | 18,6     | 151,1                                             |
| 2033 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 7,1                                         | 19,0     | 160,9                                             |
| 2034 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 6,8                                         | 19,4     | 169,5                                             |
| 2035 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 6,5                                         | 19,7     | 177,4                                             |
| 2036 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 6,3                                         | 20,1     | 185,1                                             |
| 2037 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 6,1                                         | 20,4     | 192,5                                             |
| 2038 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 5,9                                         | 20,8     | 199,6                                             |
| 2039 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 5,8                                         | 21,1     | 206,4                                             |
| 2040 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 5,6                                         | 21,3     | 212,0                                             |
| 2041 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 5,4                                         | 21,5     | 217,2                                             |
| 2042 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 5,2                                         | 21,6     | 220,8                                             |
| 2043 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 5,0                                         | 21,7     | 224,6                                             |
| 2044 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 4,8                                         | 21,7     | 227,4                                             |
| 2045 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 4,6                                         | 21,7     | 230,1                                             |
| 2046 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 4,4                                         | 21,7     | 232,1                                             |
| 2047 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 4,3                                         | 21,6     | 233,7                                             |
| 2048 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 4,1                                         | 21,6     | 235,4                                             |
| 2049 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 3,9                                         | 21,5     | 236,9                                             |
| 2050 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 3,8                                         | 21,5     | 238,5                                             |
| 2051 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 3,6                                         | 21,5     | 240,0                                             |
| 2052 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 3,5                                         | 21,4     | 240,8                                             |
| 2053 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 3,4                                         | 21,3     | 242,1                                             |
| 2054 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 3,2                                         | 21,3     | 243,3                                             |
| 2055 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 3,1                                         | 21,2     | 244,0                                             |
| 2056 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 3,0                                         | 21,1     | 244,7                                             |
| 2057 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 2,9                                         | 21,1     | 245,8                                             |
| 2058 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 2,7                                         | 21,0     | 246,2                                             |
| 2059 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 2,6                                         | 21,0     | 246,8                                             |
| 2060 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 2,5                                         | 20,9     | 247,4                                             |
| 2061 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 2,4                                         | 20,8     | 247,5                                             |
| 2062 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 2,3                                         | 20,8     | 248,2                                             |
| 2063 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 2,2                                         | 20,7     | 248,6                                             |
| 2064 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 2,1                                         | 20,6     | 248,7                                             |
| 2065 | 0                            | 0          | 0              | 29                                    | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26                | 3                                              | 2,1                                         | 21,3     | 249,3                                             |

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект. 2 вариант

| Годы | Добыча нефти, тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % |         | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов, % | КИН, доли ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т |             | Накопленная добыча жидкости, тыс.т |             | Обводненность продукции, % | Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³ |             | Компенсация отборов закачкой, % |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|-------------|------------------------------------|-------------|----------------------------|---------------------------------------|-------------|---------------------------------|
|      |                     | начальных                             | текущих |                                 |                              |               | всего                          | мехспособом | всего                              | мехспособом |                            | годовая                               | накопленная |                                 |
| 2026 | 50,7                | 2,7                                   | 2,7     | 61,1                            | 3,2                          | 0,009         | 59,7                           | 59,7        | 70,4                               | 70,4        | 15,1                       | 0,0                                   | 0,0         | 0,0                             |
| 2027 | 69,6                | 3,7                                   | 3,8     | 130,7                           | 6,9                          | 0,020         | 98,1                           | 98,1        | 168,5                              | 168,5       | 29,0                       | 37,4                                  | 37,4        | 37,4                            |
| 2028 | 78,3                | 4,1                                   | 4,4     | 209,0                           | 11,0                         | 0,032         | 132,1                          | 132,1       | 300,6                              | 300,6       | 40,7                       | 70,2                                  | 107,6       | 52,9                            |
| 2029 | 79,0                | 4,2                                   | 4,7     | 288,0                           | 15,1                         | 0,045         | 153,9                          | 153,9       | 454,5                              | 454,5       | 48,7                       | 100,6                                 | 208,2       | 65,6                            |
| 2030 | 80,4                | 4,2                                   | 5,0     | 368,4                           | 19,4                         | 0,057         | 173,8                          | 173,8       | 628,3                              | 628,3       | 53,7                       | 86,7                                  | 294,9       | 50,4                            |
| 2031 | 77,5                | 4,1                                   | 5,1     | 445,8                           | 23,5                         | 0,069         | 181,7                          | 181,7       | 810,0                              | 810,0       | 57,4                       | 96,8                                  | 391,6       | 54,0                            |
| 2032 | 74,2                | 3,9                                   | 5,1     | 520,0                           | 27,4                         | 0,081         | 187,1                          | 187,1       | 997,1                              | 997,1       | 60,3                       | 104,8                                 | 496,4       | 57,0                            |
| 2033 | 71,1                | 3,7                                   | 5,2     | 591,2                           | 31,1                         | 0,092         | 191,3                          | 191,3       | 1188,4                             | 1188,4      | 62,8                       | 111,6                                 | 608,0       | 59,5                            |
| 2034 | 68,4                | 3,6                                   | 5,2     | 659,6                           | 34,7                         | 0,102         | 195,0                          | 195,0       | 1383,4                             | 1383,4      | 64,9                       | 117,6                                 | 725,5       | 61,7                            |
| 2035 | 65,8                | 3,5                                   | 5,3     | 725,4                           | 38,2                         | 0,113         | 198,4                          | 198,4       | 1581,8                             | 1581,8      | 66,8                       | 123,0                                 | 848,6       | 63,6                            |
| 2036 | 63,7                | 3,4                                   | 5,4     | 789,1                           | 41,5                         | 0,122         | 202,0                          | 202,0       | 1783,8                             | 1783,8      | 68,5                       | 128,4                                 | 976,9       | 65,3                            |
| 2037 | 61,7                | 3,2                                   | 5,5     | 850,8                           | 44,8                         | 0,132         | 205,5                          | 205,5       | 1989,3                             | 1989,3      | 70,0                       | 133,5                                 | 1110,4      | 66,9                            |
| 2038 | 59,8                | 3,1                                   | 5,7     | 910,5                           | 47,9                         | 0,141         | 208,9                          | 208,9       | 2198,2                             | 2198,2      | 71,4                       | 138,4                                 | 1248,8      | 68,3                            |
| 2039 | 58,0                | 3,1                                   | 5,9     | 968,5                           | 50,9                         | 0,150         | 212,3                          | 212,3       | 2410,5                             | 2410,5      | 72,7                       | 143,1                                 | 1391,9      | 69,6                            |
| 2040 | 56,1                | 3,0                                   | 6,0     | 1024,6                          | 53,9                         | 0,159         | 214,6                          | 214,6       | 2625,0                             | 2625,0      | 73,9                       | 147,0                                 | 1538,9      | 70,9                            |
| 2041 | 54,3                | 2,9                                   | 6,2     | 1078,9                          | 56,8                         | 0,167         | 216,6                          | 216,6       | 2841,7                             | 2841,7      | 75,0                       | 150,7                                 | 1689,6      | 72,0                            |
| 2042 | 52,2                | 2,7                                   | 6,4     | 1131,1                          | 59,5                         | 0,176         | 217,3                          | 217,3       | 3059,0                             | 3059,0      | 76,0                       | 153,1                                 | 1842,7      | 73,1                            |
| 2043 | 50,4                | 2,6                                   | 6,5     | 1181,5                          | 62,2                         | 0,183         | 218,3                          | 218,3       | 3277,2                             | 3277,2      | 76,9                       | 155,8                                 | 1998,5      | 74,1                            |
| 2044 | 48,3                | 2,5                                   | 6,7     | 1229,8                          | 64,7                         | 0,191         | 218,3                          | 218,3       | 3495,5                             | 3495,5      | 77,9                       | 157,7                                 | 2156,2      | 75,0                            |
| 2045 | 46,5                | 2,4                                   | 6,9     | 1276,3                          | 67,1                         | 0,198         | 218,5                          | 218,5       | 3714,1                             | 3714,1      | 78,7                       | 159,6                                 | 2315,8      | 75,9                            |
| 2046 | 44,7                | 2,3                                   | 7,2     | 1321,0                          | 69,5                         | 0,205         | 218,2                          | 218,2       | 3932,2                             | 3932,2      | 79,5                       | 161,0                                 | 2476,8      | 76,8                            |
| 2047 | 42,8                | 2,3                                   | 7,4     | 1363,8                          | 71,7                         | 0,212         | 217,5                          | 217,5       | 4149,8                             | 4149,8      | 80,3                       | 162,1                                 | 2638,8      | 77,6                            |
| 2048 | 41,2                | 2,2                                   | 7,7     | 1405,0                          | 73,9                         | 0,218         | 217,1                          | 217,1       | 4366,9                             | 4366,9      | 81,0                       | 163,3                                 | 2802,1      | 78,4                            |
| 2049 | 39,5                | 2,1                                   | 8,0     | 1444,5                          | 76,0                         | 0,224         | 216,6                          | 216,6       | 4583,5                             | 4583,5      | 81,7                       | 164,3                                 | 2966,4      | 79,2                            |
| 2050 | 38,0                | 2,0                                   | 8,3     | 1482,6                          | 78,0                         | 0,230         | 216,3                          | 216,3       | 4799,8                             | 4799,8      | 82,4                       | 165,4                                 | 3131,8      | 79,9                            |
| 2051 | 36,6                | 1,9                                   | 8,7     | 1519,2                          | 79,9                         | 0,236         | 216,0                          | 216,0       | 5015,8                             | 5015,8      | 83,1                       | 166,5                                 | 3298,3      | 80,6                            |
| 2052 | 35,1                | 1,8                                   | 9,2     | 1554,2                          | 81,8                         | 0,241         | 215,0                          | 215,0       | 5230,8                             | 5230,8      | 83,7                       | 167,0                                 | 3465,2      | 81,2                            |
| 2053 | 33,7                | 1,8                                   | 9,7     | 1588,0                          | 83,5                         | 0,246         | 214,7                          | 214,7       | 5445,4                             | 5445,4      | 84,3                       | 167,9                                 | 3633,1      | 81,9                            |
| 2054 | 32,4                | 1,7                                   | 10,4    | 1620,4                          | 85,2                         | 0,251         | 214,3                          | 214,3       | 5659,7                             | 5659,7      | 84,9                       | 168,7                                 | 3801,9      | 82,5                            |
| 2055 | 31,1                | 1,6                                   | 11,1    | 1651,5                          | 86,9                         | 0,256         | 213,4                          | 213,4       | 5873,2                             | 5873,2      | 85,4                       | 169,2                                 | 3971,1      | 83,1                            |
| 2056 | 29,8                | 1,6                                   | 12,0    | 1681,3                          | 88,4                         | 0,261         | 212,7                          | 212,7       | 6085,8                             | 6085,8      | 86,0                       | 169,7                                 | 4140,7      | 83,7                            |
| 2057 | 28,7                | 1,5                                   | 13,1    | 1710,0                          | 90,0                         | 0,265         | 212,4                          | 212,4       | 6298,2                             | 6298,2      | 86,5                       | 170,5                                 | 4311,2      | 84,3                            |
| 2058 | 27,5                | 1,4                                   | 14,4    | 1737,5                          | 91,4                         | 0,270         | 211,5                          | 211,5       | 6509,7                             | 6509,7      | 87,0                       | 170,7                                 | 4482,0      | 84,8                            |
| 2059 | 26,4                | 1,4                                   | 16,1    | 1763,9                          | 92,8                         | 0,274         | 210,8                          | 210,8       | 6720,6                             | 6720,6      | 87,5                       | 171,2                                 | 4653,1      | 85,3                            |
| 2060 | 25,4                | 1,3                                   | 18,5    | 1789,3                          | 94,1                         | 0,278         | 210,3                          | 210,3       | 6930,8                             | 6930,8      | 87,9                       | 171,6                                 | 4824,7      | 85,8                            |
| 2061 | 24,3                | 1,3                                   | 21,8    | 1813,6                          | 95,4                         | 0,281         | 209,3                          | 209,3       | 7140,1                             | 7140,1      | 88,4                       | 171,7                                 | 4996,4      | 86,3                            |
| 2062 | 23,4                | 1,2                                   | 26,7    | 1837,0                          | 96,6                         | 0,285         | 208,8                          | 208,8       | 7349,0                             | 7349,0      | 88,8                       | 172,1                                 | 5168,5      | 86,8                            |
| 2063 | 22,5                | 1,2                                   | 35,1    | 1859,4                          | 97,8                         | 0,289         | 208,2                          | 208,2       | 7557,2                             | 7557,2      | 89,2                       | 172,4                                 | 5340,9      | 87,2                            |
| 2064 | 21,5                | 1,1                                   | 51,8    | 1881,0                          | 98,9                         | 0,292         | 207,4                          | 207,4       | 7764,6                             | 7764,6      | 89,6                       | 172,5                                 | 5513,4      | 87,6                            |
| 2065 | 20,7                | 1,1                                   | 100,0   | 1901,6                          | 100,0                        | 0,295         | 207,0                          | 207,0       | 7971,6                             | 7971,6      | 90,0                       | 172,9                                 | 5686,3      | 88,0                            |

Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин. II объект. 2 вариант

| Годы | Ввод скважин из бурения, ед. |            |                | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Перевод скважин с других объектов, ед. | Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м | Перевод под закачку, ед. | Выбытие скважин, ед. |            |                | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. |                  | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут |          | Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут |
|------|------------------------------|------------|----------------|---------------------------------------|----------------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------|----------------------|------------|----------------|--------------------------------------------|------------------|------------------------------------------------|---------------------------------------------|----------|---------------------------------------------------|
|      | всего                        | добывающих | нагнетательных |                                       |                                        |                                           |                          | всего                | добывающих | нагнетательных | всего                                      | механизированных |                                                | нефти                                       | жидкости |                                                   |
| 2026 | 0                            | 0          | 0              | 0                                     | 0                                      | 2,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 0                                          | 0                | 0                                              | 0,0                                         | 0,0      | 0,0                                               |
| 2027 | 3                            | 3          | 0              | 3                                     | 0                                      | 2,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 3                                          | 3                | 0                                              | 10,4                                        | 13,0     | 0,0                                               |
| 2028 | 1                            | 1          | 0              | 4                                     | 4                                      | 3,6                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 8                                          | 8                | 0                                              | 9,1                                         | 13,6     | 0,0                                               |
| 2029 | 1                            | 1          | 0              | 5                                     | 2                                      | 6,0                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 11                                         | 11               | 0                                              | 8,1                                         | 14,1     | 0,0                                               |
| 2030 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 1                                      | 8,4                                       | 1                        | 0                    | 0          | 0              | 12                                         | 12               | 1                                              | 7,6                                         | 14,9     | 229,0                                             |
| 2031 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 1                                      | 8,4                                       | 0                        | 1                    | 1          | 0              | 12                                         | 12               | 1                                              | 7,3                                         | 15,9     | 124,6                                             |
| 2032 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 12                                         | 12               | 1                                              | 6,9                                         | 16,7     | 139,8                                             |
| 2033 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 12                                         | 12               | 1                                              | 6,5                                         | 17,0     | 148,9                                             |
| 2034 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 12                                         | 12               | 1                                              | 6,1                                         | 17,1     | 155,0                                             |
| 2035 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 12                                         | 12               | 1                                              | 5,7                                         | 17,0     | 158,3                                             |
| 2036 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 12                                         | 12               | 1                                              | 5,4                                         | 16,9     | 160,2                                             |
| 2037 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 12                                         | 12               | 1                                              | 5,1                                         | 16,8     | 162,5                                             |
| 2038 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 3                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 5,1                                         | 17,5     | 180,8                                             |
| 2039 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 5,0                                         | 18,6     | 191,1                                             |
| 2040 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 4,7                                         | 18,7     | 196,8                                             |
| 2041 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 4,5                                         | 18,7     | 200,2                                             |
| 2042 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 4,2                                         | 18,5     | 202,0                                             |
| 2043 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 4,0                                         | 18,4     | 203,4                                             |
| 2044 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 3,7                                         | 18,2     | 203,8                                             |
| 2045 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 3,5                                         | 18,0     | 204,2                                             |
| 2046 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 3,4                                         | 17,9     | 204,2                                             |
| 2047 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 3,2                                         | 17,6     | 203,0                                             |
| 2048 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 3,0                                         | 17,4     | 202,2                                             |
| 2049 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 2,8                                         | 17,0     | 200,1                                             |
| 2050 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 2,7                                         | 16,8     | 199,2                                             |
| 2051 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 2,6                                         | 16,6     | 197,6                                             |
| 2052 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 2,4                                         | 16,3     | 195,7                                             |
| 2053 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 2,3                                         | 16,1     | 194,3                                             |
| 2054 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 2,2                                         | 15,8     | 191,5                                             |
| 2055 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 2,1                                         | 15,5     | 189,1                                             |
| 2056 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 2,0                                         | 15,3     | 187,6                                             |
| 2057 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 1,9                                         | 15,1     | 185,7                                             |
| 2058 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 1,8                                         | 14,7     | 182,8                                             |
| 2059 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 1,7                                         | 14,5     | 180,6                                             |
| 2060 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 1,6                                         | 14,3     | 178,5                                             |
| 2061 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 1,5                                         | 14,1     | 176,7                                             |
| 2062 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 1,4                                         | 13,9     | 175,5                                             |
| 2063 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 1,4                                         | 13,7     | 174,1                                             |
| 2064 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 1,3                                         | 13,5     | 172,1                                             |
| 2065 | 0                            | 0          | 0              | 5                                     | 0                                      | 8,4                                       | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 15                                         | 15               | 1                                              | 1,2                                         | 13,3     | 170,1                                             |

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект. 2 вариант

| Годы | Добыча нефти, тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % |         | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов, % | КИН, доли ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т |             | Накопленная добыча жидкости, тыс.т |             | Обводненность продукции, % | Закачка рабочего агента (вода) тыс.м <sup>3</sup> |             | Компенсация отборов закачкой, % |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|-------------|------------------------------------|-------------|----------------------------|---------------------------------------------------|-------------|---------------------------------|
|      |                     | начальных                             | текущих |                                 |                              |               | всего                          | мехспособом | всего                              | мехспособом |                            | годовая                                           | накопленная |                                 |
| 2026 | 0,0                 | -                                     | -       | 1,5                             | 0,2                          | 0,001         | 0,0                            | 0,0         | 1,7                                | 1,7         | -                          | 0,0                                               | 0,0         | 0,0                             |
| 2027 | 5,1                 | 0,8                                   | 0,8     | 6,7                             | 1,0                          | 0,003         | 6,4                            | 6,4         | 8,1                                | 8,1         | 20,2                       | 0,0                                               | 0,0         | 0,0                             |
| 2028 | 16,7                | 2,5                                   | 2,6     | 23,4                            | 3,6                          | 0,009         | 25,0                           | 25,0        | 33,1                               | 33,1        | 33,1                       | 0,0                                               | 0,0         | 0,0                             |
| 2029 | 26,4                | 4,0                                   | 4,2     | 49,8                            | 7,6                          | 0,020         | 46,1                           | 46,1        | 79,2                               | 79,2        | 42,8                       | 0,0                                               | 0,0         | 0,0                             |
| 2030 | 29,5                | 4,5                                   | 4,9     | 79,2                            | 12,1                         | 0,032         | 58,2                           | 58,2        | 137,4                              | 137,4       | 49,3                       | 37,6                                              | 37,6        | 63,7                            |
| 2031 | 30,0                | 4,6                                   | 5,2     | 109,3                           | 16,6                         | 0,044         | 65,7                           | 65,7        | 203,0                              | 203,0       | 54,3                       | 43,2                                              | 80,8        | 65,3                            |
| 2032 | 28,7                | 4,4                                   | 5,3     | 138,0                           | 21,0                         | 0,055         | 69,4                           | 69,4        | 272,5                              | 272,5       | 58,6                       | 48,5                                              | 129,3       | 69,8                            |
| 2033 | 27,1                | 4,1                                   | 5,2     | 165,0                           | 25,2                         | 0,066         | 70,7                           | 70,7        | 343,2                              | 343,2       | 61,7                       | 51,6                                              | 180,9       | 73,3                            |
| 2034 | 25,5                | 3,9                                   | 5,2     | 190,5                           | 29,0                         | 0,076         | 71,2                           | 71,2        | 414,3                              | 414,3       | 64,2                       | 53,8                                              | 234,7       | 76,1                            |
| 2035 | 23,8                | 3,6                                   | 5,1     | 214,3                           | 32,7                         | 0,086         | 70,7                           | 70,7        | 485,0                              | 485,0       | 66,3                       | 54,9                                              | 289,6       | 78,4                            |
| 2036 | 22,4                | 3,4                                   | 5,1     | 236,7                           | 36,1                         | 0,095         | 70,1                           | 70,1        | 555,2                              | 555,2       | 68,1                       | 55,6                                              | 345,1       | 80,2                            |
| 2037 | 21,1                | 3,2                                   | 5,0     | 257,8                           | 39,3                         | 0,103         | 69,8                           | 69,8        | 625,0                              | 625,0       | 69,8                       | 56,3                                              | 401,5       | 82,0                            |
| 2038 | 24,0                | 3,7                                   | 6,0     | 281,7                           | 42,9                         | 0,113         | 82,1                           | 82,1        | 707,1                              | 707,1       | 70,8                       | 62,7                                              | 464,1       | 77,7                            |
| 2039 | 26,2                | 4,0                                   | 7,0     | 308,0                           | 46,9                         | 0,123         | 96,8                           | 96,8        | 803,9                              | 803,9       | 72,9                       | 66,3                                              | 530,4       | 69,9                            |
| 2040 | 24,7                | 3,8                                   | 7,1     | 332,7                           | 50,7                         | 0,133         | 97,3                           | 97,3        | 901,2                              | 901,2       | 74,7                       | 68,2                                              | 598,7       | 71,7                            |
| 2041 | 23,2                | 3,5                                   | 7,2     | 355,9                           | 54,2                         | 0,143         | 97,1                           | 97,1        | 998,4                              | 998,4       | 76,1                       | 69,4                                              | 668,1       | 73,3                            |
| 2042 | 21,8                | 3,3                                   | 7,3     | 377,7                           | 57,6                         | 0,151         | 96,4                           | 96,4        | 1094,8                             | 1094,8      | 77,4                       | 70,0                                              | 738,1       | 74,6                            |
| 2043 | 20,6                | 3,1                                   | 7,4     | 398,3                           | 60,7                         | 0,160         | 95,7                           | 95,7        | 1190,5                             | 1190,5      | 78,5                       | 70,5                                              | 808,6       | 75,8                            |
| 2044 | 19,5                | 3,0                                   | 7,6     | 417,8                           | 63,7                         | 0,167         | 94,7                           | 94,7        | 1285,3                             | 1285,3      | 79,4                       | 70,7                                              | 879,3       | 76,9                            |
| 2045 | 18,5                | 2,8                                   | 7,7     | 436,3                           | 66,5                         | 0,175         | 93,9                           | 93,9        | 1379,1                             | 1379,1      | 80,3                       | 70,8                                              | 950,1       | 77,9                            |
| 2046 | 17,5                | 2,7                                   | 7,9     | 453,7                           | 69,1                         | 0,182         | 92,9                           | 92,9        | 1472,0                             | 1472,0      | 81,2                       | 70,8                                              | 1020,9      | 78,8                            |
| 2047 | 16,5                | 2,5                                   | 8,1     | 470,2                           | 71,7                         | 0,189         | 91,5                           | 91,5        | 1563,5                             | 1563,5      | 82,0                       | 70,4                                              | 1091,3      | 79,7                            |
| 2048 | 15,6                | 2,4                                   | 8,4     | 485,9                           | 74,0                         | 0,195         | 90,3                           | 90,3        | 1653,8                             | 1653,8      | 82,7                       | 70,1                                              | 1161,4      | 80,4                            |
| 2049 | 14,8                | 2,3                                   | 8,7     | 500,7                           | 76,3                         | 0,201         | 88,7                           | 88,7        | 1742,5                             | 1742,5      | 83,3                       | 69,4                                              | 1230,8      | 81,2                            |
| 2050 | 14,1                | 2,1                                   | 9,0     | 514,7                           | 78,4                         | 0,206         | 87,6                           | 87,6        | 1830,1                             | 1830,1      | 84,0                       | 69,1                                              | 1299,8      | 81,8                            |
| 2051 | 13,3                | 2,0                                   | 9,4     | 528,0                           | 80,5                         | 0,212         | 86,3                           | 86,3        | 1916,4                             | 1916,4      | 84,6                       | 68,5                                              | 1368,4      | 82,5                            |
| 2052 | 12,6                | 1,9                                   | 9,8     | 540,7                           | 82,4                         | 0,217         | 84,9                           | 84,9        | 2001,3                             | 2001,3      | 85,1                       | 67,9                                              | 1436,2      | 83,2                            |
| 2053 | 12,0                | 1,8                                   | 10,4    | 552,7                           | 84,2                         | 0,222         | 83,8                           | 83,8        | 2085,0                             | 2085,0      | 85,7                       | 67,4                                              | 1503,6      | 83,7                            |
| 2054 | 11,3                | 1,7                                   | 11,0    | 564,0                           | 85,9                         | 0,226         | 82,0                           | 82,0        | 2167,1                             | 2167,1      | 86,2                       | 66,4                                              | 1570,0      | 84,3                            |
| 2055 | 10,8                | 1,6                                   | 11,7    | 574,8                           | 87,6                         | 0,230         | 80,6                           | 80,6        | 2247,6                             | 2247,6      | 86,6                       | 65,6                                              | 1635,6      | 84,8                            |
| 2056 | 10,2                | 1,6                                   | 12,6    | 585,0                           | 89,2                         | 0,235         | 79,5                           | 79,5        | 2327,2                             | 2327,2      | 87,1                       | 65,1                                              | 1700,6      | 85,4                            |
| 2057 | 9,7                 | 1,5                                   | 13,7    | 594,7                           | 90,6                         | 0,238         | 78,3                           | 78,3        | 2405,5                             | 2405,5      | 87,6                       | 64,4                                              | 1765,0      | 85,9                            |
| 2058 | 9,2                 | 1,4                                   | 15,0    | 603,9                           | 92,0                         | 0,242         | 76,7                           | 76,7        | 2482,2                             | 2482,2      | 88,0                       | 63,4                                              | 1828,4      | 86,4                            |
| 2059 | 8,8                 | 1,3                                   | 16,7    | 612,7                           | 93,4                         | 0,246         | 75,5                           | 75,5        | 2557,6                             | 2557,6      | 88,4                       | 62,6                                              | 1891,0      | 86,8                            |
| 2060 | 8,3                 | 1,3                                   | 19,1    | 621,0                           | 94,6                         | 0,249         | 74,2                           | 74,2        | 2631,9                             | 2631,9      | 88,8                       | 61,9                                              | 1952,9      | 87,2                            |
| 2061 | 7,9                 | 1,2                                   | 22,5    | 628,9                           | 95,8                         | 0,252         | 73,2                           | 73,2        | 2705,0                             | 2705,0      | 89,2                       | 61,3                                              | 2014,2      | 87,7                            |
| 2062 | 7,5                 | 1,1                                   | 27,4    | 636,4                           | 97,0                         | 0,255         | 72,3                           | 72,3        | 2777,3                             | 2777,3      | 89,6                       | 60,9                                              | 2075,0      | 88,2                            |
| 2063 | 7,1                 | 1,1                                   | 35,8    | 643,5                           | 98,1                         | 0,258         | 71,4                           | 71,4        | 2848,7                             | 2848,7      | 90,1                       | 60,4                                              | 2135,4      | 88,6                            |
| 2064 | 6,7                 | 1,0                                   | 52,9    | 650,2                           | 99,1                         | 0,261         | 70,3                           | 70,3        | 2919,0                             | 2919,0      | 90,4                       | 59,7                                              | 2195,1      | 89,1                            |
| 2065 | 6,4                 | 1,0                                   | 100,0   | 656,6                           | 100,1                        | 0,263         | 69,2                           | 69,2        | 2988,2                             | 2988,2      | 90,8                       | 59,0                                              | 2254,1      | 89,5                            |

Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин. III объект. 2 вариант

| Годы | Ввод скважин из бурения, ед. |            |                | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м | Выбытие скважин, ед. |            |                | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. |                  | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут |          |
|------|------------------------------|------------|----------------|---------------------------------------|-------------------------------------------|----------------------|------------|----------------|--------------------------------------------|------------------|------------------------------------------------|---------------------------------------------|----------|
|      | всего                        | добывающих | нагнетательных |                                       |                                           | всего                | добывающих | нагнетательных | всего                                      | механизированных |                                                | нефти                                       | жидкости |
| 2026 | 8                            | 8          | 0              | 13                                    | 10,0                                      | 0                    | 0          | 0              | 11                                         | 11               | 0                                              | 6,8                                         | 8,0      |
| 2027 | 1                            | 1          | 0              | 14                                    | 10,8                                      | 0                    | 0          | 0              | 12                                         | 12               | 0                                              | 5,8                                         | 8,6      |
| 2028 | 0                            | 0          | 0              | 14                                    | 10,8                                      | 2                    | 2          | 0              | 10                                         | 10               | 0                                              | 5,1                                         | 8,8      |
| 2029 | 0                            | 0          | 0              | 14                                    | 10,8                                      | 2                    | 2          | 0              | 8                                          | 8                | 0                                              | 4,7                                         | 9,0      |
| 2030 | 0                            | 0          | 0              | 14                                    | 10,8                                      | 2                    | 2          | 0              | 6                                          | 6                | 0                                              | 4,5                                         | 9,5      |
| 2031 | 0                            | 0          | 0              | 14                                    | 10,8                                      | 0                    | 0          | 0              | 6                                          | 6                | 0                                              | 4,0                                         | 9,1      |
| 2032 | 0                            | 0          | 0              | 14                                    | 10,8                                      | 0                    | 0          | 0              | 6                                          | 6                | 0                                              | 3,7                                         | 9,2      |
| 2033 | 0                            | 0          | 0              | 14                                    | 10,8                                      | 0                    | 0          | 0              | 6                                          | 6                | 0                                              | 3,5                                         | 9,1      |
| 2034 | 0                            | 0          | 0              | 14                                    | 10,8                                      | 0                    | 0          | 0              | 6                                          | 6                | 0                                              | 3,2                                         | 8,9      |
| 2035 | 0                            | 0          | 0              | 14                                    | 10,8                                      | 0                    | 0          | 0              | 6                                          | 6                | 0                                              | 2,9                                         | 8,6      |
| 2036 | 0                            | 0          | 0              | 14                                    | 10,8                                      | 0                    | 0          | 0              | 6                                          | 6                | 0                                              | 2,6                                         | 8,3      |
| 2037 | 0                            | 0          | 0              | 14                                    | 10,8                                      | 0                    | 0          | 0              | 6                                          | 6                | 0                                              | 2,4                                         | 8,1      |
| 2038 | 0                            | 0          | 0              | 14                                    | 10,8                                      | 6                    | 6          | 0              | 0                                          | 0                | 0                                              | 2,2                                         | 7,7      |

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. III объект. 2 вариант

| Годы | Добыча нефти, тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % |         | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов, % | КИН, доли ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т |             | Накопленная добыча жидкости, тыс.т |             | Обводненность продукции, % |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|-------------|------------------------------------|-------------|----------------------------|
|      |                     | начальных                             | текущих |                                 |                              |               | всего                          | мехспособом | всего                              | мехспособом |                            |
| 2026 | 14,5                | 10,9                                  | 11,0    | 16,5                            | 12,4                         | 0,037         | 17,2                           | 17,2        | 19,2                               | 19,2        | 15,5                       |
| 2027 | 22,6                | 17,0                                  | 19,3    | 39,1                            | 29,3                         | 0,088         | 33,4                           | 33,4        | 52,6                               | 52,6        | 32,3                       |
| 2028 | 19,1                | 14,3                                  | 20,3    | 58,3                            | 43,6                         | 0,131         | 32,8                           | 32,8        | 85,4                               | 85,4        | 41,7                       |
| 2029 | 14,7                | 11,0                                  | 19,5    | 72,9                            | 54,6                         | 0,164         | 28,2                           | 28,2        | 113,7                              | 113,7       | 47,9                       |
| 2030 | 10,6                | 7,9                                   | 17,4    | 83,5                            | 62,5                         | 0,188         | 22,2                           | 22,2        | 135,8                              | 135,8       | 52,4                       |
| 2031 | 8,4                 | 6,3                                   | 16,7    | 91,9                            | 68,8                         | 0,206         | 19,0                           | 19,0        | 154,8                              | 154,8       | 56,0                       |
| 2032 | 7,8                 | 5,8                                   | 18,7    | 99,6                            | 74,6                         | 0,224         | 19,1                           | 19,1        | 173,9                              | 173,9       | 59,2                       |
| 2033 | 7,2                 | 5,4                                   | 21,2    | 106,8                           | 80,0                         | 0,240         | 18,9                           | 18,9        | 192,8                              | 192,8       | 62,1                       |
| 2034 | 6,6                 | 4,9                                   | 24,7    | 113,4                           | 84,9                         | 0,255         | 18,5                           | 18,5        | 211,3                              | 211,3       | 64,4                       |
| 2035 | 5,9                 | 4,4                                   | 29,5    | 119,3                           | 89,4                         | 0,268         | 17,8                           | 17,8        | 229,2                              | 229,2       | 66,8                       |
| 2036 | 5,5                 | 4,1                                   | 38,7    | 124,8                           | 93,5                         | 0,280         | 17,3                           | 17,3        | 246,4                              | 246,4       | 68,2                       |
| 2037 | 5,1                 | 3,8                                   | 58,5    | 129,9                           | 97,3                         | 0,292         | 16,8                           | 16,8        | 263,2                              | 263,2       | 69,7                       |
| 2038 | 3,6                 | 2,7                                   | 100,0   | 133,5                           | 100,0                        | 0,300         | 12,5                           | 12,5        | 275,7                              | 275,7       | 71,0                       |

Таблица 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 2 вариант

| Годы | Ввод скважин из бурения, ед. |            |                | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м | Перевод под закачку, ед. | Выбытие скважин, ед. |            |                | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. |                  | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут |          | Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут |
|------|------------------------------|------------|----------------|---------------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------|----------------------|------------|----------------|--------------------------------------------|------------------|------------------------------------------------|---------------------------------------------|----------|---------------------------------------------------|
|      | всего                        | добывающих | нагнетательных |                                       |                                           |                          | всего                | добывающих | нагнетательных | всего                                      | механизированных |                                                | нефти                                       | жидкости |                                                   |
| 2026 | 15                           | 15         | 0              | 26                                    | 19,5                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 26                                         | 26               | 0                                              | 10,7                                        | 12,7     | 0,0                                               |
| 2027 | 13                           | 13         | 0              | 39                                    | 32,1                                      | 1                        | 1                    | 1          | 0              | 38                                         | 38               | 1                                              | 9,0                                         | 12,8     | 227,6                                             |
| 2028 | 4                            | 4          | 0              | 43                                    | 36,1                                      | 1                        | 1                    | 1          | 0              | 41                                         | 41               | 2                                              | 8,5                                         | 14,2     | 137,5                                             |
| 2029 | 4                            | 4          | 0              | 47                                    | 40,1                                      | 1                        | 1                    | 1          | 0              | 44                                         | 44               | 3                                              | 8,1                                         | 15,3     | 117,2                                             |
| 2030 | 1                            | 1          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 1                        | 1                    | 1          | 0              | 44                                         | 44               | 4                                              | 7,8                                         | 16,5     | 103,2                                             |
| 2031 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 44                                         | 44               | 4                                              | 7,4                                         | 17,1     | 100,9                                             |
| 2032 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 44                                         | 44               | 4                                              | 7,1                                         | 17,7     | 110,5                                             |
| 2033 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 44                                         | 44               | 4                                              | 6,8                                         | 18,0     | 117,7                                             |
| 2034 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 44                                         | 44               | 4                                              | 6,4                                         | 18,2     | 123,5                                             |
| 2035 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 44                                         | 44               | 4                                              | 6,1                                         | 18,4     | 128,3                                             |
| 2036 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 44                                         | 44               | 4                                              | 5,9                                         | 18,5     | 132,6                                             |
| 2037 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 44                                         | 44               | 4                                              | 5,6                                         | 18,7     | 136,8                                             |
| 2038 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 3                    | 3          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 5,6                                         | 19,4     | 145,0                                             |
| 2039 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 5,8                                         | 21,2     | 151,0                                             |
| 2040 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 5,5                                         | 21,4     | 155,2                                             |
| 2041 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 5,3                                         | 21,5     | 158,7                                             |
| 2042 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 5,1                                         | 21,5     | 160,9                                             |
| 2043 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 4,9                                         | 21,6     | 163,2                                             |
| 2044 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 4,7                                         | 21,5     | 164,6                                             |
| 2045 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 4,5                                         | 21,5     | 166,1                                             |
| 2046 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 4,3                                         | 21,4     | 167,1                                             |
| 2047 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 4,1                                         | 21,2     | 167,6                                             |
| 2048 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 3,9                                         | 21,1     | 168,3                                             |
| 2049 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 3,7                                         | 21,0     | 168,5                                             |
| 2050 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 3,6                                         | 20,9     | 169,0                                             |
| 2051 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 3,4                                         | 20,8     | 169,4                                             |
| 2052 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 3,3                                         | 20,6     | 169,3                                             |
| 2053 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 3,1                                         | 20,5     | 169,6                                             |
| 2054 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 3,0                                         | 20,3     | 169,5                                             |
| 2055 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 2,9                                         | 20,2     | 169,3                                             |
| 2056 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 2,8                                         | 20,1     | 169,2                                             |
| 2057 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 2,6                                         | 20,0     | 169,3                                             |
| 2058 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 2,5                                         | 19,8     | 168,8                                             |
| 2059 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 2,4                                         | 19,7     | 168,6                                             |
| 2060 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 2,3                                         | 19,5     | 168,3                                             |
| 2061 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 2,2                                         | 19,4     | 167,9                                             |
| 2062 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 2,1                                         | 19,3     | 168,0                                             |
| 2063 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 2,0                                         | 19,2     | 167,8                                             |
| 2064 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 1,9                                         | 19,1     | 167,4                                             |
| 2065 | 0                            | 0          | 0              | 48                                    | 41,1                                      | 0                        | 0                    | 0          | 0              | 41                                         | 41               | 4                                              | 1,9                                         | 19,0     | 167,2                                             |

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. 2 вариант

| Годы | Добыча нефти, тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % |         | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор извлекаемых запасов, % | КИН, доли ед. | Годовая добыча жидкости, тыс.т |             | Накопленная добыча жидкости, тыс.т |             | Обводненность продукции, % | Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³ |             |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|-------------|------------------------------------|-------------|----------------------------|---------------------------------------|-------------|
|      |                     | начальных                             | текущих |                                 |                              |               | всего                          | мехспособом | всего                              | мехспособом |                            | годовая                               | накопленная |
| 2026 | 65,2                | 2,4                                   | 2,4     | 79,1                            | 2,9                          | 0,008         | 76,9                           | 76,9        | 91,3                               | 91,3        | 15,2                       | 0,0                                   | 0,0         |
| 2027 | 97,4                | 3,6                                   | 3,7     | 176,5                           | 6,6                          | 0,019         | 137,9                          | 137,9       | 229,2                              | 229,2       | 29,4                       | 37,4                                  | 37,4        |
| 2028 | 114,1               | 4,2                                   | 4,5     | 290,6                           | 10,8                         | 0,031         | 189,9                          | 189,9       | 419,1                              | 419,1       | 39,9                       | 70,2                                  | 107,6       |
| 2029 | 120,1               | 4,5                                   | 5,0     | 410,7                           | 15,3                         | 0,044         | 228,3                          | 228,3       | 647,4                              | 647,4       | 47,4                       | 100,6                                 | 208,2       |
| 2030 | 120,5               | 4,5                                   | 5,3     | 531,1                           | 19,7                         | 0,057         | 254,1                          | 254,1       | 901,4                              | 901,4       | 52,6                       | 124,3                                 | 332,5       |
| 2031 | 115,8               | 4,3                                   | 5,4     | 647,0                           | 24,0                         | 0,069         | 266,4                          | 266,4       | 1167,8                             | 1167,8      | 56,5                       | 140,0                                 | 472,4       |
| 2032 | 110,7               | 4,1                                   | 5,4     | 757,6                           | 28,2                         | 0,081         | 275,6                          | 275,6       | 1443,4                             | 1443,4      | 59,8                       | 153,3                                 | 625,7       |
| 2033 | 105,4               | 3,9                                   | 5,5     | 863,0                           | 32,1                         | 0,092         | 281,0                          | 281,0       | 1724,4                             | 1724,4      | 62,5                       | 163,2                                 | 788,9       |
| 2034 | 100,4               | 3,7                                   | 5,5     | 963,5                           | 35,8                         | 0,103         | 284,7                          | 284,7       | 2009,1                             | 2009,1      | 64,7                       | 171,3                                 | 960,2       |
| 2035 | 95,6                | 3,6                                   | 5,5     | 1059,1                          | 39,4                         | 0,113         | 287,0                          | 287,0       | 2296,0                             | 2296,0      | 66,7                       | 177,9                                 | 1138,1      |
| 2036 | 91,6                | 3,4                                   | 5,6     | 1150,6                          | 42,8                         | 0,123         | 289,4                          | 289,4       | 2585,5                             | 2585,5      | 68,4                       | 183,9                                 | 1322,0      |
| 2037 | 87,8                | 3,3                                   | 5,7     | 1238,5                          | 46,0                         | 0,132         | 292,0                          | 292,0       | 2877,5                             | 2877,5      | 69,9                       | 189,8                                 | 1511,8      |
| 2038 | 87,3                | 3,2                                   | 6,0     | 1325,8                          | 49,3                         | 0,141         | 303,5                          | 303,5       | 3181,0                             | 3181,0      | 71,2                       | 201,1                                 | 1712,9      |
| 2039 | 84,3                | 3,1                                   | 6,2     | 1410,0                          | 52,4                         | 0,150         | 309,1                          | 309,1       | 3490,1                             | 3490,1      | 72,7                       | 209,4                                 | 1922,3      |
| 2040 | 80,8                | 3,0                                   | 6,3     | 1490,8                          | 55,4                         | 0,159         | 311,9                          | 311,9       | 3802,0                             | 3802,0      | 74,1                       | 215,3                                 | 2137,6      |
| 2041 | 77,5                | 2,9                                   | 6,5     | 1568,3                          | 58,3                         | 0,167         | 313,8                          | 313,8       | 4115,8                             | 4115,8      | 75,3                       | 220,1                                 | 2357,7      |
| 2042 | 74,1                | 2,8                                   | 6,6     | 1642,3                          | 61,0                         | 0,175         | 313,7                          | 313,7       | 4429,5                             | 4429,5      | 76,4                       | 223,1                                 | 2580,8      |
| 2043 | 71,0                | 2,6                                   | 6,8     | 1713,3                          | 63,7                         | 0,183         | 314,0                          | 314,0       | 4743,5                             | 4743,5      | 77,4                       | 226,3                                 | 2807,1      |
| 2044 | 67,8                | 2,5                                   | 6,9     | 1781,1                          | 66,2                         | 0,190         | 313,0                          | 313,0       | 5056,5                             | 5056,5      | 78,3                       | 228,4                                 | 3035,5      |
| 2045 | 65,0                | 2,4                                   | 7,1     | 1846,1                          | 68,6                         | 0,197         | 312,4                          | 312,4       | 5368,9                             | 5368,9      | 79,2                       | 230,4                                 | 3265,9      |
| 2046 | 62,1                | 2,3                                   | 7,4     | 1908,2                          | 70,9                         | 0,203         | 311,0                          | 311,0       | 5680,0                             | 5680,0      | 80,0                       | 231,8                                 | 3497,7      |
| 2047 | 59,3                | 2,2                                   | 7,6     | 1967,6                          | 73,1                         | 0,210         | 309,0                          | 309,0       | 5988,9                             | 5988,9      | 80,8                       | 232,5                                 | 3730,1      |
| 2048 | 56,8                | 2,1                                   | 7,9     | 2024,4                          | 75,2                         | 0,216         | 307,4                          | 307,4       | 6296,4                             | 6296,4      | 81,5                       | 233,4                                 | 3963,5      |
| 2049 | 54,3                | 2,0                                   | 8,2     | 2078,7                          | 77,3                         | 0,222         | 305,3                          | 305,3       | 6601,6                             | 6601,6      | 82,2                       | 233,7                                 | 4197,2      |
| 2050 | 52,1                | 1,9                                   | 8,5     | 2130,8                          | 79,2                         | 0,227         | 303,9                          | 303,9       | 6905,6                             | 6905,6      | 82,9                       | 234,5                                 | 4431,6      |
| 2051 | 49,9                | 1,9                                   | 8,9     | 2180,7                          | 81,0                         | 0,232         | 302,3                          | 302,3       | 7207,8                             | 7207,8      | 83,5                       | 235,0                                 | 4666,6      |
| 2052 | 47,7                | 1,8                                   | 9,4     | 2228,4                          | 82,8                         | 0,237         | 299,9                          | 299,9       | 7507,7                             | 7507,7      | 84,1                       | 234,8                                 | 4901,4      |
| 2053 | 45,7                | 1,7                                   | 9,9     | 2274,1                          | 84,5                         | 0,242         | 298,4                          | 298,4       | 7806,2                             | 7806,2      | 84,7                       | 235,3                                 | 5136,7      |
| 2054 | 43,8                | 1,6                                   | 10,5    | 2317,9                          | 86,1                         | 0,247         | 296,3                          | 296,3       | 8102,5                             | 8102,5      | 85,2                       | 235,1                                 | 5371,9      |
| 2055 | 41,9                | 1,6                                   | 11,2    | 2359,8                          | 87,7                         | 0,251         | 294,0                          | 294,0       | 8396,5                             | 8396,5      | 85,8                       | 234,8                                 | 5606,6      |
| 2056 | 40,1                | 1,5                                   | 12,1    | 2399,8                          | 89,2                         | 0,256         | 292,2                          | 292,2       | 8688,7                             | 8688,7      | 86,3                       | 234,7                                 | 5841,4      |
| 2057 | 38,4                | 1,4                                   | 13,2    | 2438,2                          | 90,6                         | 0,260         | 290,7                          | 290,7       | 8979,4                             | 8979,4      | 86,8                       | 234,9                                 | 6076,2      |
| 2058 | 36,7                | 1,4                                   | 14,5    | 2474,9                          | 92,0                         | 0,264         | 288,2                          | 288,2       | 9267,6                             | 9267,6      | 87,3                       | 234,1                                 | 6310,4      |
| 2059 | 35,1                | 1,3                                   | 16,3    | 2510,1                          | 93,3                         | 0,267         | 286,3                          | 286,3       | 9553,9                             | 9553,9      | 87,7                       | 233,8                                 | 6544,2      |
| 2060 | 33,7                | 1,3                                   | 18,7    | 2543,8                          | 94,5                         | 0,271         | 284,5                          | 284,5       | 9838,4                             | 9838,4      | 88,2                       | 233,5                                 | 6777,6      |
| 2061 | 32,3                | 1,2                                   | 22,0    | 2576,0                          | 95,7                         | 0,275         | 282,5                          | 282,5       | 10120,9                            | 10120,9     | 88,6                       | 232,9                                 | 7010,6      |
| 2062 | 30,9                | 1,1                                   | 26,9    | 2606,9                          | 96,9                         | 0,278         | 281,1                          | 281,1       | 10402,0                            | 10402,0     | 89,0                       | 233,0                                 | 7243,6      |
| 2063 | 29,5                | 1,1                                   | 35,2    | 2636,4                          | 98,0                         | 0,281         | 279,6                          | 279,6       | 10681,6                            | 10681,6     | 89,4                       | 232,8                                 | 7476,3      |
| 2064 | 28,3                | 1,1                                   | 52,1    | 2664,7                          | 99,0                         | 0,284         | 277,7                          | 277,7       | 10959,3                            | 10959,3     | 89,8                       | 232,2                                 | 7708,5      |
| 2065 | 27,0                | 1,0                                   | 100,0   | 2691,7                          | 100,0                        | 0,287         | 276,2                          | 276,2       | 11235,5                            | 11235,5     | 90,2                       | 231,9                                 | 7940,4      |

## 4.2 Экономические показатели вариантов разработки

Экономическая оценка эффективности разработки месторождения Пустынное проводилась в соответствии с требованиями правового акта «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Финансово-экономические расчеты проведены в соответствии с Методические указаниями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, 2018 г.

Для целей проведения технико-экономических расчетов была разработана финансово-экономическая модель разработки месторождения, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК.

В расчете отражены доходная часть, эксплуатационные затраты, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта.

В работе рассмотрены четыре варианта разработки, отличающиеся между собой фондом добывающих скважин, объемами добычи нефти, закачки воды.

1 вариант — бурение вертикальных скважин 63 добывающих и 1 нагнетательной скважины.

2 вариант — предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 23 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 24 добывающих и 1 нагнетательная скважины.

3 вариант — предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 18 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 19 добывающих и 1 нагнетательная скважин.

4 вариант — предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 26 горизонтальных и 1 нагнетательной. Всего 27 добывающих и 1 нагнетательная скважина.

Расчеты в экономической модели производились с учетом инфляции. Ставка инфляции принята в размере 8% в год.

За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году. Первым годом реализации проекта принят 2025 год.

### *Капитальные вложения*

Расчет стоимости капитальных вложений, необходимых при разработке месторождения Пустынное производится с использованием укрупненных показателей капитального строительства - в части бурения и обустройства месторождения. Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии добычи, подготовке и транспортировке нефти. Капитальные вложения рассчитаны с учетом того,

что большая часть оборудования, материалов, сооружений будет приобретаться на территории Республики Казахстан.

Распределение капитальных вложений по годам осуществлялось в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

Расчет инвестиции по рассматриваемому варианту в разрезе строительства скважин и обустройства месторождения, необходимые для финансирования проекта, представлен в таблице 4.9

#### *Доход по проекту*

Источником дохода настоящего проекта является реализация добываемой на месторождении нефти. Доход от реализации продукции был определен исходя из объемов продукции и соответствующих цен реализации.

Объем реализации нефти по данным заказчика принимается равным 99,8% от объема добычи нефти.

В расчете приняты условия, что 48% добываемой нефти реализуется на внутренний рынок и 52% на внешний рынок.

Проектируемая цена продажи нефти на внутреннем рынке принята в размере 89,29 тыс.тенге/тонна, на внешнем рынке- 264,34 тыс.тенге/тонна.

Результаты расчета дохода от продажи нефти представлены в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1- Капитальные вложения 4 вариант

| №  | Наименование работ, объектов и затрат                     | Ед. изм. | Кол-во | Стоимость<br>единицы | 2025-2045 | в том числе по годам |         |         |         |      |      |    |           |
|----|-----------------------------------------------------------|----------|--------|----------------------|-----------|----------------------|---------|---------|---------|------|------|----|-----------|
|    |                                                           |          |        | млн.тенге            |           | 2025                 | 2026    | 2027    | 2028    | 2029 | 2030 | ~  | 2031-2045 |
| 1  | 2                                                         | 3        | 4      | 5                    | 6         | 7                    | 8       | 9       | 10      | 11   | 12   | 13 | 14        |
| I  | Строительство скважин (подземное строительство)           |          |        |                      |           |                      |         |         |         |      |      | ~  |           |
| 1  | Бурение добывающих горизонтальных скважин                 | скв.     | 26     | 491,9                | 12789,1   | 3 443,2              | 3 935,1 | 3 935,1 | 1 475,7 | 0,0  | 0,0  | ~  | 0,0       |
| 2  | Бурение добывающих вертикальных скважин                   | скв.     | 1      | 489,6                | 489,6     | 489,6                | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0  | 0,0  | ~  | 0,0       |
| 3  | Бурение нагнетательных скважин                            | скв.     | 1      | 489,6                | 489,6     | 0,0                  | 0,0     | 489,6   | 0,0     | 0,0  | 0,0  | ~  | 0,0       |
| 4  | Выбытие добывающих и нагнетательных скважин               | скв.     | 2      | 5,81                 | 11,6      | 0,0                  | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0  | 0,0  | ~  | 11,6      |
|    | Итого строительство скважин                               |          |        |                      | 13780,0   | 3932,8               | 3935,1  | 4424,7  | 1475,7  | 0,0  | 0,0  | ~  | 11,6      |
| II | Надземное строительство                                   |          |        |                      |           |                      |         |         |         |      |      | ~  | 0,0       |
|    | Обустройство промысла                                     |          |        |                      |           |                      |         |         |         |      |      | ~  | 0,0       |
| 1  | Выкидные линии                                            | км       | 18,0   | 17,2                 | 309,8     | 91,8                 | 91,8    | 91,8    | 34,4    | 0,0  | 0,0  | ~  | 0,0       |
| 2  | Нагнетательные линии                                      | км       | 1,0    | 17,6                 | 17,6      | 0,0                  | 0,0     | 17,6    | 0,0     | 0,0  | 0,0  | ~  | 0,0       |
| 3  | ГЗУ                                                       | шт       | 1      | 157,0                | 157,0     | 157,0                | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0  | 0,0  | ~  | 0,0       |
| 4  | Емкость 50 м3                                             | шт       | 6      | 1,2                  | 7,0       | 7,0                  | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0  | 0,0  | ~  | 0,0       |
| 5  | Автомобильные дороги                                      | км       | 18,0   | 50,6                 | 505,8     | 505,8                | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0  | 0,0  | ~  | 0,0       |
| 6  | ЛЭП                                                       | км       | 18,0   | 1,8                  | 32,4      | 9,6                  | 9,6     | 9,6     | 3,6     | 0,0  | 0,0  | ~  | 0,0       |
| 7  | ДЭС                                                       | шт       | 2      | 9,5                  | 18,9      | 18,9                 | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0  | 0,0  | ~  | 0,0       |
| 8  | Прочие расходы                                            | %        | 5,00   |                      | 52,4      | 39,5                 | 5,1     | 5,9     | 1,9     | 0,0  | 0,0  | ~  | 0,0       |
|    | Итого надземное строительство                             |          |        |                      | 1100,9    | 829,6                | 106,5   | 124,9   | 39,9    | 0,0  | 0,0  | ~  | 0,0       |
|    | Всего капитальных вложений                                |          |        |                      | 14880,8   | 4762,4               | 4041,6  | 4549,7  | 1515,6  | 0,0  | 0,0  | ~  | 11,6      |
|    | Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции |          |        |                      | 16361,6   | 4762,4               | 4364,9  | 5306,7  | 1909,2  | 0,0  | 0,0  | ~  | 18,4      |
|    | Коэффициент инфляции                                      |          |        |                      |           | 1,00                 | 1,08    | 1,17    | 1,26    | 1,36 | 1,47 |    |           |

Таблица 4.2.2- Расчет доход от реализации продукции 4 вариант

| Годы             | Добыча нефти | Товарная нефть | Продажа нефти на внутренний рынок |              |                     | Продажа нефти на экспорт |              |                     | Доход, всего     | Доход, всего с учетом инфляции |
|------------------|--------------|----------------|-----------------------------------|--------------|---------------------|--------------------------|--------------|---------------------|------------------|--------------------------------|
|                  |              |                | Цена                              | Количество   | Доход от реализации | Цена                     | Количество   | Доход от реализации |                  |                                |
|                  | тыс. т.      | тыс. т.        | тыс.тенге/т                       | тыс. т       | млн.тенге           | тыс.тенге/т              | тыс. т       | млн.тенге           | млн.тенге        | млн.тенге                      |
| 1                | 2            | 3              | 4                                 | 5            | 6                   | 7                        | 8            | 9                   | 10               | 11                             |
| 2025             | 34,2         | 34,092         | 89,29                             | 16,36        | 1 461,07            | 267,34                   | 17,73        | 4 739,23            | 6 200,30         | 6 200,30                       |
| 2026             | 90,8         | 90,618         | 89,29                             | 43,50        | 3 883,65            | 267,34                   | 47,12        | 12 597,25           | 16 480,90        | 17 799,37                      |
| 2027             | 123,2        | 122,932        | 89,29                             | 59,01        | 5 268,53            | 267,34                   | 63,92        | 17 089,36           | 22 357,89        | 26 078,24                      |
| 2028             | 126,9        | 126,667        | 89,29                             | 60,80        | 5 428,61            | 267,34                   | 65,87        | 17 608,60           | 23 037,21        | 29 020,25                      |
| 2029             | 125,3        | 125,086        | 89,29                             | 60,04        | 5 360,84            | 267,34                   | 65,04        | 17 388,78           | 22 749,63        | 30 950,61                      |
| 2030             | 100,4        | 100,155        | 89,29                             | 48,07        | 4 292,39            | 267,34                   | 52,08        | 13 923,07           | 18 215,46        | 26 764,49                      |
| 2031             | 80,5         | 80,368         | 89,29                             | 38,58        | 3 444,35            | 267,34                   | 41,79        | 11 172,34           | 14 616,69        | 23 194,85                      |
| 2032             | 64,7         | 64,571         | 89,29                             | 30,99        | 2 767,33            | 267,34                   | 33,58        | 8 976,30            | 11 743,63        | 20 126,52                      |
| 2033             | 52,0         | 51,941         | 89,29                             | 24,93        | 2 226,04            | 267,34                   | 27,01        | 7 220,52            | 9 446,56         | 17 484,92                      |
| 2034             | 41,9         | 41,819         | 89,29                             | 20,07        | 1 792,27            | 267,34                   | 21,75        | 5 813,51            | 7 605,78         | 15 203,99                      |
| 2035             | 33,8         | 33,701         | 89,29                             | 16,18        | 1 444,32            | 267,34                   | 17,52        | 4 684,89            | 6 129,21         | 13 232,49                      |
| 2036             | 27,2         | 27,182         | 89,29                             | 13,05        | 1 164,94            | 267,34                   | 14,13        | 3 778,68            | 4 943,63         | 11 526,75                      |
| 2037             | 22,0         | 21,943         | 89,29                             | 10,53        | 940,41              | 267,34                   | 11,41        | 3 050,38            | 3 990,79         | 10 049,48                      |
| 2038             | 17,8         | 17,728         | 89,29                             | 8,51         | 759,79              | 267,34                   | 9,22         | 2 464,49            | 3 224,28         | 8 768,83                       |
| 2039             | 14,4         | 14,335         | 89,29                             | 6,88         | 614,35              | 267,34                   | 7,45         | 1 992,75            | 2 607,10         | 7 657,57                       |
| 2040             | 11,6         | 11,600         | 89,29                             | 5,57         | 497,15              | 267,34                   | 6,03         | 1 612,57            | 2 109,72         | 6 692,38                       |
| 2041             | 9,4          | 9,394          | 89,29                             | 4,51         | 402,61              | 267,34                   | 4,88         | 1 305,92            | 1 708,52         | 5 853,30                       |
| 2042             | 7,6          | 7,613          | 89,29                             | 3,65         | 326,28              | 267,34                   | 3,96         | 1 058,35            | 1 384,64         | 5 123,18                       |
| 2043             | 6,187        | 6,174          | 89,29                             | 2,96         | 264,62              | 267,34                   | 3,21         | 858,33              | 1 122,94         | 4 487,31                       |
| 2044             | 5,021        | 5,011          | 89,29                             | 2,41         | 214,75              | 267,34                   | 2,61         | 696,58              | 911,33           | 3 933,05                       |
| 2045             | 4,077        | 4,069          | 89,29                             | 1,95         | 174,40              | 267,34                   | 2,12         | 565,69              | 740,09           | 3 449,52                       |
| <b>2025-2045</b> | <b>999,0</b> | <b>997,0</b>   |                                   | <b>478,6</b> | <b>42 728,7</b>     |                          | <b>518,4</b> | <b>138 597,6</b>    | <b>181 326,3</b> | <b>293 597,4</b>               |



### **Эксплуатационные затраты**

Расчет эксплуатационных затрат за проектный период проводился в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта. исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспортировки продукции.

Расчет эксплуатационных расходов проводился по годам реализации проекта за весь проектный срок. Общая стоимость эксплуатационных затрат была объединена в три основные группы:

- производственные затраты;
- общие и административные расходы (расходы периода);
- расходы по реализации готовой продукции.

В составе производственных затрат были учтены:

- ремонт скважин;
- электроэнергия;
- арендные затраты;
- материальные производственные затраты;
- страхование;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- затраты производственного характера;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями;
- производственные расходы условно- постоянные, зависящие от численности ППП;
- экологические расходы;
- налоги и отчисления, входящие в себестоимость.

Расходы периода включают:

- общие и административные расходы;
- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- страхование;
- расходы по финансированию социальных программ.

- создание резервного фонда, связанного с будущими расходами по ликвидации месторождения;
- затраты на обучение казахстанских специалистов;
- налоги и отчисления;
- другие расходы.

Затраты на реализацию нефти включают:

- затраты на транспорт;
- рентный налог;
- экспортная пошлина;
- прочие затраты.

Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по производственному методу, в зависимости от объемов извлекаемых запасов углеводородов.

Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому 4 варианту приведен в таблице 4.2.3.

#### ***Налоговая система***

Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый Кодекс РК Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии Кодексом Республики Казахстан от 25 декабря 2017 года № 120-VI ЗРК, и всеми изменениями, и дополнениями, действующими на дату составления проекта.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- корпоративный подоходный налог- по ставке 20% от налогооблагаемого дохода ст.313 НК;
- социальный налог –9,5% до 2025 г, 11% с 2025 г.ст.485 НК;
- налог на имущество – 1,5% от среднегодовой стоимости недвижимого имущества ст.521 НК;
- НДС на добычу нефти – по шкале согласно статье 742 НК в зависимости от объема годовой добычи;
- налог на сверхприбыль - по шкале согласно статье 761НК;
- обязательное социальное медицинское страхование- -3%;
- рентный налог- по шкале согласно статье 715 НК;
- экспортная пошлина – по шкале согласно ТК;
- прочие налоги и платежи в бюджет– 5%;

Результаты расчетов налоговых выплат по рекомендуемому четвертому варианту приведены в таблице 4.2.3.

Таблица 4.2.3 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции 4 вариант

| Годы      | Производственные расходы |                           |                      |                     |             |                                                                          |                  |                                     |                       |             |                |
|-----------|--------------------------|---------------------------|----------------------|---------------------|-------------|--------------------------------------------------------------------------|------------------|-------------------------------------|-----------------------|-------------|----------------|
|           | Ремонт скважин           | Затраты на электроэнергию | Материальные затраты | ФОТ пром. персонала | Страхование | Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями | Арендные затраты | Затраты производственного характера | Экологические расходы | Амортизация | Прочие расходы |
|           | млн.тенге                | млн.тенге                 | млн.тенге            | млн.тенге           | млн.тенге   | млн.тенге                                                                | млн.тенге        | млн.тенге                           | млн.тенге             | млн.тенге   | млн.тенге      |
| 1         | 2                        | 3                         | 4                    | 5                   | 6           | 7                                                                        | 8                | 9                                   | 10                    | 11          | 12             |
| 2025      | 13,3                     | 4,2                       | 62,8                 | 25,2                | 3,0         | 137,1                                                                    | 5,0              | 85,2                                | 82,2                  | 162,8       | 54,8           |
| 2026      | 26,7                     | 11,8                      | 177,6                | 25,2                | 3,0         | 364,3                                                                    | 5,0              | 120,6                               | 218,6                 | 813,2       | 145,7          |
| 2027      | 43,3                     | 17,3                      | 261,3                | 25,2                | 3,0         | 494,2                                                                    | 5,0              | 177,4                               | 296,5                 | 1 744,4     | 197,7          |
| 2028      | 48,3                     | 19,8                      | 298,3                | 42,0                | 5,0         | 509,2                                                                    | 5,0              | 202,5                               | 305,5                 | 2 053,6     | 203,7          |
| 2029      | 48,3                     | 22,5                      | 339,4                | 42,0                | 5,0         | 502,9                                                                    | 5,0              | 230,4                               | 301,7                 | 2 027,9     | 201,2          |
| 2030      | 48,3                     | 21,0                      | 316,9                | 42,0                | 5,0         | 402,6                                                                    | 5,0              | 215,1                               | 241,6                 | 1 623,7     | 161,1          |
| 2031      | 45,0                     | 19,6                      | 295,9                | 42,0                | 5,0         | 323,1                                                                    | 5,0              | 200,9                               | 193,9                 | 1 305,3     | 129,2          |
| 2032      | 45,0                     | 18,3                      | 276,2                | 42,0                | 5,0         | 259,6                                                                    | 5,0              | 187,5                               | 155,8                 | 1 048,7     | 103,8          |
| 2033      | 45,0                     | 17,1                      | 257,7                | 42,0                | 5,0         | 208,8                                                                    | 5,0              | 174,9                               | 125,3                 | 843,6       | 83,5           |
| 2034      | 45,0                     | 15,9                      | 240,3                | 42,0                | 5,0         | 168,1                                                                    | 5,0              | 163,1                               | 100,9                 | 679,2       | 67,2           |
| 2035      | 45,0                     | 14,8                      | 223,9                | 42,0                | 5,0         | 135,5                                                                    | 5,0              | 152,0                               | 81,3                  | 547,3       | 54,2           |
| 2036      | 45,0                     | 13,8                      | 208,6                | 42,0                | 5,0         | 109,3                                                                    | 5,0              | 141,6                               | 65,6                  | 441,5       | 43,7           |
| 2037      | 45,0                     | 12,9                      | 194,3                | 42,0                | 5,0         | 88,2                                                                     | 5,0              | 131,9                               | 52,9                  | 356,4       | 35,3           |
| 2038      | 45,0                     | 12,0                      | 180,9                | 42,0                | 5,0         | 71,3                                                                     | 5,0              | 122,8                               | 42,8                  | 287,9       | 28,5           |
| 2039      | 45,0                     | 11,2                      | 168,4                | 42,0                | 5,0         | 57,6                                                                     | 5,0              | 114,3                               | 34,6                  | 232,8       | 23,1           |
| 2040      | 45,0                     | 10,4                      | 156,7                | 42,0                | 5,0         | 46,6                                                                     | 5,0              | 106,4                               | 28,0                  | 188,4       | 18,7           |
| 2041      | 45,0                     | 9,7                       | 145,9                | 42,0                | 5,0         | 37,8                                                                     | 5,0              | 99,0                                | 22,7                  | 152,6       | 15,1           |
| 2042      | 45,0                     | 9,0                       | 135,7                | 42,0                | 5,0         | 30,6                                                                     | 5,0              | 92,1                                | 18,4                  | 123,7       | 12,2           |
| 2043      | 45,0                     | 8,4                       | 126,3                | 25,2                | 3,0         | 24,8                                                                     | 5,0              | 85,8                                | 14,9                  | 100,3       | 9,9            |
| 2044      | 45,0                     | 7,8                       | 117,6                | 25,2                | 3,0         | 20,1                                                                     | 5,0              | 79,8                                | 12,1                  | 81,4        | 8,1            |
| 2045      | 45,0                     | 7,2                       | 109,4                | 16,8                | 2,0         | 16,4                                                                     | 5,0              | 74,3                                | 9,8                   | 66,1        | 6,5            |
| 2025-2045 | 903,3                    | 284,4                     | 4 294,1              | 772,8               | 92,0        | 4 008,2                                                                  | 105,0            | 2 957,4                             | 2 404,9               | 14 880,8    | 1 603,3        |

Продолжение таблицы 4.2.3

| Годы      | Производственные расходы |                    |           |                       |                  |                          |                                            |                      | Расходы периода |                             |             |
|-----------|--------------------------|--------------------|-----------|-----------------------|------------------|--------------------------|--------------------------------------------|----------------------|-----------------|-----------------------------|-------------|
|           | Налоги и отчисления      |                    |           |                       |                  | Производ. затраты, ВСЕГО | Производ. затраты, ВСЕГО с учетом инфляции | Себестоим 1 т. нефти | ФОТ АУП         | Общедминистративные расходы | Страхование |
|           | НДПИ на добычу нефти     | Налог на имущество | Фонд ОСМС | Социальные отчисления | Социальный налог |                          |                                            |                      |                 |                             |             |
|           | млн.тенге                | млн.тенге          | млн.тенге | млн.тенге             | млн.тенге        | млн.тенге                | млн.тенге                                  | тыс.тенге/т          | млн.тенге       | млн.тенге                   | млн.тенге   |
| 13        | 14                       | 15                 | 16        | 17                    | 18               | 19                       | 20                                         | 21                   | 22              | 23                          | 24          |
| 2025      | 246,6                    | 35,7               | 0,7       | 1,1                   | 2,2              | 921,9                    | 921,9                                      | 27,0                 | 72,6            | 20,0                        | 0,2         |
| 2026      | 658,7                    | 129,6              | 0,7       | 1,1                   | 2,5              | 2 704,2                  | 2 920,5                                    | 32,2                 | 72,6            | 20,0                        | 0,2         |
| 2027      | 903,2                    | 185,7              | 0,7       | 1,1                   | 2,5              | 4 358,5                  | 5 083,7                                    | 41,3                 | 72,6            | 20,0                        | 0,2         |
| 2028      | 935,4                    | 182,2              | 1,1       | 1,9                   | 4,2              | 4 817,8                  | 6 069,0                                    | 47,8                 | 85,8            | 23,6                        | 0,2         |
| 2029      | 924,8                    | 151,4              | 1,1       | 1,9                   | 4,2              | 4 809,8                  | 6 543,7                                    | 52,2                 | 85,8            | 23,6                        | 0,2         |
| 2030      | 741,9                    | 121,0              | 1,1       | 1,9                   | 4,2              | 3 952,4                  | 5 807,4                                    | 57,9                 | 85,8            | 23,6                        | 0,2         |
| 2031      | 596,7                    | 96,8               | 1,1       | 1,9                   | 4,2              | 3 265,5                  | 5 182,0                                    | 64,3                 | 85,8            | 23,6                        | 0,2         |
| 2032      | 480,6                    | 77,2               | 1,1       | 1,9                   | 4,2              | 2 711,9                  | 4 647,7                                    | 71,8                 | 85,8            | 23,6                        | 0,2         |
| 2033      | 387,8                    | 61,5               | 1,1       | 1,9                   | 4,2              | 2 264,4                  | 4 191,2                                    | 80,5                 | 85,8            | 23,6                        | 0,2         |
| 2034      | 313,3                    | 48,9               | 1,1       | 1,9                   | 4,2              | 1 901,1                  | 3 800,3                                    | 90,7                 | 85,8            | 23,6                        | 0,2         |
| 2035      | 253,5                    | 38,7               | 1,1       | 1,9                   | 4,2              | 1 605,4                  | 3 466,0                                    | 102,6                | 85,8            | 23,6                        | 0,2         |
| 2036      | 205,5                    | 30,5               | 1,1       | 1,9                   | 4,2              | 1 364,2                  | 3 180,7                                    | 116,8                | 85,8            | 23,6                        | 0,2         |
| 2037      | 166,8                    | 23,8               | 1,1       | 1,9                   | 4,2              | 1 166,6                  | 2 937,8                                    | 133,6                | 85,8            | 23,6                        | 0,2         |
| 2038      | 135,6                    | 18,5               | 1,1       | 1,9                   | 4,2              | 1 004,4                  | 2 731,6                                    | 153,8                | 85,8            | 23,6                        | 0,2         |
| 2039      | 110,5                    | 14,2               | 1,1       | 1,9                   | 4,2              | 870,8                    | 2 557,6                                    | 178,1                | 85,8            | 23,6                        | 0,2         |
| 2040      | 90,2                     | 10,7               | 1,1       | 1,9                   | 4,2              | 760,2                    | 2 411,5                                    | 207,5                | 85,8            | 23,6                        | 0,2         |
| 2041      | 73,8                     | 7,9                | 1,1       | 1,9                   | 4,2              | 668,5                    | 2 290,1                                    | 243,3                | 85,8            | 23,6                        | 0,2         |
| 2042      | 60,5                     | 5,6                | 1,1       | 1,9                   | 4,2              | 592,0                    | 2 190,4                                    | 287,1                | 85,8            | 23,6                        | 0,2         |
| 2043      | 49,5                     | 3,7                | 0,7       | 1,1                   | 2,5              | 506,1                    | 2 022,2                                    | 326,9                | 52,8            | 14,5                        | 0,1         |
| 2044      | 40,7                     | 2,2                | 0,7       | 1,1                   | 2,5              | 452,3                    | 1 951,9                                    | 388,8                | 52,8            | 14,5                        | 0,1         |
| 2045      | 33,5                     | 1,0                | 0,5       | 0,8                   | 1,7              | 395,9                    | 1 845,3                                    | 452,6                | 39,6            | 10,9                        | 0,1         |
| 2025-2045 | 7 409,0                  | 1 246,8            | 20,9      | 34,8                  | 76,2             | 41 093,8                 | 72 752,7                                   | 72,8                 | 1 650,0         | 454,5                       | 4,5         |

Продолжение таблицы 4.2.3

| Годы      | Расходы периода     |                           |           |               |                            |                     |                                        |                                        |                    |                                            | Эксплуатационные затраты,<br>всего | Эксплуатационные затраты<br>Всего с учетом инфляции |
|-----------|---------------------|---------------------------|-----------|---------------|----------------------------|---------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|--------------------|--------------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------------------------|
|           | Налоги и отчисления |                           |           |               | Обязательства по контракту |                     |                                        |                                        | Расходы<br>периода | Расходы<br>периода с<br>учетом<br>инфляции |                                    |                                                     |
|           | Социальный<br>налог | Соцциальные<br>отчисления | Фонд ОСМС | Прочие налоги | Ликвидационный фонд        | Затраты на<br>НИОКР | Отчисления на<br>развитие<br>соц.сферы | Затраты на<br>обучение<br>специалистов |                    |                                            |                                    |                                                     |
|           | млн.тенге           | млн.тенге                 | млн.тенге | млн.тенге     | млн.тенге                  | млн.тенге           | млн.тенге                              | млн.тенге                              | млн.тенге          | млн.тенге                                  | млн.тенге                          | млн.тенге                                           |
| 25        | 26                  | 27                        | 28        | 29            | 30                         | 31                  | 32                                     | 33                                     | 34                 | 35                                         | 36                                 | 37                                                  |
| 2025      | 6,2                 | 3,3                       | 2,0       | 0,16          | 8,2                        | 0,0                 | 0,0                                    | 0,0                                    | 112,6              | 112,6                                      | 1034,4                             | 1034,4                                              |
| 2026      | 7,2                 | 3,3                       | 2,0       | 0,18          | 21,7                       | 44,8                | 53,9                                   | 44,8                                   | 270,7              | 292,4                                      | 2975,0                             | 3213,0                                              |
| 2027      | 7,2                 | 3,3                       | 2,0       | 0,18          | 29,5                       | 56,3                | 60,9                                   | 56,3                                   | 308,3              | 359,6                                      | 4666,8                             | 5443,3                                              |
| 2028      | 8,5                 | 3,9                       | 2,3       | 0,22          | 30,4                       | 73,9                | 79,9                                   | 73,9                                   | 382,6              | 482,0                                      | 5200,4                             | 6551,0                                              |
| 2029      | 8,5                 | 3,9                       | 2,3       | 0,22          | 30,0                       | 48,6                | 54,3                                   | 48,6                                   | 306,0              | 416,4                                      | 5115,8                             | 6960,0                                              |
| 2030      | 8,5                 | 3,9                       | 2,3       | 0,22          | 24,0                       | 34,2                | 38,7                                   | 34,2                                   | 255,7              | 375,7                                      | 4208,1                             | 6183,1                                              |
| 2031      | 8,5                 | 3,9                       | 2,3       | 0,22          | 19,3                       | 28,4                | 31,8                                   | 28,4                                   | 232,4              | 368,8                                      | 3497,9                             | 5550,8                                              |
| 2032      | 8,5                 | 3,9                       | 2,3       | 0,22          | 15,5                       | 23,8                | 26,6                                   | 23,8                                   | 214,2              | 367,1                                      | 2926,1                             | 5014,8                                              |
| 2033      | 8,5                 | 3,9                       | 2,3       | 0,22          | 12,5                       | 19,9                | 22,2                                   | 19,9                                   | 198,9              | 368,2                                      | 2463,3                             | 4559,3                                              |
| 2034      | 8,5                 | 3,9                       | 2,3       | 0,22          | 10,0                       | 16,8                | 18,6                                   | 16,8                                   | 186,8              | 373,4                                      | 2087,9                             | 4173,7                                              |
| 2035      | 8,5                 | 3,9                       | 2,3       | 0,22          | 8,1                        | 14,3                | 15,8                                   | 14,3                                   | 176,9              | 382,0                                      | 1782,4                             | 3848,0                                              |
| 2036      | 8,5                 | 3,9                       | 2,3       | 0,22          | 6,5                        | 12,2                | 13,5                                   | 12,2                                   | 168,9              | 393,9                                      | 1533,1                             | 3574,6                                              |
| 2037      | 8,5                 | 3,9                       | 2,3       | 0,22          | 5,3                        | 10,5                | 11,5                                   | 10,5                                   | 162,4              | 408,9                                      | 1329,0                             | 3346,7                                              |
| 2038      | 8,5                 | 3,9                       | 2,3       | 0,22          | 4,3                        | 9,1                 | 10,0                                   | 9,1                                    | 157,0              | 427,0                                      | 1161,4                             | 3158,6                                              |
| 2039      | 8,5                 | 3,9                       | 2,3       | 0,22          | 3,4                        | 8,0                 | 8,7                                    | 8,0                                    | 152,6              | 448,1                                      | 1023,3                             | 3005,7                                              |
| 2040      | 8,5                 | 3,9                       | 2,3       | 0,22          | 2,8                        | 7,0                 | 7,6                                    | 7,0                                    | 148,9              | 472,4                                      | 909,1                              | 2883,9                                              |
| 2041      | 8,5                 | 3,9                       | 2,3       | 0,22          | 2,3                        | 6,2                 | 6,7                                    | 6,2                                    | 145,9              | 499,8                                      | 814,4                              | 2789,9                                              |
| 2042      | 8,5                 | 3,9                       | 2,3       | 0,22          | 1,8                        | 5,5                 | 5,9                                    | 5,5                                    | 143,4              | 530,4                                      | 735,4                              | 2720,9                                              |
| 2043      | 5,2                 | 2,4                       | 1,4       | 0,13          | 1,5                        | 5,0                 | 5,3                                    | 5,0                                    | 93,3               | 373,0                                      | 599,4                              | 2395,3                                              |
| 2044      | 5,2                 | 2,4                       | 1,4       | 0,13          | 1,2                        | 4,3                 | 4,6                                    | 4,3                                    | 91,1               | 393,1                                      | 543,4                              | 2345,0                                              |
| 2045      | 3,9                 | 1,8                       | 1,1       | 0,10          | 1,0                        | 3,9                 | 4,2                                    | 3,9                                    | 70,4               | 328,2                                      | 466,3                              | 2173,5                                              |
| 2025-2045 | 162,4               | 74,3                      | 44,6      | 4,1           | 239,1                      | 432,4               | 480,7                                  | 432,4                                  | 3 979,1            | 8 172,9                                    | 45 072,9                           | 80 925,5                                            |

Продолжение таблицы 4.2.3

| оды       | Затраты на реализацию нефти |                    |               |                |                                 |                                                   | Общие затраты, Всего | Общие затраты, Всего с<br>учетом инфляции |
|-----------|-----------------------------|--------------------|---------------|----------------|---------------------------------|---------------------------------------------------|----------------------|-------------------------------------------|
|           | Затраты на транспорт        | Экспортная пошлина | Рентный налог | Прочие затраты | Затраты на реализацию,<br>Всего | Затраты на реализацию с<br>учетом инфляции, Всего |                      |                                           |
|           | млн.тенге                   | млн.тенге          | млн.тенге     | млн.тенге      | млн.тенге                       | млн.тенге                                         | млн.тенге            | млн.тенге                                 |
| 38        | 39                          | 40                 | 41            | 42             | 43                              | 44                                                | 45                   | 46                                        |
| 2025      | 485,9                       | 558,4              | 663,5         | 9,7            | 1717,5                          | 1717,5                                            | 2752,0               | 2752,0                                    |
| 2026      | 1291,6                      | 1484,3             | 1763,6        | 25,8           | 4565,3                          | 4930,6                                            | 7540,3               | 8143,5                                    |
| 2027      | 1752,1                      | 2013,6             | 2392,5        | 35,0           | 6193,3                          | 7223,9                                            | 10860,1              | 12667,2                                   |
| 2028      | 1805,4                      | 2074,8             | 2465,2        | 36,1           | 6381,5                          | 8038,8                                            | 11581,9              | 14589,8                                   |
| 2029      | 1782,8                      | 2048,9             | 2434,4        | 35,7           | 6301,8                          | 8573,6                                            | 11417,7              | 15533,6                                   |
| 2030      | 1427,5                      | 1640,5             | 1949,2        | 28,6           | 5045,8                          | 7414,0                                            | 9254,0               | 13597,1                                   |
| 2031      | 1145,5                      | 1316,4             | 1564,1        | 22,9           | 4048,9                          | 6425,2                                            | 7546,9               | 11975,9                                   |
| 2032      | 920,3                       | 1057,7             | 1256,7        | 18,4           | 3253,1                          | 5575,2                                            | 6179,2               | 10590,0                                   |
| 2033      | 740,3                       | 850,8              | 1010,9        | 14,8           | 2616,8                          | 4843,5                                            | 5080,0               | 9402,8                                    |
| 2034      | 596,0                       | 685,0              | 813,9         | 11,9           | 2106,9                          | 4211,6                                            | 4194,7               | 8385,3                                    |
| 2035      | 480,3                       | 552,0              | 655,9         | 9,6            | 1697,8                          | 3665,5                                            | 3480,2               | 7513,6                                    |
| 2036      | 387,4                       | 445,2              | 529,0         | 7,7            | 1369,4                          | 3193,0                                            | 2902,5               | 6767,6                                    |
| 2037      | 312,7                       | 359,4              | 427,1         | 6,3            | 1105,5                          | 2783,8                                            | 2434,5               | 6130,4                                    |
| 2038      | 252,7                       | 290,4              | 345,0         | 5,1            | 893,2                           | 2429,0                                            | 2054,6               | 5587,6                                    |
| 2039      | 204,3                       | 234,8              | 279,0         | 4,1            | 722,2                           | 2121,2                                            | 1745,5               | 5126,9                                    |
| 2040      | 165,3                       | 190,0              | 225,8         | 3,3            | 584,4                           | 1853,8                                            | 1493,5               | 4737,8                                    |
| 2041      | 133,9                       | 153,9              | 182,8         | 2,7            | 473,3                           | 1621,4                                            | 1287,6               | 4411,3                                    |
| 2042      | 108,5                       | 124,7              | 148,2         | 2,2            | 383,6                           | 1419,2                                            | 1118,9               | 4140,0                                    |
| 2043      | 88,0                        | 101,1              | 120,2         | 1,8            | 311,1                           | 1243,0                                            | 910,5                | 3638,3                                    |
| 2044      | 71,4                        | 82,1               | 97,5          | 1,4            | 252,4                           | 1089,5                                            | 795,8                | 3434,5                                    |
| 2045      | 58,0                        | 66,7               | 79,2          | 1,2            | 205,0                           | 955,5                                             | 671,3                | 3129,0                                    |
| 2025-2045 | 14 210,2                    | 16 330,9           | 19 403,7      | 284,2          | 50 228,9                        | 81 328,9                                          | 95 301,7             | 162 254,4                                 |

Таблица 4.2.4 - Суммарные выплаты Государству в виде налогов 4 вариант

| Годы                  | НДПИ<br>на<br>добычу<br>нефти | Корпоративны<br>й подоходный<br>налог | Налог на<br>имущество | Социальны<br>й налог | Социальны<br>е<br>отчисления | Фонд<br>ОСМС  | Рентный<br>налог | Экспортна<br>я пошлина | Налог на<br>сверх<br>прибыль | Прочие<br>налоги | Доход<br>Государств<br>а всего | Доход<br>Государств<br>а всего с<br>учетом<br>инфляции |
|-----------------------|-------------------------------|---------------------------------------|-----------------------|----------------------|------------------------------|---------------|------------------|------------------------|------------------------------|------------------|--------------------------------|--------------------------------------------------------|
|                       | млн.тенг<br>е                 | млн.тенге                             | млн.тенге             | млн.тенге            | млн.тенге                    | млн.тенг<br>е | млн.тенг<br>е    | млн.тенге              | млн.тенг<br>е                | млн.тенг<br>е    | млн.тенге                      | млн.тенге                                              |
| 1                     | 2                             | 3                                     | 4                     | 5                    | 6                            | 7             | 8                | 9                      | 10                           | 11               | 12                             | 13                                                     |
| 2025                  | 246,6                         | 722,2                                 | 35,7                  | 8,4                  | 4,4                          | 2,6           | 663,5            | 558,4                  | 0,0                          | 0,16             | 2242,0                         | 2242,0                                                 |
| 2026                  | 658,7                         | 2106,8                                | 129,6                 | 9,7                  | 4,4                          | 2,6           | 1763,6           | 1484,3                 | 172,8                        | 0,18             | 6332,8                         | 6657,0                                                 |
| 2027                  | 903,2                         | 3089,1                                | 185,7                 | 9,7                  | 4,4                          | 2,6           | 2392,5           | 2013,6                 | 600,7                        | 0,18             | 9201,7                         | 10118,9                                                |
| 2028                  | 935,4                         | 3403,5                                | 182,2                 | 12,7                 | 5,8                          | 3,5           | 2465,2           | 2074,8                 | 3196,9                       | 0,22             | 12280,1                        | 13755,2                                                |
| 2029                  | 924,8                         | 3635,2                                | 151,4                 | 12,7                 | 5,8                          | 3,5           | 2434,4           | 2048,9                 | 5211,4                       | 0,22             | 14428,3                        | 16440,4                                                |
| 2030                  | 741,9                         | 3110,6                                | 121,0                 | 12,7                 | 5,8                          | 3,5           | 1949,2           | 1640,5                 | 4382,4                       | 0,22             | 11967,8                        | 14068,0                                                |
| 2031                  | 596,7                         | 2658,1                                | 96,8                  | 12,7                 | 5,8                          | 3,5           | 1564,1           | 1316,4                 | 3639,4                       | 0,22             | 9893,6                         | 12004,1                                                |
| 2032                  | 480,6                         | 2266,8                                | 77,2                  | 12,7                 | 5,8                          | 3,5           | 1256,7           | 1057,7                 | 3022,2                       | 0,22             | 8183,3                         | 10249,3                                                |
| 2033                  | 387,8                         | 1928,7                                | 61,5                  | 12,7                 | 5,8                          | 3,5           | 1010,9           | 850,8                  | 2472,5                       | 0,22             | 6734,3                         | 8719,5                                                 |
| 2034                  | 313,3                         | 1635,3                                | 48,9                  | 12,7                 | 5,8                          | 3,5           | 813,9            | 685,0                  | 1992,1                       | 0,22             | 5510,5                         | 7391,8                                                 |
| 2035                  | 253,5                         | 1380,1                                | 38,7                  | 12,7                 | 5,8                          | 3,5           | 655,9            | 552,0                  | 1571,0                       | 0,22             | 4473,3                         | 6237,4                                                 |
| 2036                  | 205,5                         | 1157,7                                | 30,5                  | 12,7                 | 5,8                          | 3,5           | 529,0            | 445,2                  | 1100,5                       | 0,22             | 3490,4                         | 5131,3                                                 |
| 2037                  | 166,8                         | 963,3                                 | 23,8                  | 12,7                 | 5,8                          | 3,5           | 427,1            | 359,4                  | 872,8                        | 0,22             | 2835,3                         | 4352,2                                                 |
| 2038                  | 135,6                         | 792,9                                 | 18,5                  | 12,7                 | 5,8                          | 3,5           | 345,0            | 290,4                  | 600,8                        | 0,22             | 2205,2                         | 3600,9                                                 |
| 2039                  | 110,5                         | 642,9                                 | 14,2                  | 12,7                 | 5,8                          | 3,5           | 279,0            | 234,8                  | 384,4                        | 0,22             | 1687,8                         | 2967,4                                                 |
| 2040                  | 90,2                          | 510,4                                 | 10,7                  | 12,7                 | 5,8                          | 3,5           | 225,8            | 190,0                  | 219,2                        | 0,22             | 1268,4                         | 2438,5                                                 |
| 2041                  | 73,8                          | 392,9                                 | 7,9                   | 12,7                 | 5,8                          | 3,5           | 182,8            | 153,9                  | 102,1                        | 0,22             | 935,4                          | 2003,8                                                 |
| 2042                  | 60,5                          | 288,1                                 | 5,6                   | 12,7                 | 5,8                          | 3,5           | 148,2            | 124,7                  | 28,0                         | 0,22             | 677,1                          | 1651,8                                                 |
| 2043                  | 49,5                          | 249,9                                 | 3,7                   | 7,7                  | 3,5                          | 2,1           | 120,2            | 101,1                  | 21,9                         | 0,13             | 559,8                          | 1422,5                                                 |
| 2044                  | 40,7                          | 170,0                                 | 2,2                   | 7,7                  | 3,5                          | 2,1           | 97,5             | 82,1                   | 0,0                          | 0,13             | 406,0                          | 1188,5                                                 |
| 2045                  | 33,5                          | 125,7                                 | 1,0                   | 5,6                  | 2,5                          | 1,5           | 79,2             | 66,7                   | 0,0                          | 0,10             | 315,8                          | 1011,7                                                 |
| <b>2025-<br/>2045</b> | <b>7 409,0</b>                | <b>31 230,3</b>                       | <b>1 246,8</b>        | <b>238,5</b>         | <b>109,0</b>                 | <b>65,4</b>   | <b>19 403,7</b>  | <b>16 330,9</b>        | <b>29 591,3</b>              | <b>4,1</b>       | <b>105 629,0</b>               | <b>133 652,4</b>                                       |

### ***Показатели экономической оценки вариантов разработки***

Технико-экономический анализ в настоящей работе проводился на основании основных правил экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов и соответствует требованиям международной практики оценки экономической эффективности инвестиционных проектов.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемую в виде соотношения между доходами и расходами предприятия. В настоящей работе были использованы следующие основные принципы и подходы оценки экономической эффективности проекта, применяемые в общепринятой мировой практике:

- моделирование потоков объемов продукции, ресурсов и денежных средств;
- определение эффекта путем сопоставления предстоящих доходов и расходов;
- расчет значений показателей экономической эффективности по проекту;
- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности к начальному периоду.

Для оценки эффективности проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

- чистая прибыль;
- денежные потоки наличности;
- дисконтированный поток денежной наличности (чистая приведенная стоимость).

В систему оценочных показателей так же включены:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- доход государства (налоги и платежи).

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к 2023 году, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Для данного проекта применены ставки дисконта 10%,15%,20%.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для решения вопроса об эффективности предложенного проекта. Решение о принятии его к реализации принимается с учетом результатов анализа всех полученных интегральных показателей и подходов к разработке месторождения.

Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности по рекомендуемому варианту приведен в таблице 4.2.5.



Таблица 4.2.5 - Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности 4 вариант

| Годы             | Валовый доход    | Капитальные вложения | Вычитаемые затраты | Амортизационные отчисления | Балансовая прибыль (+), убыток (-) | Налогооблагаемый доход | Корпоративный подоходный налог | Налог на сверхприбыль | Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат | Поток денежной наличности | Накопленный поток денежной наличности | Дисконтированный поток наличности (дисконт 10%) | Дисконтированный поток наличности (дисконт 15%) | Дисконтированный поток наличности (дисконт 20%) |
|------------------|------------------|----------------------|--------------------|----------------------------|------------------------------------|------------------------|--------------------------------|-----------------------|-------------------------------------------------|---------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
|                  | млн.тенге        | млн.тенге            | млн.тенге          | млн.тенге                  | млн.тенге                          | млн.тенге              | млн.тенге                      | млн.тенге             | млн.тенге                                       | млн.тенге                 | млн.тенге                             | млн.тенге                                       | млн.тенге                                       | млн.тенге                                       |
| 1                | 2                | 3                    | 4                  | 5                          | 6                                  | 7                      | 8                              | 9                     | 10                                              | 11                        | 12                                    | 13                                              | 14                                              | 15                                              |
| 2025             | 6200,3           | 4762,4               | 2752,0             | 162,8                      | 3448,3                             | 3611,2                 | 722,2                          | 0,0                   | 2726,1                                          | -1873,4                   | -1873,4                               | -1873,4                                         | -1873,4                                         | -1873,4                                         |
| 2026             | 17799,4          | 4364,9               | 8143,5             | 878,3                      | 9655,8                             | 10534,1                | 2 106,8                        | 172,8                 | 7376,2                                          | 3889,6                    | 2016,1                                | 3536,0                                          | 3382,2                                          | 3241,3                                          |
| 2027             | 26078,2          | 5306,7               | 12667,2            | 2034,6                     | 13411,0                            | 15445,7                | 3 089,1                        | 600,7                 | 9721,2                                          | 6449,1                    | 8465,2                                | 5329,8                                          | 4876,4                                          | 4478,5                                          |
| 2028             | 29020,2          | 1909,2               | 14589,8            | 2586,9                     | 14430,4                            | 17017,3                | 3 403,5                        | 3196,9                | 7830,0                                          | 8507,7                    | 16972,9                               | 6392,0                                          | 5593,9                                          | 4923,4                                          |
| 2029             | 30950,6          | 0,0                  | 15533,6            | 2759,0                     | 15417,0                            | 18176,0                | 3 635,2                        | 5211,4                | 6570,4                                          | 9329,3                    | 26302,3                               | 6372,1                                          | 5334,1                                          | 4499,1                                          |
| 2030             | 26764,5          | 0,0                  | 13597,1            | 2385,8                     | 13167,4                            | 15553,2                | 3 110,6                        | 4382,4                | 5674,3                                          | 8060,1                    | 34362,4                               | 5004,7                                          | 4007,3                                          | 3239,2                                          |
| 2031             | 23194,8          | 18,4                 | 11975,9            | 2071,3                     | 11218,9                            | 13290,3                | 2 658,1                        | 3639,4                | 4921,4                                          | 6974,3                    | 41336,7                               | 3936,8                                          | 3015,2                                          | 2335,7                                          |
| 2032             | 20126,5          | 0,0                  | 10590,0            | 1797,3                     | 9536,5                             | 11333,8                | 2 266,8                        | 3022,2                | 4247,5                                          | 6044,8                    | 47381,5                               | 3101,9                                          | 2272,5                                          | 1687,0                                          |
| 2033             | 17484,9          | 0,0                  | 9402,8             | 1561,4                     | 8082,1                             | 9643,6                 | 1 928,7                        | 2472,5                | 3680,9                                          | 5242,3                    | 52623,8                               | 2445,6                                          | 1713,7                                          | 1219,2                                          |
| 2034             | 15204,0          | 0,0                  | 8385,3             | 1357,7                     | 6818,7                             | 8176,4                 | 1 635,3                        | 1992,1                | 3191,3                                          | 4549,0                    | 57172,9                               | 1929,2                                          | 1293,1                                          | 881,6                                           |
| 2035             | 13232,5          | 0,0                  | 7513,6             | 1181,7                     | 5718,9                             | 6900,6                 | 1 380,1                        | 1571,0                | 2767,8                                          | 3949,5                    | 61122,3                               | 1522,7                                          | 976,2                                           | 637,9                                           |
| 2036             | 11526,8          | 0,0                  | 6767,6             | 1029,4                     | 4759,2                             | 5788,5                 | 1 157,7                        | 1100,5                | 2501,0                                          | 3530,3                    | 64652,7                               | 1237,4                                          | 758,8                                           | 475,1                                           |
| 2037             | 10049,5          | 0,0                  | 6130,4             | 897,4                      | 3919,0                             | 4816,5                 | 963,3                          | 872,8                 | 2082,9                                          | 2980,3                    | 67633,0                               | 949,6                                           | 557,0                                           | 334,3                                           |
| 2038             | 8768,8           | 0,0                  | 5587,6             | 783,1                      | 3181,2                             | 3964,3                 | 792,9                          | 600,8                 | 1787,6                                          | 2570,6                    | 70203,7                               | 744,6                                           | 417,8                                           | 240,3                                           |
| 2039             | 7657,6           | 0,0                  | 5126,9             | 683,8                      | 2530,7                             | 3214,5                 | 642,9                          | 384,4                 | 1503,4                                          | 2187,2                    | 72390,9                               | 576,0                                           | 309,1                                           | 170,4                                           |
| 2040             | 6692,4           | 0,0                  | 4737,8             | 597,6                      | 1954,6                             | 2552,2                 | 510,4                          | 219,2                 | 1224,9                                          | 1822,6                    | 74213,4                               | 436,3                                           | 224,0                                           | 118,3                                           |
| 2041             | 5853,3           | 0,0                  | 4411,3             | 522,7                      | 1442,0                             | 1964,7                 | 392,9                          | 102,1                 | 946,9                                           | 1469,6                    | 75683,1                               | 319,8                                           | 157,1                                           | 79,5                                            |
| 2042             | 5123,2           | 0,0                  | 4140,0             | 457,5                      | 983,2                              | 1440,7                 | 288,1                          | 28,0                  | 667,1                                           | 1124,6                    | 76807,7                               | 222,5                                           | 104,5                                           | 50,7                                            |
| 2043             | 4487,3           | 0,0                  | 3638,3             | 400,7                      | 849,0                              | 1249,7                 | 249,9                          | 21,9                  | 577,2                                           | 977,9                     | 77785,6                               | 175,9                                           | 79,0                                            | 36,7                                            |
| 2044             | 3933,0           | 0,0                  | 3434,5             | 351,2                      | 498,6                              | 849,8                  | 170,0                          | 0,0                   | 328,6                                           | 679,9                     | 78465,4                               | 111,2                                           | 47,8                                            | 21,3                                            |
| 2045             | 3449,5           | 0,0                  | 3129,0             | 308,0                      | 320,5                              | 628,5                  | 125,7                          | 0,0                   | 194,8                                           | 502,8                     | 78968,2                               | 74,7                                            | 30,7                                            | 13,1                                            |
| <b>2025-2045</b> | <b>293 597,4</b> | <b>16 361,6</b>      | <b>162 254,4</b>   | <b>24 808,5</b>            | <b>131 343,0</b>                   | <b>156 151,5</b>       | <b>31 230,3</b>                | <b>29 591,3</b>       | <b>70 521,4</b>                                 | <b>78 968,2</b>           | <b>78 968,2</b>                       | <b>42 545,4</b>                                 | <b>33 277,2</b>                                 | <b>26 809,1</b>                                 |

### 4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр

Для всех рассматриваемых вариантов разработки продуктивных горизонтов расчет коэффициента извлечения нефти проведен по формуле:

$$K_1 = K_1' \times K_1'' \quad (4.1)$$

$K_1$  – коэффициент охвата сеткой скважин, показывающий долю дренируемого объема нефтяных залежей при соответствующей сетке размещения скважин;

$K_2$  – коэффициент вытеснения нефти;

$K_3$  – коэффициент заводнения, показывающий долю извлечения подвижных запасов.

Для расчета составляющих коэффициента охвата сеткой скважин использованы следующие формулы:

$$K_1 = K_1' \times K_1'' \quad (4.2);$$

$$K_1' = 1 - \left( \frac{h_{н.мин}}{h_{нз}} \right)^2 \quad (4.3);$$

$$K_1'' = \exp \left( - \frac{W^2}{d^2} \times S' \times m_p \right) \quad (4.4).$$

В данных формулах  $K_1'$  – коэффициент, показывающий возможную долю разбурирования и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон.

$K_1''$  – коэффициент дренирования нефтяных пластов при принятой сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов;

$m_p$  – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами;

$W$  – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта-коллектора и пласта-неколлектора;

$d$  – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов;

$S'$  – площадь на одну скважину, км<sup>2</sup>/скв.

Часть геологических запасов нефти продуктивных пластов с нефтенасыщенной толщиной меньше некоторой минимальной  $h_{н.мин}/h_{нз}$ , установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку (табл. 4.3.1):

$$(h_{н.мин}/h_{нз})^2 = 1/[1+(A_2/(1-A_2)) \cdot \mu_v/\mu_n \cdot \gamma_n/\gamma_v]^2, \text{ где} \quad (4.5)$$

$A_2/(1-A_2)$  – предельный максимально допустимый весовой водонефтяной фактор;

$A_2$  – предельная весовая обводненность добываемой продукции;

$\mu_v/\mu_n$  – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

$\gamma_n/\gamma_v$  – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях.

Сопоставление утвержденных и расчетных КИН приведено в табл. 4.3.2. При определении коэффициента извлечения нефти применена апробированная в Республике Казахстан по коэффициентной методике, соответствующая действующим инструкциям.

Расчет технологических показателей разработки осуществлен на период до достижения 98% обводненности продукции скважины.

Коэффициент заводнения ( $K_3$ ) зависит от зональной и послойной неоднородности пластов по проницаемости, соотношения вязкости нефти и воды, системы размещения скважин, а также предельной обводненности добываемой продукции:

$$K_3 = K_{3n} + (K_{3k} - K_{3n}) \cdot A, \text{ где} \quad (4.6)$$

$$A = \frac{A_2}{A_2 + (1 - A_2) \mu_0}; \quad (4.7)$$

$\mu_0$  – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях.

$$K_{3n} = \frac{1}{1,2 + 4,2v^2}; \quad (4.8)$$

$$K_{3k} = \frac{1}{0,25 + 0,25v^2}; \quad (4.9);$$

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \left( 1 + \mu_* \right)^{\frac{\gamma_n}{\gamma_v}}, \text{ где} \quad (4.10)$$

$\mu_*$  – соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;

$v^2$  – квадрат коэффициента вариации расчетной послойной неоднородности пластов.

$$\mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_v} \cdot K_\phi, \text{ где} \quad (4.11)$$

$K_\phi$  – фильтрационный коэффициент.

$$K_\phi = K_2^{1,5}; \quad (4.12)$$

По результатам выполнения расчетов технологических показателей разработки можно отметить, что технологически в целом по всем объектам разработки как минимум достигаются утвержденные значения КИН.

**Таблица 4.3.2 – Сопоставление расчетных и утвержденных коэффициентов извлечения нефти**

| Объекты | Горизонты | Варианты | Расчетные коэффициенты, доли ед. |                       |                      |       |
|---------|-----------|----------|----------------------------------|-----------------------|----------------------|-------|
|         |           |          | К1 (охват вытеснения)            | К2 (вытеснения нефти) | К3(охват заводнения) | КИН   |
| I       | Сеноман   | 1        | 0,637                            | 0,503                 | 0,590                | 0,189 |
|         |           | 2        | 0,886                            | 0,503                 | 0,662                | 0,295 |
|         |           | 3        | 0,886                            | 0,503                 | 0,646                | 0,288 |
| II      | Альб      | 1        | 0,665                            | 0,495                 | 0,311                | 0,102 |
|         |           | 2        | 0,781                            | 0,495                 | 0,681                | 0,263 |
|         |           | 3        | 0,781                            | 0,495                 | 0,661                | 0,256 |
| III     | Апт       | 1        | 0,583                            | 0,660                 | 0,337                | 0,130 |
|         |           | 2        | 0,732                            | 0,660                 | 0,622                | 0,300 |
|         |           | 3        | 0,732                            | 0,660                 | 0,622                | 0,300 |

## 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

### 5.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.

Сравнение технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождения Пустынное производится по рентабельному периоду.

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют для 1 варианта 29 лет, 2 варианта 26 лет, 3 вариантов 27 лет и 4 варианта 21 год.

Вариант 1-предусматривает бурение 63 вертикальных скважин и 1 нагнетательной скважины.

Капитальные вложения запланированы на сумму 39,0 млрд. тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 959,3 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,288 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10%, а также сумма чистой прибыли по этому варианту ниже, чем по 2, 3 и 4 вариантам.

Вариант 2 предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 23 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 24 добывающих и 1 нагнетательная скважины. Для внедрения данного варианта потребуется 18,0 млрд. тенге капитальных вложений. Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 993,5 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,298 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10%, а также сумма чистой прибыли по этому варианту ниже, чем по 3 варианту.

3 вариант — предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 18 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 19 добывающих и 1 нагнетательная скважины.

Для внедрения данного варианта потребуется 12,4 млрд. тенге инвестиций. Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 990,3 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,297 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10%, а также сумма чистой прибыли по этому варианту имеют максимальные значения, однако этот вариант не может быть предложен к внедрению, так как утвержденный КИН не достигается.

4 вариант — предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 26 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 27 добывающих и 1 нагнетательная скважина.

Капитальные вложения для реализации данного варианта составляют 16,4 млрд.тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 999,0 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти достигается и равен 0,300 д.ед.

Учитывая рентабельность варианта разработки, а также проведение мероприятий, способствующих наиболее полному извлечению извлекаемых запасов нефти и обеспечивающих достижение утвержденного коэффициента извлечения нефти, к рекомендации предлагаем 4 вариант разработки.

Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки месторождения приведено в таблице 5.1.

Таблица 5.1 -Технико-экономические показатели вариантов разработки месторождения Пустынное

| №  | Наименование показателей                                  | Вариант 1     |                | Вариант 2     |                | Вариант 3     |                | Вариант 4                |
|----|-----------------------------------------------------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|--------------------------|
|    |                                                           | Расчетны<br>й | Прибыльны<br>й | Расчетны<br>й | Прибыльны<br>й | Расчетны<br>й | Прибыльны<br>й | Расчетный,<br>Прибыльный |
| 1  | Период расчета, годы                                      | 2024-2085     | 2024-2053      | 2024-2055     | 2024-2050      | 2024-2061     | 2024-2051      | 2024-2045                |
| 2  | Ввод добывающих вертикальных скважин из бурения, шт.      | 63            | 63             | 1             | 1              | 1             | 1              | 1                        |
| 3  | Ввод добывающих горизонтальных скважин из бурения, шт.    | 0             | 0              | 23            | 23             | 18            | 18             | 26                       |
| 4  | Ввод нагнетательных скважин из бурения, шт                | 1             | 1              | 1             | 1              | 1             | 1              | 1                        |
| 5  | Фонд добывающих скважин, шт                               | 63            | 63             | 22            | 22             | 19            | 19             | 27                       |
| 6  | Фонд нагнетательных скважин, шт                           | 1             | 1              | 1             | 1              | 1             | 1              | 1                        |
| 7  | Суммарная добыча нефти, тыс.т                             | 999           | 959,3          | 999,3         | 993,5          | 999           | 990,3          | 999                      |
| 8  | Суммарная добыча жидкости, тыс.т                          | 2536,2        | 2032,5         | 2485,4        | 2403,0         | 2271,9        | 2239,5         | 2957,5                   |
| 9  | Суммарная закачка воды, тыс.м3                            | 1517,8        | 1053,8         | 1458,2        | 1381,6         | 1238,9        | 1215,3         | 1917,9                   |
| 10 | Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т       | 999,0         | 959,3          | 999,3         | 993,5          | 999,0         | 990,3          | 999,0                    |
| 11 | Коэффициент извлечения нефти, д.ед                        | 0,300         | 0,288          | 0,300         | 0,298          | 0,300         | 0,297          | 0,300                    |
| 12 | Реализация нефти, тыс.т                                   | 997,0         | 957,4          | 997,3         | 991,5          | 997,0         | 988,3          | 997,0                    |
| 13 | Доход от реализации товарной нефти, млрд.тенге            | 523,5         | 375,0          | 358,4         | 349,7          | 362,1         | 345,2          | 293,6                    |
| 14 | Эксплуатационные затраты, млрд.тенге                      | 729,8         | 172,0          | 106,1         | 95,5           | 113,0         | 86,5           | 80,9                     |
| 15 | Общие затраты, млрд. тенге                                | 874,9         | 275,3          | 205,4         | 192,4          | 212,8         | 182,2          | 162,3                    |
| 16 | Капитальные вложения, млрд.тенге                          | 42,5          | 39,0           | 18,0          | 18,0           | 14,4          | 12,4           | 16,4                     |
| 17 | Суммарные выплаты Государству в виде налогов,млрд.тенге   | 349,5         | 159,0          | 161,8         | 158,9          | 166,8         | 160,8          | 133,7                    |
| 18 | Производственная себестоимость 1 тонны нефти, тыс.тенге/т |               | 156,2          |               | 84,4           |               | 75,3           | 72,6                     |
| 18 | Налогооблагаемая прибыль, млрд.тенге                      |               | 171,3          |               | 186,6          |               | 184,8          | 156,2                    |
| 19 | Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге                |               | 34,3           |               | 37,3           |               | 37,0           | 31,2                     |
| 20 | Налог на сверхприбыль, млрд.тенге                         |               | 21,7           |               | 34,2           |               | 38,0           | 29,6                     |
| 21 | Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге                    |               | 43,2           |               | 85,8           |               | 88,1           | 70,5                     |
| 22 | Поток денежной наличности, млрд.тенге                     |               | 76,3           |               | 97,0           |               | 97,4           | 79,0                     |
| 23 | Чистая приведенная стоимость при ставке 10%, млрд.тенге   |               | 21,9           |               | 43,1           |               | 43,6           | 42,5                     |

---

## 6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

### 6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

#### 6.1.1 Технологические условия эксплуатации скважин

Технологические условия эксплуатации, на которых базируется выбор способа добычи нефти, рационального оборудования и режимов его работы, определены исходя из геолого-промысловой характеристики разрабатываемых продуктивных горизонтов, физико-химических свойств флюидов и проектных технологических показателей, основанных на результатах опробования, испытания и исследования скважин.

Для принятия решения относительно механизированной добычи необходимо, прежде всего, выбрать способ подъема жидкости с забоя, который в наибольшей степени отвечал бы ожидаемым условиям на устье скважины и в продуктивном пласте, продуктивности скважины, свойствам добываемого флюида. Низкое газосодержание, соотношение давления насыщения нефти газом с пластовым давлением, высокое содержание смол, парафина накладывают ограничения на режимы эксплуатации скважин.

Рассмотрены наиболее распространенные системы механизированной добычи: плунжерными штанговыми глубинными насосами (ШГН), электровинтовыми насосными установками (ЭВН) и электроцентробежные насосы (ЭЦН).

Способ эксплуатации скважин установками ШГН обеспечивает диапазон добычи от 2 до 80 м<sup>3</sup>/сут и подъем продукции с глубины более 1500 м. Штанговые насосы находят широкое применение, т.к. просты по конструкции, хорошо изучены большинством операторов и могут быть рекомендованы для эксплуатации низко- и среднедебитных скважин.

Эксплуатация ШГН в средне- и низкопродуктивных скважинах остаётся технически оправданной и экономически достаточно эффективной. В условиях месторождения выбор оборудования и оптимизация параметров работы ШГН производится индивидуально по конкретной скважине, в зависимости от дебита жидкости и обводненности. Рекомендуется применение штанговых скребков со штанговращателем, в качестве меры по борьбе с парафиноотложениями.

При эксплуатации скважин с применением ШГН рекомендуется использовать вставные насосы НВ диаметром 32, 38, 44 мм, трубные насосы НН диаметром 32, 38, 44, 57 мм, которым соответствуют насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм, двухступенчатая колонна штанг диаметром 19 и 22 мм. На устье рекомендуется применять станок-качалку типа СК-4 грузоподъемностью 4 т.

Эксплуатация скважин электровинтовыми насосными установками (ЭВН) обеспечивает диапазон добычи от 10 до 200 м<sup>3</sup>/сут и подъем продукции с глубин до 1300 м при высоком содержании воды, газа и механических примесей. При этом ЭВН устойчивы к песку и абразивам и наиболее эффективны при добыче вязкой нефти. На область применения электровинтовых насосов накладывает ограничения наличие резиновой обоймы (эластомера) – высокие температуры на забое, наличие агрессивных компонентов в извлекаемой продукции.

Учитывая опыт предыдущей эксплуатации ЭВН на месторождении, рекомендуются к применению электровинтовые насосные установки, статор которых спускается на НКТ диаметром 73 мм. Колонна НКТ должна быть оборудована якорем. Ротор спускается на одноступенчатой колонне штанг диаметром 19 или 22 мм. Устье скважины оборудуется электроприводом и шкафом управления.

Эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов (ЭЦН) обеспечивает широкий диапазон добычи жидкости, как правило, от 30 до 1000 м<sup>3</sup>/сут и более, при подъеме продукции с глубин свыше 2000 м. Установки ЭЦН относятся к бесштанговым глубинным насосам и отличаются высокой производительностью, что делает их эффективными для эксплуатации высокодебитных и высокообводненных скважин. Основными ограничениями применения ЭЦН являются повышенная чувствительность к свободному газу и механическим примесям, а также необходимость обеспечения надежного электроснабжения. При соответствующем подборе оборудования, применении газосепараторов, устройств защиты и систем контроля ЭЦН могут эффективно использоваться в широком диапазоне геолого-технических условий.

В случае роста дебитов скважин, повышения обводненности продукции или изменения условий эксплуатации допускается применение установок ЭЦН при условии технико-экономического обоснования и индивидуального подбора оборудования для конкретной скважины.

Таблица 6.1.1 – Параметры работы скважин оборудованных ЭВН

| № п/п | № скв. | Горизонт                          | Способ эксплуатации | Диаметр экс. колонны, мм | Искусственный забой, м | Интервалы перфорации, м         | Тип насоса | Подвеска, м | Фактические параметры за март 2026 г. |               |            |         |           |      |       |       |
|-------|--------|-----------------------------------|---------------------|--------------------------|------------------------|---------------------------------|------------|-------------|---------------------------------------|---------------|------------|---------|-----------|------|-------|-------|
|       |        |                                   |                     |                          |                        |                                 |            |             | Обороты ротора, об/мин                | Qтеор, м³/сут | Qж, м³/сут | Обв., % | Qн, т/сут | Кпод | Ндин. | Рзтр. |
| 1     | P-1    | K <sub>2</sub> s-1                | ЭВН                 | 168,3                    | 337,21                 | 294-302                         | ВН-32 м³   | 279         | 50                                    | 16            | 9,1        | 0,4     | 8,5       | 0,6  | 204,9 | 0,4   |
| 2     | P-2Н   | K <sub>1a</sub>                   | ЭВН                 | 168,3                    | 1208,0                 | 865-895<br>965-995<br>1150-1208 | ВН-32 м³   | 691         | 50                                    | 16            | 8,6        | 3,5     | 7,8       | 0,5  | 481,4 | 17,1  |
| 3     | P-3Н   | K <sub>2</sub> s-2                | ЭВН                 | 168,3                    | 662,98                 | 379,46-501,47<br>521,61-651,76  | ВН-32 м³   | 337         | 60                                    | 19            | 14,4       | 1,1     | 13,4      | 0,8  | 179   | 0,0   |
| 4     | P-4Н   | K <sub>2</sub> s-1                | ЭВН                 | 168,3                    | 681,94                 | 449,76-681,94                   | ВН-32 м³   | 346         | 70                                    | 22            | 16,0       | 0,2     | 15,0      | 0,7  | 34,5  | 0,0   |
| 5     | P-5Н   | K <sub>2</sub> s-2                | ЭВН                 | 168,3                    | 786,13                 | 490-497                         | ВН-32 м³   | 480         | 50                                    | 16            | 10,8       | 7,6     | 9,4       | 0,7  | 343,4 | 4,8   |
| 6     | P-6Н   | K <sub>2</sub> s-1                | ЭВН                 | 168,3                    | 675,01                 | 405,21-675,01                   | ВН-32 м³   | 355         | 50                                    | 16            | 16,0       | 21,0    | 11,9      | 1,0  | 27,8  | 0,0   |
| 7     | P-7Н   | K <sub>2</sub> s-2                | ЭВН                 | 168,3                    | 657,13                 | 397,03-657,13                   | ВН-22 м³   | 337         | 70                                    | 15            | 15,4       | 0,3     | 14,4      | 1,0  | 183   | 0,0   |
| 8     | P-8Н   | K <sub>2</sub> s-2                | ЭВН                 | 168,3                    | 722,57                 | 424,24-722,98                   | ВН-25 м³   | 337         | 90                                    | 23            | 16,2       | 0,4     | 15,2      | 0,7  | 112,4 | 0,0   |
| 9     | P-9    | K <sub>2</sub> s-1                | ЭВН                 | 168,3                    | 340,39                 | 298-305                         | ВН-25 м³   | 277         | 50                                    | 13            | 11,7       | 43,8    | 6,2       | 0,9  | 78,7  | 1,0   |
| 10    | P-10   | K <sub>1a</sub>                   | ЭВН                 | 168,3                    | 797,13                 | 767-771                         | ВН-25 м³   | 697         | 90                                    | 13            | 37,1       | 0,4     | 34,7      | 2,9  | 229,6 | 36,3  |
| 11    | P-11   | K <sub>1a</sub> l <sub>2</sub> -1 | ЭВН                 | 168,3                    | 595                    | 430,7-436,7                     | ВН-25 м³   | 417         | 50                                    | 13            | 12,0       | 24,4    | 8,5       | 1,0  | 129,4 | 0,3   |
| 12    | P-15Н  | K <sub>2</sub> s-2                | ЭВН                 | 127                      | 793                    | 411-793,02                      | ВН-25 м³   | 363         | 50                                    | 13            | 11,8       | 17,5    | 9,2       | 0,8  | 77,8  | 0,0   |
| 13    | P-16Н  | K <sub>2</sub> s-2                | ЭВН                 | 127                      | 813                    | 512,8-812,87                    | ВН-25 м³   | 367         | 65                                    | 16            | 12,8       | 10,7    | 10,7      | 0,8  | 85,9  | 0,2   |
| 14    | P-26   | K <sub>2</sub> s-1                | ЭВН                 | 168,3                    | 470                    | 305-308                         | ВН-25 м³   | 282         | 50                                    | 13            | 10,7       | 39,2    | 6,1       | 0,8  | 287,6 | 1,8   |

## **6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов**

### **6.2.1 Мероприятия по борьбе с парафиновыми отложениями**

Нефть месторождения характеризуется как высоковязкая с содержанием Асфальто-смол – до 14,1%, парафина – до 3,66% и серы – до 1,68%. Исходя из этого можно предположить, что в процессе эксплуатации скважин возможны отложения смол и выпадение парафинов как во внутрискважинном оборудовании, так и в наземных коммуникациях и оборудовании, что может привести к снижению производительности скважин. Интенсивность асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) зависит от содержания смол и парафинов в нефти, их свойств, термобарических условий, технологических и других факторов.

В состав смолистых веществ входят азот, сера. В связи с испарением и окислением нефти в ней увеличивается содержание смолистых веществ. Содержание смол возрастает при контакте с краевыми водами. Нефти обводненных скважин оказываются более смолистыми даже в пределах одного и того же месторождения.

Основными условиями, способствующими парафинообразованию, являются следующие факторы:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов.

Из практического опыта известно, что для низкодебитных скважин наиболее эффективны химические методы борьбы с АСПО, для среднедебитных - механические и тепловые, высокообводненных – защитные покрытия.

К основным способам борьбы с отложениями парафина относится использование НКТ с гладкими защитными поверхностями.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для очистки НКТ от АСПО в скважинах рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- полимерные скребки-центраторы.

Для предотвращения и удаления отложений АСПО из ствола скважин и восстановления их продуктивности применяются следующие методы: тепловые, физические, химические и механические.

При эксплуатации скважин установками ЭВН применение высокотемпературной пропарки паром непосредственно в скважине недопустимо, так как высокие температуры разрушают резиновый эластомер статора насоса. Среди тепловых методов борьбы с АСПО для скважин с ЭВН применяется промывка выкидных линий и наземных коммуникаций горячей нефтью, а также прогрев устьевого оборудования. В качестве превентивной меры рекомендуется применение греющего кабеля на выкидных линиях и НКТ для поддержания температуры продукции выше температуры кристаллизации парафина.

Физические методы основываются на применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. Наиболее перспективными из физических методов являются воздействие переменных электромагнитных полей на парафинистую нефть, а также применение устройств на основе постоянных магнитов, предотвращающих образование АСПО и не требующих химических реагентов и электроэнергии.

В основе действия реагентов-ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе, раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью. По этому признаку ингибиторы подразделяются на смачивающие агенты, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы.

Обводнение изменяет физические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию.

Обводнение ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть-вода-смолопарафиновые компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

### **6.2.2 Мероприятия по защите от пескопроявления**

Вынос песка из пласта приводит к нарушению устойчивости пород в призабойной зоне, к обвалу пород и, как следствие, к деформациям (смятию) эксплуатационных колонн и нередко к выходу из строя скважин. Песок, поступающий в скважину, осаждаясь на забое, образует пробку, которая существенно снижает текущий дебит скважины, что приводит также к усиленному износу эксплуатационного оборудования.

Для борьбы с пескопроявлением существуют следующие методы:

- регулирование отбора жидкости из скважины;
- установка защитных приспособлений для сепарации песка у башмака насосно-компрессорных труб или у приема глубинного насоса;
- вынос поступающего песка на поверхность;
- удаление пробки промывкой или желонированием;
- использование различных цементирующих веществ для закрепления пород призабойной зоны.

Из вышеперечисленных методов рекомендуется наиболее простой метод по защите от пескопроявлений, такой как установка средств механического задержания песка. Для этой цели используются проволочные, щелевые и намывные гравийные фильтры.

При выборе и определении технических характеристик фильтров учитываются следующие факторы:

- форма фильтрационной поверхности не должна искажать профиль потока флюида и предупреждать кольматацию фильтра, способствуя образованию за фильтром естественного фильтрационного слоя из крупных частиц пластового песка;
- проницаемость фильтрующей поверхности должна быть максимальной;
- выбор ширины щелей или размера пор гравия по отношению к диаметру частиц выносимого из пласта песка.

Ликвидация песчаных пробок на месторождении осуществляется путем периодического промывания. В качестве промывочной жидкости применяется нефть, вода (обработанная ПАВ), глинистый раствор и т.д. Промывка основана на использовании энергии струи закачиваемой жидкости для разрушения песчаной пробки и выноса песчинок на поверхность.

### **6.2.3 Мероприятия по борьбе с парафиновыми отложениями**

Воды месторождения Пустынное характеризуются повышенной минерализацией, которая составляет 9,95–140,11 г/л. Реакция среды изменяется от слабокислой до нейтральной, значения pH составляют 6,0–7,4. Таким образом, пластовая вода месторождения обладает коррозионной агрессивностью.

При соответствующем выборе материалов, исключающем растрескивание металла компоновки скважины, следующим шагом является принятие мер по защите металла от коррозии электрохимического характера.

Для добывающих скважин, необводненных или характеризующихся малой обводненностью, применение технологических методов обеспечит снижение уровня

коррозии до приемлемых. На последующих стадиях (стадия обводнения) потребуется, помимо технологических, применение комплекса специальных методов защиты.

К специальным методам защиты оборудования скважин относится химическое ингибирование. Применение химических методов защиты усилит сопротивляемость материалов коррозионным разрушениям. Из существующих средств защиты от коррозии применение ингибиторов по ряду причин особенно эффективно.

Технологические методы защиты оборудования системы сбора и транспортирования продукции представляют собой комплекс мероприятий, включающий применение герметизированных систем сбора и подготовки, транспортирования нефти; эксплуатацию трубопроводов сырой нефти со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др.

Для выкидных линий проектируемых скважин применяется низколегированная углеродистая сталь, технические условия которого должны удовлетворяют требованиям по сопротивляемости коррозии.

С целью предупреждения порывов и разливов нефти на нефтепромысле рекомендуется проведение периодического ультразвукового контроля толщины нижней образующей нефтепроводов.

Своевременное применение мероприятий по защите от коррозии обеспечит надежность эксплуатации оборудования. Необходимо предусмотреть организацию коррозионного мониторинга - наблюдение за скоростью коррозии всех видов, контроль эффективности применяемых методов защиты.

### **6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин**

В соответствии с «ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», объекты сбора и транспорта продукции скважин должны обеспечивать:

- герметизированный сбор добываемой продукции от скважин до замерных установок и до врезки нефтепроводов на ЦППН с минимальными гидравлическими потерями;
- подключение нефтяных скважин к замерным установкам для достоверного замера дебита продукции каждой скважины;
- возможность проведения на скважинах гидродинамических исследований;
- контроль технологических параметров работы оборудования;
- контроль параметров сырой и товарной нефти;
- дегазацию нефти;

- подготовки товарной нефти в соответствии с требованиями СТ РК 1347–2005 (ГОСТ Р 51858–2002, MOD);
- подготовку сточной воды для закачки в систему поддержания пластового давления (ППД);
- учет объемов подготовленной нефти и сточной воды;
- учет добычи промысловой продукции месторождения в целом, достоверный замер поступающей на ЦППН с нефтепромыслов продукции;
- учет объемов добычи попутного газа и объемов газа, потребляемого на собственные нужды и сдаваемого на объекты утилизации;
- надежность эксплуатации всех технологических звеньев объектов сбора, транспорта, подготовки нефти и газа;
- автоматизацию и телемеханизацию всех технологических процессов;
- минимальные технологические потери нефти и газа.

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки, где осуществляется ее подготовка до товарной кондиции с последующей сдачей потребителю.

Существующая система сбора на месторождение Пустынное следующая: добываемая продукция при помощи винтовых насосов ВН направляется по выкидным линиям на РГС-70 м<sup>3</sup>. После заполнения одного из РГС продукция через насосы НБ-125 и 4НК через наливной стояк наполняется в нефтевозы, для транспортировки продукции на месторождение Кара-Арна на прием, подготовку и ответхранение. Учет добываемой продукции осуществляется в РГС вручную при помощи метрштока.

В перспективе планируется строительство УПН (установка подготовки нефти) и нефтепровод Пустынное-Кара-Арна.

Система сбора и транспортировка жидкости на месторождении будет осуществляться по следующей схеме: пласт – скважина – выкидная линия – АГЗУ – установка подготовки нефти (УПН), дальше нефть транспортируется по нефтепроводу до УПН Кара-Арна, для дальнейшей подготовки и реализации.

В качестве объектов автоматизации рассматриваются следующие технологические сооружения и оборудование:

- Нефтескважинная водонагнетательная автоматическая замерная установка – бшт.;
- Емкость подземная дренажная горизонтальная V=20м<sup>3</sup> – 6 ед.;
- Центробежный насос секционный (двигатель 18,5 кВт) со станцией управления, частотным преобразователем 30 кВт ЦНС 4НК 5х1-55Т – 4 ед.;

- Центробежный насос 20/40 – 2 ед.;
- Центробежный насос 30/910 (для пластовой воды) – 2 ед.;
- Центробежный насос 30/910 (для сырой нефти) – 2 ед.;
- Отстойник нефти с патронным фильтром ОПФ 3000 – 1 ед.;
- Дренажная емкость ЕП-63 с полупогружным насосом НВ-Е-50/50 – 1 ед.;
- Печь подогрева ПП-0,63 – 2 ед.;
- БДР-2,5 – 1 ед.;
- Резервуары РВС 2000м<sup>3</sup> для хранения нефти и нефтепродуктов – 2 ед.;
- резервуары РВС-400 м<sup>3</sup> для хранения пластовой воды – 2 ед.

Продукция эксплуатационных скважин, работающих механизированным способом, под устьевым давлением по герметизированной однетрубной системе с  $P=0,5$  МПа направляется через выкидные линии Ø89мм на групповые замерные установки АГЗУ-1, АГЗУ-2, АГЗУ-3, АГЗУ-4, АГЗУ-5, АГЗУ-6 расположенные в местах наибольшей концентрации скважин. Замер дебита жидкости производится автоматически, а также предусмотрено индивидуально по скважинам вручную, в калиброванной замерной (тестовой) емкости.

С помощью дозирочного насоса БР-2,5 дозируется деэмульгатор для улучшения процесса обезвоживания нефти, далее по нефтепроводу Ø159 мм через манифольд направляется на УПН Пустынное, в один из РВС №1 (2000м<sup>3</sup>) или РВС№2 (2000м<sup>3</sup>) в зависимости от заполняемого РВС, далее сырая нефть через переточную линию при помощи Центробежного насоса (2 ед.) и печь подогрева ПП-0,63, нагревающей нефть до температуры +50-60°С и попутно с помощью блока дозирования реагентов БДР-2,5 добавляется деэмульгатор, предназначенный по нефтепроводу Ø159мм направляется на месторождение Кара-Арна для дальнейшей подготовки и реализации.

Отделившаяся пластовая вода из РВС №1 (2000м<sup>3</sup>) или РВС№2 (2000м<sup>3</sup>) насосами перекачки направляется РВС №4 (V-400м<sup>3</sup>) или РВС №5 (V-400м<sup>3</sup>) для сбора пластовой воды, откуда производится закачка пластовой воды в пласт посредством насосов ЦНС.

По мере накопления пластовая вода насосами ЦНС-30/910 (2 ед.) подается в систему поддержания пластового давления и закачивается в нагнетательные скважины.

Для сбора производственных стоков проектом предусмотрена подземная дренажная емкость ЕП-63 объемом 63 м<sup>3</sup>.

К нефтесборным сетям относятся выкидные линии от скважин до ГЗУ и коллекторы от ГЗУ до УПН. Все нефтепроводы распложены подземно на глубине 1м. и изолированы изоляционной пленкой ПХЛ с предварительным нанесением на поверхности трубы антикоррозийной грунтовки Праймер.

На рисунке 6.1 представлена планируемая принципиальная технологическая схема УПН месторождении Пустынное для сбора скважинной продукции.

В дальнейшем при увеличении добычи планируется рассмотреть модернизацию и увеличение мощностей пункта сбора. В частности, в рамках корректировки проекта обустройства предусматривается увеличение суммарной емкости резервуаров пластовой воды до 1 200–1 600 м<sup>3</sup>, строительство водораспределительного блока на 4 нагнетательные скважины, а также расширение системы АГЗУ для подключения 16 дополнительных добывающих скважин.

### *Технологические потери нефти*

Технологические потери нефти при добыче приняты с учетом технологически связанных процессов, обусловленных принятой схемой разработки и обустройства месторождения Пустынное.

Под технологическими потерями нефти понимают безвозвратные потери (уменьшение массы) нефти, связанные с реализуемыми техническими проектами обустройства месторождений, обусловленные технологическими особенностями производственного цикла, а также физико-химическими характеристиками добываемой из недр нефти.

Технологические потери нефти по видам подразделяются на потери от:

- испарения нефти;
- уноса капельной нефти потоком нефтяного (попутного) газа;
- уноса капельной нефти потоками нефтепромысловых дренажных вод при подготовке нефти до товарных кондиций.

Норматив технологических потерь нефти месторождения при подготовке, хранении и транспортировке составили – 0,409% от объема добытой нефти.

Расчет потерь нефти по рекомендуемому варианту разработки представлен в таблице 6.3.1.

**Таблица 6.3.1 – Расчет потерь нефти**

| Годы | Добыча нефти,<br>тыс. т | Норматив<br>потерь нефти, % | Объем потерь нефти, тыс.<br>т |
|------|-------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| 2026 | 65,2                    | 0,409                       | 0,0266                        |
| 2027 | 97,4                    | 0,409                       | 0,0398                        |
| 2028 | 114,1                   | 0,409                       | 0,0466                        |

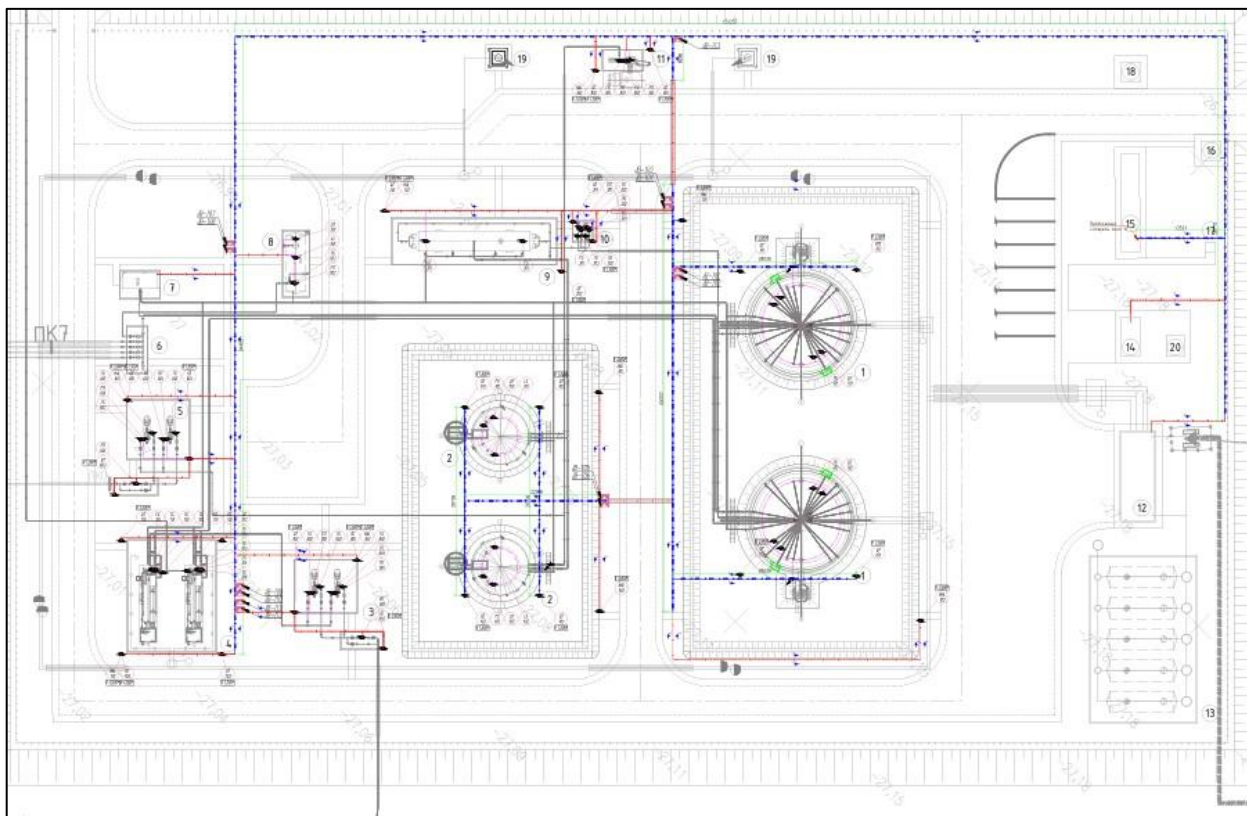


Рис. 6.3.1 – Схема сбора и транспорта продукции на месторождении

#### 6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Согласно подсчету запасов нефти 2026 г, запасы растворенного газа по месторождению не утверждались и не поставлены на баланс.

#### 6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

На текущий момент месторождение находится на I стадии и идет ее разбуривание. Согласно рекомендуемому 2 варианту, система ППД предусмотрена с 2027 г на первом объекте. Согласно уточненной концепции разработки недропользователя организация системы ППД планируется с 2027 г.

В качестве основного источника водоснабжения системы ППД планируется использовать попутно добываемую воду месторождения.

#### Подготовка пластовой воды

Объем очищенной пластовой воды, закачиваемой в продуктивный пласт через нагнетательную скважину, должен обеспечить вытеснение нефти и устойчивую приемистость скважины при оптимальных давлениях закачки. Качество воды должно быть таким, чтобы снижение приемистости скважин не превышало 20-30 % от первоначального её значения в течение 6,12 месяцев.

Требования к качеству воды, закачиваемой в пласт, регламентируются СТ РК 1662-2007.

Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления приведены в таблице 6.5.1.

**Таблица 6.5.1 - Требования по содержанию примесей**

| Проницаемость пористой среды коллектора, мкм <sup>2</sup>                                          | Коэффициент относительной трещиноватости коллектора | Допустимое содержание в воде, мг/л |                |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|------------------------------------|----------------|
|                                                                                                    |                                                     | механических примесей              | нефти          |
| до 0,1 вкл.<br>свыше 0,1                                                                           | -                                                   | до 3<br>до 5                       | до 5<br>до 10  |
| до 0,35 вкл.<br>свыше 0,35                                                                         | от 6,5 до 2 вкл.<br>менее 2                         | до 15<br>до 30                     | до 15<br>до 30 |
| до 0,6 вкл.<br>свыше 0,6                                                                           | от 35 до 3,6 вкл.<br>менее 3,6                      | до 40<br>до 50                     | до 40<br>до 50 |
| Примечание - Коэффициент относительной трещиноватости определять в соответствии с РДС 39-01-041-81 |                                                     |                                    |                |

Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм 90 % частиц должно быть не крупнее 5 мкм.

## **6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения**

На начальном этапе предусматривается разработка месторождения на естественном режиме и применение методов повышения нефтеотдачи не предусматривается.

## **6.7 Техника и технология добычи природного газа**

Запасы газа не утверждались и не поставлены на баланс. Добыча газа не предусматривается.

## 7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

### 7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин на месторождении и их назначения. Бурение проектной скважины планируются на меловые горизонты.

Глубина спуска обсадных колонн определяется геологическими условиями, в которых бурится скважина. Фактическая глубина башмака обсадной колонны различна для разных скважин - она зависит от залегания продуктивного пласта. Однако для большинства скважин глубина будет определяться одним и тем же фактором - свойствами встретившегося разреза. Конструкция скважин проектируется в соответствии с действующими инструктивно-методическими документами, и предусматривает:

**Для скважин глубиной 800(±250)м**

1. Направление □ 323,9 мм, или 339,7 мм, спускается на глубину 50 м. цементируется до устья, спускается с целью перекрытия неогеновых отложений.

2. Кондуктор □ 244,5 мм, спускается на глубину 250 м, цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну и установки ПВО.

3. Эксплуатационная колонна □ 168,3 мм спускается на глубину 800(±250)м. Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи нефти. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы.

**Таблица 7.1.1. - конструкция вертикальных скважин**

| Наименование колонн | Диаметр, мм |             | Глубина спуска колонны, м (по вертикали/по стволу) | Высота подъема цемента, м |
|---------------------|-------------|-------------|----------------------------------------------------|---------------------------|
|                     | Долота      | Колонны     |                                                    |                           |
| Направление         | 393,7/444,5 | 323,9/339,7 | 50                                                 | До устья                  |
| Кондуктор           | 295,3       | 244,5       | 250                                                | До устья                  |
| Эксплуатационная    | 215,9       | 168,3       | 800 (±250)                                         | До устья                  |

В данной работе предлагается бурения горизонтальных скважин для уточнения технологических показателей разработки месторождения, а также в таблице 7.1.2 представлены конструкция горизонтальных скважин, предусмотренных в рамках настоящего проекта.

**Таблица 7.1.2. – Проектные конструкции горизонтальных скважин с измеренной глубиной 1000 (±300) м**

| Наименование колонн | Диаметр, мм |             | Глубина спуска колонны, м (по вертикали/по стволу) | Высота подъема цемента, м |
|---------------------|-------------|-------------|----------------------------------------------------|---------------------------|
|                     | Долота      | Колонны     |                                                    |                           |
| Направление         | 393,7/444,5 | 323,9/339,7 | 50                                                 | До устья                  |
| Кондуктор           | 295,3       | 244,5       | 510/525                                            | До устья                  |
| Экс. колонна        | 215,9       | 168,3       | 740/1000                                           | До устья                  |

### ТИПЫ И ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

| Интервал обсадной колонны               | Кондуктор                             | Эксплуатационная колонна              |
|-----------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Диаметр ствола/колонны, мм              | 295,3/244,5                           | 215,9/168,3                           |
| Тип раствора                            | Ингибированный KCl полимерный раствор | Ингибированный KCl полимерный раствор |
| плотность раствора (г/см <sup>3</sup> ) | 1,15-1,18                             | 1,18-1,24                             |

### Требования к буровому раствору и выбор типа промывочной жидкости

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами:

- обеспечивать быстрое и бесперебойное бурение всех интервалов скважины;
- при контакте со стенками скважины обеспечивать их устойчивость, не допускать разбухания глин;
- обладать хорошими реологическими свойствами для качественной очистки забоя от выбуренной породы;
- обеспечивать качественное вскрытие продуктивных горизонтов и бурение с низким риском аварий;
- не допускать приток углеводородов, воды, сероводорода;
- обеспечивать качественное цементирование обсадных колонн;
- оказывать минимальное воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать минимальный уровень образующихся отходов.

При выборе промывочной жидкости необходимо учитывать возможные осложнения, которые могут встретиться при бурении скважин.

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водо-чувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагентов должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми. Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в

процессе бурения и перед спуском колонн прокачивать вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2м<sup>3</sup>.

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин, и корректироваться в процессе бурения, с учетом последних данных о пластовых давлениях для каждой скважины.

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявления, сужение ствола скважины, поглощения бурового раствора. Они встречаются при бурении мезозойских горизонтов. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, ближе к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение трехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко - и илоотделителя, а также четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

Тампонажные работы:

- использование в качестве тампонажного материала высококачественного тампонажного цемента с повышенной сульфатостойкостью типа (I (HSR) (в соответствии со стандартом АНИ) и тампонажного портландцемента типа ПЦТ-G (ГОСТ 1581-2019);
- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин, и стабилизации раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости и станции контроля цементирования СКЦ-3М;
- выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости;
- использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи, диспергаторы, ускорители и замедлители сроков схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня (ввод расширителей типа НРС или аналог СИГБ до 2%).

В соответствии с конструкциями скважин, предлагается цементирование скважин производить по следующей схеме.

Направление □323,9 цементируется тампонажным раствором с использованием цемент – типа G. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более 50 см<sup>3</sup>/30 мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %) ускоренное формирование цементного камня с целью сокращения времени ОЗЦ, улучшения качества крепления и предотвращения заколонных флюидопроявлений. Для регулирования свойств тампонажного раствора использовать понизители вязкости (диспергаторы) типа лигносульфонатов, понизители водоотдачи на полимерной основе, ускорители срока схватывания.

Тампонажный раствор – с нормальной плотностью (1,56 г/см<sup>3</sup>), для раннего набора прочности в качестве добавки применяются ускорители сроков схватывания, понизители водоотдачи, диспергаторы.

Кондуктор 244,5 цементируется тампонажным раствором с использованием цемент – типа G. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более 50 см<sup>3</sup>/30 мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %) ускоренное формирование цементного камня с целью сокращения времени ОЗЦ, улучшения качества крепления и предотвращения заколонных флюидопроявлений. Для регулирования свойств тампонажного раствора использовать понизители вязкости (диспергаторы) типа лигносульфонатов, понизители водоотдачи на полимерной основе, ускорители срока схватывания.

Тампонажный раствор – с нормальной плотностью (1,80 г/см<sup>3</sup>), для раннего набора прочности в качестве добавки применяются ускорители сроков схватывания, понизители водоотдачи, диспергаторы.

Эксплуатационная колонна □ 168,3 цементируется следующим образом:

На начало цементирования закачать в скважину буферную жидкость (вода и водный раствор ПАА - 0,03% концентрация 5м<sup>3</sup> + 3м<sup>3</sup> ПАА).

Используется тампонажный раствор с двумя порциями, облегченный с плотностью 1,56 г/см<sup>3</sup> и нормальной плотности 1,85 г/см<sup>3</sup>. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более 30 см<sup>3</sup>/30 мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %). В качестве добавок применять понизители водоотдачи, диспергаторы, замедлители, а в качестве расширителя НРС или аналог СИГБ до 2 %.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента.

2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования.

3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме соответствующей объему очередной обсадной колонны.

Для обеспечения заданных плотностей цементного раствора, регулирования реологических свойств, и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа ОСР, блока манифольда БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей срока схватывания и расширителей цемента позволило бы более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 4 часов, а в качестве замедлителя срока схватывания цементного раствора рекомендуется использовать НТФК в объеме 0,3-0,4 % по массе к сухому цементу.

Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока строго в соответствии с нормами и требованиями Технического проекта на бурение скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.

## **7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин**

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном полимерным раствором, строго соблюдая его проектные параметры. При этом депрессия на пласт не должна превышать 5 % пластового давления. С этой целью, вскрытие горизонта производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые, к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов являются:

- создание противодавления на пласт, достаточное для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;

- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

На основе анализа сравнительных показателей различных кумулятивных перфораторов для вторичного вскрытия продуктивных пластов рекомендуется применить перфорационные системы фирмы Шлюмберже PowerJet 41/2□ НМХ, с плотностью зарядов 16 отв. на м<sup>2</sup>, прошедшие апробацию и показавшие хорошие результаты не только на месторождениях стран дальнего зарубежья, но и на месторождениях Казахстана.

Достоинствами перфорационных систем PowerJet НМХ являются:

глубина проникновения зарядов составляет от 1,2 до 3 м, в зависимости от условия залегания коллектора, и как следствие, зона проникновения фильтрата промывочной жидкости минимально влияет на продуктивность скважины;

интервал перфорации превышает 5 м, что значительно уменьшает времени спуско-подъемных операций;

проводится «чистая» перфорация за счет депрессии на пласт, позволяющая снизить до минимума негативные факторы, связанные с прострелочно-взрывными работами, прежде всего засорения каналов и самой породы продуктами взрыва.

Промысловой практикой и научно-исследовательскими работами подтверждено, что дебит скважины будет больше в том случае, если при проведении перфорационных работ применять чистые жидкости (техническая или минерализованная вода, нефть) и, если будет обеспечена промывка перфорационных каналов обратным потоком пластового флюида из пласта в скважину. А это достигается при перфорации с перепадом давления, направленного в сторону ствола скважины, а не в пласт.

Для снижения вредного воздействия, оказываемого буровым раствором на продуктивный пласт во время бурения, и исключения вредного воздействия перфорационной жидкости во время перфорации при репрессии, рекомендуем перфорировать продуктивные пласты, при депрессии на пласт, в среде чистой жидкости перфораторами, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах.

Поэтому в качестве промывочной и перфорационной жидкости рекомендуются:

Направление – бурение вести с использованием технической воды.

Кондуктор - бурение под колонну, для недопущения осложнений и перекрытия зон поглощений, водопроявления и Газопроявления техногенного характера следует производить заранее приготовленным полимерным раствором, стабилизированным реагентами для уменьшения водоотдачи бурового раствора, глинизации стенок скважины и предупреждения проникновения фильтрата в пласт. В случае возникновения поглощений бурового раствора использовать 2-3 вида наполнителей с различными размерами частиц

(зернистые, волокнистые, чешуйчатые) в количестве 2 % к объему бурового раствора. Для поддержания щелочности бурового раствора на уровне  $\text{pH}=9,0\text{--}10,0$  вводить каустическую соду ( $\text{NaOH}$ ). По окончании бурения ствол скважины необходимо промыть в течение двух циклов с целью дополнительной очистки ствола скважины от выбуренной породы.

Обработка бурового раствора осуществляется путем «самозамеса», что не явно желательно. Имеющиеся на буровой химические реагенты завозятся в жидком состоянии и их качество определить не представляется возможным, поэтому необходимо периодически направлять пробы реагентов и бурового раствора в стационарную лабораторию для проведения анализа на соответствие ГОСТам. На многих буровых отсутствуют очистное оборудование, гидроциклоны и центрифуги, поэтому с целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы, плотности и вязкости бурового раствора), необходимо предусмотреть в комплекте буровой установки обязательное наличие трехступенчатой очистной системы: вибросито, пескоотделитель, илоотделители и, по возможности, центрифугу.

Эксплуатационная колонна - бурение данного интервала, с целью сохранения коллекторских характеристик (пористость, проницаемость) продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, производить с использованием ингибированного полимерно-хлоркалиевого бурового раствора с низким содержанием твердой фазы с введением дополнительных полимерных реагентов для усиления ингибирующих свойств.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в качестве утяжеляющей и временно закупоривающей добавки использовать кислоторастворимыми карбонат кальция. В целом система бурового раствора, предусмотренная программой, должна полностью отвечать основным требованиям, предъявляемым к нему при вскрытии продуктивных пластов.

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-20 отверстий на 1 п. метр.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей требованиям ТБС НМПОСНО на строительство скважин. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Из всех известных методов вызова притока и освоения скважин предлагается использовать сваби́рование – понижение уровня в скважине, в которую спущена колонна НКТ. Это наиболее производительный способ и может осуществляться с использованием фонтанной арматуры со специальным лубрикатором.

При слабом притоке жидкости произвести плавный перевод скважины на механизированный способ эксплуатации. Все работы по вскрытию продуктивных горизонтов, вызова притока и освоения скважин должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по технике безопасности.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследования скважин должны выполняться следующие мероприятия:

устья скважин с сепарационными и замерными установками должны оборудоваться по схеме технологического регламента на испытание скважин;

- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и последний в обязательном порядке сжигается;
- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану, утвержденной недропользователем.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации, должны выполняться следующие мероприятия:

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины;
- создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Режим закачки должен обеспечить максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Вышеизложенные мероприятия обеспечат надежное разобщение пластов друг от друга, что в свою очередь обеспечит отсутствие пластовых перетоков.

## **8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ**

Динамика ввода новых скважин по эксплуатационным объектам, добычи нефти, жидкости, динамика фонда и средних дебитов новых и переходящих скважин, коэффициентов изменения добычи нефти по переходящим скважинам, а также другие показатели разработки по эксплуатационным объектам и месторождению в целом на **ближайшие 25 лет** согласно рекомендуемому варианту разработки приведены в таблицах 8.1-8.3.

Соответствующие технологические показатели разработки по остальным вариантам приведены в табличных приложениях П.8.1-П.8.6.

Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ в целом по месторождению по рекомендуемому варианту разработки 4

| №№<br>п/п | ПОКАЗАТЕЛИ                                            | Ед.изм  | ГОДЫ |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|-----------|-------------------------------------------------------|---------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|           |                                                       |         | 2025 | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  | 2032  | 2033  | 2034  | 2035  | 2036  | 2037  | 2038  | 2039  | 2040  | 2041  | 2042  | 2043  | 2044  | 2045  |
| 1         | 2                                                     | 3       | 4    | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    | 18    | 19    | 20    | 21    | 22    | 23    | 24    |
| 1         | Добыча нефти, всего                                   | тыс.т.  | 34,2 | 90,8  | 123,2 | 126,9 | 125,3 | 100,4 | 80,5  | 64,7  | 52,0  | 41,9  | 33,8  | 27,2  | 22,0  | 17,8  | 14,4  | 11,6  | 9,4   | 7,6   | 6,2   | 5,0   | 4,1   |
|           | в т.ч. из:                                            |         |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| 1.1       | переходящих скважин с ГТМ                             | "       | 19,4 | 53,8  | 86,2  | 113,0 | 125,3 | 100,4 | 80,5  | 64,7  | 52,0  | 41,9  | 33,8  | 27,2  | 22,0  | 17,8  | 14,4  | 11,6  | 9,4   | 7,6   | 6,2   | 5,0   | 4,1   |
| 1.2       | новых скважин                                         | "       | 14,8 | 37,0  | 37,0  | 13,9  | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   |
| 1.3       | за счет ГТМ                                           | "       |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| 1.4       | за счет растворителей, РИР, ЭВ и т.д.                 | "       |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| 1.5       | за счет МУН                                           | "       |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| 1.6       | механизированным способом                             | "       | 34,2 | 90,8  | 123,2 | 126,9 | 125,3 | 100,4 | 80,5  | 64,7  | 52,0  | 41,9  | 33,8  | 27,2  | 22,0  | 17,8  | 14,4  | 11,6  | 9,4   | 7,6   | 6,2   | 5,0   | 4,1   |
| 1.7       | переходящих скважин без учета ГТМ                     |         | 19,4 | 53,8  | 86,2  | 113,0 | 125,3 | 100,4 | 80,5  | 64,7  | 52,0  | 41,9  | 33,8  | 27,2  | 22,0  | 17,8  | 14,4  | 11,6  | 9,4   | 7,6   | 6,2   | 5,0   | 4,1   |
| 2         | Ввод новых добывающих скважин, всего                  | ед.     | 8    | 8     | 8     | 3     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
|           | в т.ч. из:                                            |         |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| 2.1       | эксплуатационного бурения                             | "       | 8    | 8     | 8     | 3     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
| 2.2       | разведочного бурения                                  | "       | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
| 2.3       | переводом из др. объектов                             | "       | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
| 3         | Среднесуточный дебит нефти новых скважин              | т/сут   | 25,0 | 25,0  | 25,0  | 25,0  |       | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   |
| 4         | Ср.число дней работы новых скважин                    | сут     | 185  | 185   | 185   | 185   | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
| 5         | Ср.глубина новой скважины                             | тыс.м.  | 0,35 | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  | 0,35  |
| 6         | Эксплуатационное бурение, всего                       | "       | 2,8  | 2,8   | 2,8   | 1,1   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   |
|           | в т.ч.:                                               |         |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| 6.1       | добывающие скважины                                   | "       | 2,8  | 2,8   | 2,8   | 1,1   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   |
| 6.2       | специальные                                           | "       | 0,0  | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   |
| 7         | Расч. вр. работы нов. скв. пред. года в дан. году     | скв*сут | 0    | 2774  | 2774  | 2774  | 1040  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
| 8         | Расч. доб. нефти из нов. скв. пред. года в дан. году  | тыс.т.  | 0,0  | 27,7  | 69,4  | 69,4  | 26,0  | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   |
| 9         | Доб. нефти из перех. скв. пред. года                  | "       | 0,0  | 19,4  | 53,8  | 86,2  | 113,0 | 125,3 | 100,4 | 80,5  | 64,7  | 52,0  | 41,9  | 33,8  | 27,2  | 22,0  | 17,8  | 14,4  | 11,6  | 9,4   | 7,6   | 6,2   | 5,0   |
| 10        | Рас. доб. нефти из перех. скв. данного года           | "       | 0,0  | 47,1  | 123,1 | 155,5 | 139,1 | 125,3 | 100,4 | 80,5  | 64,7  | 52,0  | 41,9  | 33,8  | 27,2  | 22,0  | 17,8  | 14,4  | 11,6  | 9,4   | 7,6   | 6,2   | 5,0   |
| 11        | Ожидаемая добыча нефти из перех. скв. данного года    | "       | 19,4 | 53,8  | 86,2  | 113,0 | 125,3 | 100,4 | 80,5  | 64,7  | 52,0  | 41,9  | 33,8  | 27,2  | 22,0  | 17,8  | 14,4  | 11,6  | 9,4   | 7,6   | 6,2   | 5,0   | 4,1   |
| 12        | Изменение добычи нефти из переходящих скважин         | "       | 19,4 | 6,7   | -37,0 | -42,5 | -13,7 | -25,0 | -19,8 | -15,8 | -12,7 | -10,1 | -8,1  | -6,5  | -5,2  | -4,2  | -3,4  | -2,7  | -2,2  | -1,8  | -1,4  | -1,2  | -0,9  |
| 13        | Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин | %       | 0,0  | 14,2  | -30,0 | -27,3 | -9,9  | -19,9 | -19,8 | -19,7 | -19,6 | -19,5 | -19,4 | -19,3 | -19,3 | -19,2 | -19,1 | -19,1 | -19,0 | -19,0 | -18,9 | -18,8 | -18,8 |
| 14        | Мощность новых скважин                                | тыс.т.  | 29,2 | 73,0  | 73,0  | 27,4  | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   |
| 15        | Выбытие добывающих скважин                            | ед.     | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 2     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
| 16        | Перевод добывающих скважин под закачку                | "       | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
| 17        | Фонд добывающих скважин на конец года                 | "       | 8    | 16    | 24    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    |
|           | в т.ч.:                                               |         |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| 17.1      | нагнетательные в отработке                            | "       | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
| 18        | Фонд действующих добывающих скважин на конец года     | "       | 8    | 16    | 24    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    |
| 19        | Перевод скважин на механизированную добычу            | "       | 8    | 8     | 8     | 3     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
| 20        | Фонд механизированных скважин                         | "       | 8    | 16    | 24    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    | 27    |
| 21        | Ввод нагнетательных скважин                           | "       | 0    | 0     | 1     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
| 22        | Выбытие нагнетательных скважин                        | "       | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
| 23        | Фонд нагнетательных скважин на конец года             | "       | 0    | 0     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     |
| 24        | Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года | "       | 0    | 0     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     |
| 25        | Фонд введенных резервных скважин на конец года        | "       | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
| 26        | Средний дебит действующих скважин по жидкости         | т/сут   | 21,6 | 22,0  | 21,6  | 21,9  | 25,0  | 23,3  | 21,8  | 20,3  | 19,0  | 17,7  | 16,5  | 15,3  | 14,3  | 13,3  | 12,4  | 11,5  | 10,7  | 10,0  | 9,3   | 8,6   | 8,0   |
| 27        | Средний дебит переходящих скважин по жидкости         | "       | 82,6 | 248,1 | 415,7 | 557,2 | 679,8 | 63    |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |

## 9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В соответствии с действующими «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» контроль за разработкой должен осуществляться в следующих целях:

- а) оценки эффективности принятой системы разработки в целом и отдельных технологических мероприятий по ее осуществлению и регулированию;
- б) получения информации, необходимой для регулирования процесса разработки и выработки рекомендаций для его дальнейшего совершенствования.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении предлагается проводить следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой воды.

Виды исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении определены на основании требований нормативных актов и согласно методическим рекомендациям по составлению базовых проектных документов, анализов разработки и других материалов согласно приказу Министерства Энергетики РК от 24 августа 2018г №329.

Рекомендуется проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований. Систематические исследования рекомендуется проводить в действующих добывающих и нагнетательных скважинах с установленной периодичностью. Разовые исследования намечаются в скважинах, введенных из бездействия и в скважинах, где предусмотрены ГТМ, для оценки эффекта от ГТМ.

Комплекс рекомендуемых исследований по контролю за разработкой приведен в таблице 9.1.

### ***Промысловые исследования***

#### **Определение дебитов жидкости добывающих скважин**

В целях контроля разработки, информация о дебитах (приемистости) должна поступать систематически. Определение дебитов нефти и воды должно проводиться по всем эксплуатируемым скважинам.

### Определение обводненности продукции добывающих скважин

Обводненность должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции.

Замеры обводненности вне зависимости от содержания доли воды в продукции скважин должны проводиться еженедельно.

### Определение пластового давления

Контроль пластового давления является одной из важнейших задач контроля разработки месторождения. Согласно требованиям контроля пластового давления, замеры давления по скважинам должны быть представительными, но при этом, по возможности, минимизирующими потерю добычи продукции. Необходимо проводить одновременный замер пластовой температуры и давления.

Определение пластового давления должно осуществляться в виде разовых исследований по всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты, после проведения ремонтных работ и систематически в действующих скважинах не реже одного раза в полугодие. Замеры пластового давления, когда это технически возможно, должны выполняться с помощью глубинных манометров. При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами в скважинах насосного фонда, пластовое давление определяется путем измерения статического уровня.

### Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим и нагнетательным скважинам новым и после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже 1 раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня.

### Определение пластовой температуры

Температуру в призабойной зоне добывающих, нагнетательных и контрольных скважин необходимо определять при проведении гидродинамических исследований скважин и замеров пластовых и забойных давлений.

### ***Промыслово-геофизические исследования скважин***

Под промыслово-геофизическими методами исследований, в том числе исследований по контролю за разработкой месторождения, подразумеваются все виды геофизических исследований скважин в пределах эксплуатационных объектов. Они включают исследования в бурящихся и действующих скважинах.

### Исследования в действующих добывающих скважинах

Основными задачами ГИС по контролю за разработкой на данном этапе разработки месторождения являются:

- Определение текущего насыщения пластов;
- Определения профиля притока и характера поступающего флюида;
- Контроль за энергетическим состоянием объектов разработки;
- Контроль охвата выработкой продуктивного разреза;
- Изучение профилей притока пластового флюида;
- Выделение мест и профиля поглощения нагнетаемого агента;
- Определение текущего положения ВНК;
- Контроль технического состояния скважин и скважинного оборудования.

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» промыслово-геофизические исследования относятся к разовым исследованиям и должны выполняться в каждой вновь пробуренной скважине при достижении стабильных показателей добычи, а также до и после какого-либо технологического или технического мероприятия. Также, указанные исследования проводятся по скважинам переходящего фонда по мере необходимости.

### Исследования в нагнетательных скважинах

Комплекс ГИС в нагнетательных скважинах позволяет определить интервалы и профиль поглощения закачиваемого агента. Первые исследования в нагнетательных скважинах проводятся после достижения стабильных объемов закачки, последующие – при неконтролируемой приемистости скважины.

### Контроль технического состояния эксплуатационной колонны и цементного камня в затрубном пространстве

При проведении большинства ГТМ в действующих скважинах возникает необходимость по определению технического состояния, герметичности эксплуатационной колонны и качества цементационного раствора в затрубном пространстве.

Водонагнетательные скважины следует исследовать не менее 1 раза в год для предотвращения заколонных перетоков и нарушений в колонне, вследствие высокого давления нагнетания.

### Контроль за текущим положением ВНК

Для контроля перемещения ВНК проводится сравнение текущего положения контактов с существовавшим на момент начала разработки. Положения ВНК определяются методами КС, БК и ИК по снижению удельного электрического сопротивления (УЭС) в специальных оценочных или еще необсаженных эксплуатационных скважинах. В

обсаженных скважинах положение контактов контролируется с помощью стационарных и импульсных нейтронных методов.

### ***Гидродинамические исследования пластов и скважин***

#### ***Исследование скважин методом восстановления давления***

Данные исследования проводятся в виде разовых исследований по всем новым скважинам после их ввода в эксплуатацию и в последующем – по мере необходимости. Кривые восстановления давления должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных или дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются кривые восстановления уровня (КВУ) с помощью эхометрирования или геофизических методов.

#### ***Исследование методом установившихся отборов***

Данные исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам после их ввода в эксплуатацию на объект и в последующем – по мере необходимости до и после ГТМ.

### ***Физико-химические исследования свойств нефти***

#### ***В лабораторных условиях должны определяться следующие показатели:***

- физико-химические свойства пластовой нефти по данным дифференциального и контактного разгазирования (давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объёмный коэффициент и сжимаемость в пластовых условиях, коэффициент усадки и др.);
- физико-химические свойства нефти, разгазированной до стандартных условий (плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температуры начала кипения и застывания, температура насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный, углеводородный и компонентный составы), наличие соли и мехпримесей в нефти.

Пластовые пробы нефти должны быть отобраны глубинными пробоотборниками в непосредственной близости от зоны притока 1 раз в год по опорным скважинам с полным охватом разрабатываемого объекта. Выбор опорных скважин для отбора глубинных проб осуществляется геологической службой недропользователя и согласовывается с предприятием, выполняющим Авторский надзор за реализацией проекта разработки.

Исследования глубинных проб нефти выполняются в соответствии с требованиями ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти» [15]. Принятые в проекте

параметры пластовой нефти сопоставляются с новыми данными и при необходимости корректируются.

### ***Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод***

#### ***Отбор и химический анализ проб попутной воды***

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время эксплуатации скважин изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают отбор проб и определение физико-химического и ионного состава, состава водорастворенной органики, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должны осуществляться по выбранным добывающим скважинам с повышенной обводненностью не реже одного раза в квартал.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся не реже 1 раза в 3 дня, для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для системы ППД. Требования к качеству закачиваемой воды должны соответствовать требованиям, предъявляемым к водоносным поглощающим горизонтам и соответствовать требованиям по охране окружающей среды.

Таблица 9.1 - План рекомендуемых мероприятий по контролю за процессом разработки

| Цель исследования                                        | Виды мероприятий по контролю                                   | Количество исследований  | Периодичность                                                                                                 |
|----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|--------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Контроль производительности скважин                      | Определение дебита нефти и воды                                | По всему фонду           | Еженедельно                                                                                                   |
| Контроль производительности скважин                      | Замер приемистости нагнетательных скважин                      | По всему фонду           | Ежемесячно                                                                                                    |
| Контроль за техническим состоянием колонны               | АКЦ, ГИС-контроль                                              | По всему фонду           | При вводе скважины из бурения и при КРС                                                                       |
| Контроль за состоянием добываемой продукции              | Определение обводненности                                      | По всему фонду           | Еженедельно                                                                                                   |
| Контроль за состоянием закачиваемой продукции            | Исследование закачиваемой воды (компонентный состав)           | По всему фонду           | 1 раз в 3 дня                                                                                                 |
| Гидродинамические исследования                           | Исследование методом установившихся отборов (МУО)              | По всему фонду           | По всем новым скважинам, после их ввода в эксплуатацию и в последующем - по мере необходимости до и после ГТМ |
|                                                          | Исследование методом восстановления давления (КВД или КВУ)     | По всему фонду           |                                                                                                               |
| Контроль за состоянием пластового давления и температуры | Замеры давлений и температур на середине интервалов перфорации | По всему фонду           | 1 раз в полугодие                                                                                             |
| Контроль за работой скважин и определение $P_{заб.}$     | Определение забойного давления                                 | По всему фонду           | ежеквартально                                                                                                 |
| Контроль за работой скважины                             | Исследования профиля притока (PLT)                             | По выбранному фонду      | По мере необходимости                                                                                         |
| Контроль за работой скважины                             | Исследования профиля поглощения                                | По нагнет. скв.          | По мере необходимости, не менее 1 раза в год                                                                  |
| Физико-химические исследования                           | Отбор и исследование глубинных проб нефти                      | По опорным скважинам     | По мере необходимости, не реже 1 раз в год                                                                    |
|                                                          | Отбор и исследование поверхностных проб нефти                  | По всему фонду           | По мере необходимости                                                                                         |
|                                                          | Отбор проб воды                                                | По обводненным скважинам | По мере необходимости, не реже одного раза в квартал                                                          |

## 10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В соответствии с требованиями ст. 153, ст. 182 Экологического Кодекса РК «Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль».

Во исполнение требований вышеуказанной статьи и требований природоохранных нормативных актов, Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля (утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 208), недропользователь обязан проводить производственный экологический мониторинг на месторождении в соответствии с программой производственного экологического контроля.

При разработке данного раздела в основу положено сведение до минимума ущерба окружающей природной среде при проектируемых работах, а также обеспечение здоровых и безопасных условий труда обслуживающего персонала.

В разделе «Охраны недр и окружающей среды» представлены:

- мероприятия по защите атмосферного воздуха, недр, водных ресурсов, почв, растительного и животного мира и сведение до минимума ущерба окружающей природной среде при проведении данного вида работ;
- оценка экологического риска реализации намечаемой в данном проекте производственной деятельности.

Данный раздел выполнен в соответствии с требованиями действующих законодательных, нормативных и методических документов Республики Казахстан в области охраны недр и окружающей среды.

Для более углубленной и комплексной оценки потенциального воздействия на природную среду производственных работ будет проведена экологическая оценка намечаемой деятельности с разработкой проекта «Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Пустынное».

### 10.1. Характеристика воздействия на геологическую среду

Возможные негативные воздействия на геологическую среду при реализации проекта следующие:

- при проведении буровых работ и обустройства скважин могут выражаться в нарушении сплошности пород;
- при эксплуатации скважин – загрязнении пород нефтью, пластовыми водами, нарушении естественного залегания горных пород.

При бурении скважин техногенное воздействие будет происходить на массив горных пород на всю глубину бурения скважин. Бурение производится путем разрушения горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом (долотом) с транспортировкой выбуренной породы на поверхность буровым раствором.

Основными загрязняющими веществами, воздействующими на геологическую среду в процессе нефтедобычи, является нефть и попутная пластовая вода. Попадание пластовых вод на поверхность чревато засолением в результате инфильтрации и инфлюации в жидкой фазе. Наибольший вред окружающей среде при эксплуатации скважин могут оказать аварийные выбросы и фонтанирование нефтью, аварийные прорывы нефтепроводов и водопроводов.

При эксплуатации месторождения источником загрязнения может являться конструкция скважин. Принятая конструкция скважин позволяет качественное разобщение пластов и не допускает гидроразрыва пород. Для изоляции верхних горизонтов предусматривается кондуктор, который цементируется до устья. Особое внимание при строительстве скважин будет уделено предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при негерметичности ствола скважин. Для повышения крепления скважины будут использованы различные тампонажные материалы, наиболее подходящие к конкретным геологическим условиям.

Таким образом, основным последствием воздействия при бурении и эксплуатации скважин на геологическую среду является загрязнение поверхности и верхних горизонтов подземных вод.

Принципиальный подход при проведении работ – это экологически безопасный процесс бурения и эксплуатации скважин, использование природосберегающей технологии добычи и бурения. Основные принципы такого подхода следующие:

- применение материалов, технических средств и технологических процессов с минимальным потенциалом загрязнения или активного воздействия на объекты природной среды;
- минимальные объемы образования отходов при проведении работ по эксплуатации и бурению скважин;
- максимальная утилизация, переработка и глубокое обезвреживание отходов для безопасного захоронения.

## **10.2. Охрана недр при разработке месторождений**

К мероприятиям по охране недр следует отнести:

- Снижение потерь запасов нефти при эксплуатации месторождения (выбросы, открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);

- Организация работ по рекультивации земель;
- Предотвращение открытых нефтяных фонтанов;
- Исключение обводнения месторождения;
- Извлечение запасов нефти и сопутствующих полезных ископаемых при минимальных затратах.

### **10.3. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения**

*Современное состояние атмосферного воздуха в Атырауской области по статистическим данным РГП «Казгидромет» (Информационный бюллетень о состоянии окружающей среды Кызылординской области за 2023 г.)*

Информационный бюллетень подготовлен по результатам работ, выполняемых специализированными подразделениями РГП «Казгидромет» по ведению мониторинга за состоянием окружающей среды на наблюдательной сети национальной гидрометеорологической службы.

Бюллетень предназначен для информирования государственных органов, общественности и населения о состоянии окружающей среды на территории Атырауской области и необходим для дальнейшей оценки эффективности мероприятий в области охраны окружающей среды РК с учетом тенденции происходящих изменений уровня загрязнения.

Погодные условия формировались под чередующимся влиянием полей повышенного атмосферного давления и циклонических воздействий. С прохождением фронтальных разделов прошли осадки, в первой половина месяца наблюдалась туман, гололед, усиливался ветер часто на второй декаде 15-20 м/с.

#### Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха в г. Атырау за 1 квартал 2024 года.

По данным стационарной сети наблюдений, уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался как повышенный, он определялся значением СИ равным 1,8 (низкий уровень) и НП=2% (повышенный уровень) по взвешенным частицам (пыль) в районе поста №5. Максимально-разовые концентрации составили: взвешенные частицы (пыль)-1,4 ПДКм.р., озон (приземный) – 1,1 ПДКм.р., сероводорода-1,8 ПДКм.р. . По другим показателям превышений ПДК не наблюдалось. Средние концентрации составили: озон (приземный)–2,47 ПДКс.с., концентрации остальных загрязняющих веществ не превышали ПДК. Случаи экстремально высокого и высокого загрязнения (ВЗ и ЭВЗ): ВЗ (более 10 ПДК) и ЭВЗ (более 50 ПДК) не были отмечены.

## Характеристика загрязнения атмосферного воздуха

| Примесь                                     | Средняя концентрация |                               | Максимальная разовая концентрация |                               | НП  | Число случаев превышения ПДК <sub>м.р.</sub> |        |         |
|---------------------------------------------|----------------------|-------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-----|----------------------------------------------|--------|---------|
|                                             | мг/м <sup>3</sup>    | Кратность ПДК <sub>с.с.</sub> | мг/м <sup>3</sup>                 | Кратность ПДК <sub>м.р.</sub> | %   | >ПДК                                         | >5 ПДК | >10 ПДК |
| г. Атырау                                   |                      |                               |                                   |                               |     |                                              |        |         |
| Взвешенные вещества                         | 0,07                 | 0,46                          | 0,7                               | 1,4                           | 2,3 | 9                                            |        |         |
| Взвешенные частицы РМ-2,5                   | 0,0158               | 0,45                          | 0,1586                            | 1,0                           | 0,0 | 0                                            |        |         |
| Взвешенные частицы РМ-10                    | 0,0126               | 0,21                          | 0,1634                            | 0,5                           | 0,0 | 0                                            |        |         |
| Диоксид серы                                | 0,009                | 0,19                          | 0,0310                            | 0,1                           | 0,0 | 0                                            |        |         |
| Оксид углерода                              | 0,24                 | 0,08                          | 2,10                              | 0,4                           | 0,0 | 0                                            |        |         |
| Диоксид азота                               | 0,02                 | 0,42                          | 0,12                              | 0,6                           | 0,0 | 0                                            |        |         |
| Оксид азота                                 | 0,0268               | 0,45                          | 0,13                              | 0,3                           | 0,0 | 0                                            |        |         |
| Озон                                        | 0,0742               | 2,47                          | 0,1820                            | 1,1                           | 0,6 | 37                                           |        |         |
| Сероводород                                 | 0,0016               |                               | 0,0140                            | 1,8                           | 1,4 | 5                                            |        |         |
| Фенол                                       | 0,002                | 0,70                          | 0,004                             | 0,4                           | 0,0 | 0                                            |        |         |
| Аммиак                                      | 0,017                | 0,43                          | 0,0900                            | 0,5                           | 0,0 | 0                                            |        |         |
| Формальдегид                                | 0,004                | 0,40                          | 0,004                             | 0,1                           | 0,0 | 0                                            |        |         |
| Бензол                                      | 0,000                | 0,00                          | 0,000                             | 0,0                           | 0,0 | 0                                            |        |         |
| Толуол                                      | 0,000                |                               | 0,001                             | 0,0                           | 0,0 | 0                                            |        |         |
| Этилбензол                                  | 0,000                | 0,00                          | 0,000                             | 0,0                           | 0,0 | 0                                            |        |         |
| Ортоксилол (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ) | 0,000                |                               | 0,000                             | 0,0                           | 0,0 | 0                                            |        |         |

Как видно из графика, уровень загрязнения атмосферного воздуха на первом квартале г. Атырау за последние пять лет оценивался как «повышенный» за исключением 2021 года, где уровень «очень высокий».

Количество превышений максимально-разовых ПДК было по взвешенным частицам (пыль) (9 случаев), сероводород (5 случаев), озон (приземный) (37 случаев). Увеличению концентрации сероводорода способствуют объекты нефтепереработки, транспортировки и пруд-накопителя производственных сбросов «Тухлая балка», расположенных на восточной подветриваемой стороне города, которые являются основными источниками загрязнения воздуха сероводородом. Повышению концентрации взвешенных частиц в воздухе способствуют частые ветра в регионе, поднимающие пыль с подстилающей поверхности земли.

*Метеорологические условия*

Погодные условия г.Атырау в течении 2024 года формировались под чередующимся влиянием полей повышенного атмосферного давления и циклонических воздействий. С прохождением фронтальных разделов прошли осадки, наблюдались гроза, туман, гололед, усиливался ветер 15-23 м/с.

В течение года часто ожидался слабый ветер 0-5 м/с в связи с этим, ожидалось неблагоприятные метеорологические условия загрязнения воздуха по г. Атырау.

Гигиеническими нормативами к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70.

Максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ находились в пределах допустимой нормы.

В дальнейшем, при проведении проектируемых работ, будут предусмотрены проведения производственного экологического контроля.

При проведении производственного экологического контроля природопользователь имеет право осуществлять производственный экологический контроль в объеме минимально необходимом для слежения за соблюдением экологического законодательства Республики Казахстан. При проведении производственного экологического контроля природопользователь обязан:

- 1) разрабатывать программу производственного экологического контроля и согласовывать ее с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды;
- 2) реализовывать условия программы производственного экологического контроля и документировать результаты.

Мониторинг воздействия включает в себя наблюдение и контроль состояния следующих природных компонентов (сред) в районе расположения предприятия:

- атмосферный воздух. контролируемый в пределах санитарно-защитной зоны предприятия;
- поверхностные воды. контролируемые для оценки состояния и миграции загрязняющих веществ, в том числе через подземные воды;
- почво-грунты в пределах отведенной полосы и установленной охранной зоны. а также почвы которые могут быть подвержены загрязнению в результате эксплуатации объектов предприятия;
- растительный мир. приуроченный к контролируемым участкам почв;
- животный мир в районе размещения предприятия.

Результатом проведения мониторинга воздействия в части наблюдения и контроля за основными компонентами природной среды является технический отчет по результатам проведения мониторинга эмиссий и воздействия.

Операционный мониторинг (или мониторинг соблюдения производственного процесса) — это наблюдение за параметрами технологического процесса производства с целью подтверждения того, что показатели деятельности природопользователя находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежащей эксплуатации и соблюдения условий технологического регламента данного производства.

При проведении проектируемых работ загрязнение атмосферы возможно в результате выделения вредных веществ и их выбросов в атмосферу.

С целью предотвращения загрязнения атмосферы необходимо: при бурении скважин, для хранения бурового раствора, использование герметичных емкостей; применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов нефти в атмосферу; применение герметичной системы сбора, транспорта и подготовки нефти; использование резервуаров для сбора нефти, которые обеспечат минимальное поступление углеводородов в атмосферу.

### **10.3.1. Обоснование размера санитарно-защитной зоны**

Санитарно-защитная зона устанавливается с целью обеспечения безопасности населения, размер которой обеспечивает уменьшение воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, физического) до значений, установленных документами государственной системы санитарно-эпидемиологического нормирования. Устройство санитарно-защитной зоны между предприятием и жилой застройкой является одним из основных воздухоохраных мероприятий, обеспечивающих требуемое качество воздуха в населенных пунктах.

В соответствии с санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2, раздел 3 «Добыча руд, нерудных ископаемых, природного газа» пункт 12 подпункт 3 «производства по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов» санитарно-защитная зона для объектов нефтедобычи составляет не менее 1000 метров.

Анализом расчетов установлено, что основными вкладчиками в максимальные приземные концентрации является источники – газопоршневые установки для выработки э/энергии и резервуары с нефтью. Согласно проведенных расчетов, предлагается принять предварительный (расчетный) радиус СЗЗ не менее 1000 м.

Согласно Экологическому кодексу, объект относится к 1 категории.

### **10.3.2. Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения**

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ.

Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- разработка технологического регламента на период НМУ;
- обучение персонала реагированию на аварийные ситуации;
- соблюдение норм и правил противопожарной безопасности;
- не допускать разлива ГСМ;
- хранение производственных отходов в строго определенных местах.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающего промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь.

В технологии добычи ими будут:

- герметизация напорной системы сбора нефти,
- применение дренажной емкости для сбора и дренажа нефтепродуктов,
- контроль швов сварных соединений трубопроводов в соответствии со СНиП III-42-80 (СНиП РК 3.05-01-2010),
- испытание аппаратуры и коммуникации на герметичность и прочность перед пуском,
- подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии),
- применение в технологической схеме серийно выпускаемого автоматизированного блочного оборудования (ГЗУ), соответствующего современным показателям технического уровня.

К мероприятиям, непосредственно направленным на сокращение выбросов вредных веществ относятся:

- «буферный» режим эксплуатации приема жидкости, отстоя нефти, отвода воды за счет применения автоматического регулирования уровня жидкости в резервуарах и разделе фаз (нефть-вода), который позволяет снизить валовые выбросы паров углеводородов из резервуаров в 5 раз; снижение концентрации паров углеводородов за счет применения на резервуарах непромерзающих дыхательных клапанов, позволяющих удерживать избыточное давление в пределах колебания давления газовой подушки

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

#### **10.4. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов**

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территорий от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обваловка и бетонирование площадок;
- создание герметизированной системы сбора, очистки и передачи на утилизацию по договору всех промышленных стоков.

#### **10.5. Почвы**

При строительстве и эксплуатации нефтяных скважин основными источниками загрязнения почво-грунтов являются:

- блок приготовления и химической обработки бурового и цементного раствора (гидроциклоны, вибросито);
- циркуляционная система;
- насосный блок (охлаждение штоков насосов, дизелей);
- устье скважины;
- запасные емкости для хранения промывочной жидкости;
- емкости для хранения нефти;
- вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента);
- отходы бурения (шлам, сточные воды, буровой раствор);
- отходы процесса эксплуатации скважин;
- технологические емкости ГСМ;
- двигатели внутреннего сгорания;
- химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов;
- продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси);
- не герметичность колонн, обсадных труб, фонтанной арматуры;
- задвижки высокого давления;
- закупорка пласта при вторичном вскрытии;
- прорыв пластовой воды, нефти, конденсата, минерализованной воды.

Основными потенциальными факторами химического загрязнения почвенного покрова на территории работ является:

- загрязнение в результате газопылевого осаждения из атмосферы;
- загрязнение токсичными компонентами буровых растворов;

- загрязнение нефтью и нефтепродуктами в случаях аварийного разлива ГСМ и эксплуатации скважин.

Во избежание попадания загрязнения в почво-грунты, а затем и в подземные воды, все технологические площадки (под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, блоком ГСМ и др.) покрываются цементно-глинистым составом. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии.

#### **10.6. Растительный покров**

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращении площадей уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширение дорожного полотна;
- профилактические мероприятия осуществить, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности;
- запретить ломку кустарниковой флоры для хозяйственных нужд.

#### **10.7. Животный мир**

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитания при проведении работ по размещении объектов инфраструктуры, складировании производственно-бытовых отходов и в период бурения и ввода скважин:

- учитывая, что на территории планируемых работ большая часть млекопитающих, пресмыкающихся, и некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время;
- при планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать вне дорожных передвижений транспорта;
- важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.)
- на весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

## **10.8. Производственные отходы предприятия**

Настоящим разделом рассматриваются отходы производства и потребления, которые образуются на этапе строительства и этапе эксплуатации рассматриваемых объектов.

Согласно ГОСТ 30772-2001 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Термины и определения», отходами производства являются: остатки сырья, материалов, веществ, изделий, предметов, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства. К отходам производства относят образующиеся в процессе работ буровой шлам; отработанный буровой раствор; металлолом; промасленная ветошь; огарки сварочных электродов; отработанные масляные фильтры и т.п.

В отношении обращения с отходами Заказчик придерживается требований нормативных документов Республики Казахстан по охране окружающей природной среды. Складирование и обезвреживание отходов производится только в разрешенных местах, по согласованию с местными контролирующими органами.

Все отходы вывозятся подрядными организациями на договорной основе.

### ***10.8.1. Мероприятия, направленные на снижение влияния отходов на окружающую среду***

Комплекс проектных технических решений предусматривает подход к минимизации влияния отходов и включает в себя:

- исключение или снижение самой возможности образования отходов;
- повторное использование отходов;
- транспортировку отходов допустимым, с точки зрения экологической безопасности, образом на соответствующие объекты размещения отходов.

В целях более полного обеспечения защиты окружающей среды от отрицательного воздействия отходов проектом разработаны дополнительные организационно-технические мероприятия по снижению негативного воздействия и предотвращению загрязнения компонентов окружающей природной среды отходами производства и потребления:

- содержание производственной территории в должном санитарном состоянии;
- обеспечение надежной гидроизоляции технологических площадок под циркуляционной системой и блоком приготовления бурового раствора;
- бетонирование площадки, устройство насыпи и обваловки у склада ГСМ, склада реагентов для буровых растворов и стоянки автотранспорта;

- для предотвращения загрязнения почв химреагентами их транспортировку производить в закрытой таре, а хранение в специальном помещении с гидроизолированным полом;
- осуществление дозировки химических реагентов только в специально оборудованных местах, исключающих их попадание в почву и водные объекты;
- разработка методов очистки и восстановления отработанного бурового раствора в целях повторного использования для бурения новых скважин;
- проектирование надежных средств автоматизации и контроля технологических процессов приготовления цементных смесей, приготовления химических смесей для буровых растворов, обработки скважин соляной кислотой и другими реагентами;
- совершенствование технологических процессов с целью минимизации образования отходов производства, достижения уровня безотходного производства;
- разработка технологий, снижающих объемы образования и токсичность отходов, способствующих целям достижения нормативного объема размещения отходов.

### **10.9. Радиационная безопасность**

Работы по разработке месторождения необходимо проводить в строгом соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утв. приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020; Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», утв. приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72.

Согласно данному документу предусмотрены следующие мероприятия:

Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).

Регулярный отбор проб пластового флюида, бурового раствора, шлама для определения концентрации в них радионуклидов.

Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.

Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы, места разливов нефти.

В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения и самой нефти.

В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.

### **Мероприятия по охране недр, предусмотренные проектом**

#### **Общие задачи охраны недр**

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Кодексом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании".

Компания несет полную ответственность за состояние охраны недр в процессе разработки месторождения Пустынное. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет руководитель компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при разработке месторождения и направлены на обеспечение высокой эффективности и безаварийности производства, более полного извлечения и использования углеводородного сырья.

Мероприятия по охране недр в процессе разработки месторождения Пустынное предусматривают:

- применение методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи и т. д. по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр углеводородного сырья;
- предотвращение открытых нефтяных фонтанов;
- исключение обводнения месторождения;
- сохранение в чистоте водоносных горизонтов, предотвращение их истощения;
- сведение к минимуму потерь добытого углеводородного сырья при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти;
- извлечение запасов углеводородного сырья при минимальных затратах;
- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при разработке месторождения;
- для исключения миграции токсичных веществ в природные объекты должна предусматриваться инженерная система организованного сбора и хранения отходов недропользования с гидроизоляцией технологических площадок;
- при операциях по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями;

- после окончания операций по недропользованию и демонтажа оборудования проводятся работы по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с проектными решениями.

## ВЫВОДЫ

Специфика воздействия на окружающую среду ТОО связана с добычей нефти и газа.

Согласно пункту 5.41 РНД 03.3.04.01-96, можно выдать следующие рекомендации:

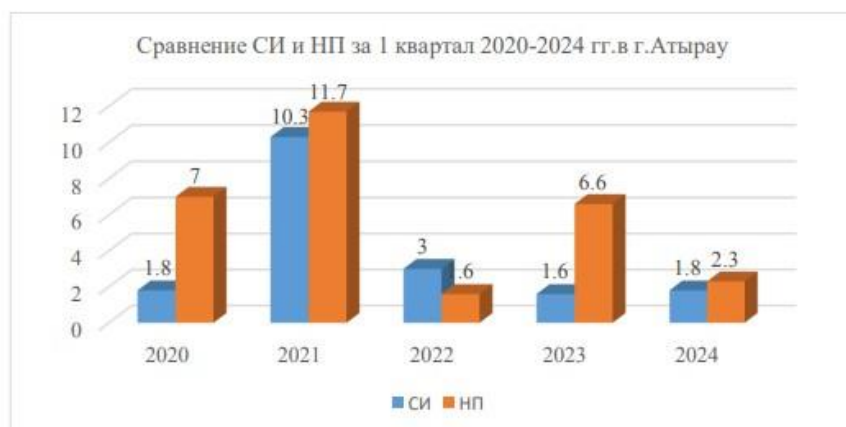
1. С увеличением объемов работы и ростом нагрузок на оборудование и автотранспортные средства необходимо усилить воздухоохранные мероприятия;
2. Проводить инструментальный контроль за выбросами и динамические наблюдения от организованных источников.

В целом, экологическое состояние окружающей среды в районе влияния производственных объектов предприятия оценивается как удовлетворительное и соответствует природоохранному законодательству.

Выполнение всех требований в области охраны окружающей среды, комплекса законов и экологических нормативов, предложенных рекомендаций в полной мере позволит свести неблагоприятные воздействия к минимуму, обеспечив экологическую безопасность района.

### Выводы:

За последние пять лет уровень загрязнения атмосферного воздуха изменялся следующим образом:



## 11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В 1970 году по результатам поисково-разведочных работ на месторождении Пустынное был выполнен первый подсчет запасов нефти. Данные запасы были утверждены Центральной комиссией по запасам (ЦКЗ) Миннефтепрома СССР и приняты на государственный баланс по категории С1 в следующих объемах: геологические — 4262 тыс. т, извлекаемые — 1279 тыс. т.

В 1970 году месторождение было переведено в фонд консервации и в течение длительного времени, вплоть до 2025 года, оставалось невовлеченным в промышленную разработку.

В 2026 году на основе дополнительных геолого-геофизических данных, проведенных после ПЗ-1970 г, составлен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Пустынное по состоянию изученности на 01.03.2026 г».

На месторождении установлена продуктивность 9 горизонтов в верхнемеловых, нижнемеловых отложениях. Продуктивный горизонт  $K_{2st}$  приурочен к сantonскому ярусу, горизонты  $K_{2s-2}$  и  $K_{2s-1}$  к сеноманскому,  $K_{1al3}$  к верхнеальбскому,  $K_{1al2-2}$  и  $K_{1al2-1}$  к среднеальбскому,  $K_{1al1-2}$  и  $K_{1al1-1}$  к нижнеальбскому и  $K_{1a}$  к аптскому

По результатам защиты отчета «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Пустынное по состоянию изученности на 01.03.2026 г» ГКЗ РК даны следующие рекомендации (Протокол ГКЗ РК №2804-28-П от 16.07.2026 г):

- продолжить работы по уточнению продуктивности скважин и параметров продуктивных пластов;
- продолжить работы по доизучению месторождения, в том числе исследования на продуктивность запасов категории С2 для получения промышленных притоков нефти и перевода запасов на более высокую промышленную категорию;
- при бурении новых скважин в продуктивных горизонтах провести исследования на керне из меловых отложений;
- продолжить изучение физико-химических свойств флюидов.

С целью исполнения протокольных решений и дальнейшего изучения месторождения, на основании анализа геолого-геофизических данных, рекомендуется проведение следующих мероприятий по доразведке:

Пробурить независимую оценочную горизонтальную скважину SA-1Н с целью доизучения и перевода запасов нефти категории С<sub>2</sub> в более высокую категорию для залежи продуктивного горизонта  $K_{2st}$ . В случае получения положительных результатов по скважине SA-1Н, предусмотреть бурение еще трех оценочных горизонтальных скважин:

SA-2Н, SA-3Н и SA-4Н. Проектные координаты и местоположения оценочных скважин приведены в таблице 11.1.

**Таблица 11.1 Координаты местоположений проектных оценочных скважин**

| Скважина | Координаты устья, м |           | Координаты точки входа в пласт, м |           | Координаты забоя, м |           |
|----------|---------------------|-----------|-----------------------------------|-----------|---------------------|-----------|
|          | X                   | Y         | X                                 | Y         | X                   | Y         |
| SA-1Н    | 9668830,0           | 5153331,6 | 9669000,0                         | 5153480,0 | 9669220,0           | 5153672,0 |
| SA-2Н    | 9669055,0           | 5153496,0 | 9668935,0                         | 5153297,0 | 9668780,0           | 5153040,0 |
| SA-3Н    | 9668849,0           | 5153584,1 | 9668705,0                         | 5153407,0 | 9668509,0           | 5153166,0 |
| SA-4Н    | 9667970,0           | 5152576,8 | 9668174,0                         | 5152675,0 | 9668444,0           | 5152805,0 |

Во вновь пробуренных скважинах необходимо предусмотреть выполнение комплекса общих и детальных геофизических исследований скважин.

Для уточнения петрофизических и физико-гидродинамических характеристик пород рекомендуется выполнить отбор керна с последующим проведением стандартных и специальных лабораторных исследований.

С целью перевода запасов категории  $C_2$  в более высокую категорию, рекомендуется провести опробование во вновь пробуренных скважинах, а также в скважине Р-11 в интервале продуктивного горизонта  $K_{1a}l_2-2$ .

Рекомендуется продолжить проведение исследований физико-химических свойств глубинных и поверхностных проб нефти для уточнения принятых параметров и в целях контроля за изменениями свойств и состава.

Во вновь пробуренных скважинах рекомендуется выполнять исследования методами МУО и КВД не менее чем на 3-х режимах для получения достоверной информации о фильтрационно-емкостной характеристике коллекторов. На каждом режиме необходимо замерять дебиты пластовой продукции, выполнять замеры пластового давления, забойного и устьевых давлений, отбирать глубинные и поверхностные пробы пластовой продукции.

В случае получения пластовой воды определить полный химический состав и минерализацию воды.

Также следует отметить, что в большинстве продуктивных горизонтов выделенных в ПЗ-2026 г. залежи оконтурены как в пределах, так и за пределами действующей контрактной территории. В связи с этим рекомендуется провести мероприятия по расширению границ контрактной территории. На основании статьи 113 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» рекомендуется увеличить участок недр и провести комплекс геологических работ для прослеживания и оконтуривания залежей за пределами текущего геологического отвода.

## 12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В качестве новых технологий и технических решений для данного месторождения настоящим проектом рекомендуется проведение опытно-промышленных испытаний (ОПИ) технологии пароциклических обработок скважин (ПЦОС) для прогрева призабойных зон пласта и интенсификации добычи нефти.

Пароциклическая обработка скважин (ПЦОС) представляет собой метод интенсификации притока и повышения нефтеотдачи, используемый для добычи битума и высоковязкой нефти. При применении технологии ПЦОС в призабойную зону пласта нагнетается пар высокого давления в течение определенного периода времени, чтобы обеспечить равномерное распределение тепла от пара. В этот период пар пропитывается в нефтеносные пески и разжижает пластовую битуминозную нефть. Благодаря применению ПЦОС, высоковязкая нефть разжижается и извлекается через ствол скважины с помощью насоса.

Преимуществами ОПИ по применению технологии ПЦОС являются:

- Увеличение производительности добывающей скважины;
- Возможность использования для ПЦОС только одной скважины;
- Возможность применения технологии для тонких переслаивающихся коллекторов.

*Для проведения ОПИ предлагается ПЦОС на скважине №34.*

Закачку пара предусмотрено производить с температурой на устье 270°C, степенью сухости 0,7-0,88. Давление нагнетания при этом составит 35-40 атм.

Скважина для ОПИ по технологии ПЦОС должна быть оборудована противопесочным фильтром, т.к. проблема пескопроявления, как следствие теплового воздействия, будет актуальна в условиях месторождения.

За счет применения технологии, в пласте происходит значительное увеличение текучести нефти, снижение вязкости и увеличение дебитов скважин.

Процесс ПЦОС разделяется на три этапа: этап нагнетания пара, этап пропитки и этап добычи. Чтобы максимизировать производительность, эти три этапа повторяются до тех пор, пока извлечение нефти становится невозможным:

1. На первом этапе в добывающую скважину закачивается пар в течение двух недель, объем нагнетаемого пара равняется примерно 50 тоннам на один метр нефтенасыщенной толщины пласта. Происходит нагревание скелета пласта, сопровождающееся повышением давления в призабойной зоне скважины и увеличением температурного расширения компонентов. Объем закачиваемого

- пара зависит от степени вязкости нефти (чем выше вязкость, тем больше объем нагнетаемого пара) и давления в пласте (чем меньше давление, тем больше объем закачиваемого пара);
2. На втором этапе обрабатываемую скважину закрывают на «паропропитку», суть которой заключается в выдерживании пара для конденсации, а также для перераспределения насыщенности внутри пласта. В течение этого времени происходит выравнивание температур между горными породами пласта, флюидами и закачанным паром. Когда давление в пласте уменьшается, нефть, оттесненная от призабойной зоны скважины, начинается двигаться в сторону зоны конденсации;
  3. На третьем этапе на скважине начинается отбор продукции, который ведется до предельно рентабельного дебита. Дебит добывающей скважины постепенно уменьшается, из-за остывания прогретой зоны пласта. Процесс остывания прогретой зоны пласта сопровождается уменьшением объема горячего пароконденсата, что становится причиной снижения давления в зоне, которая до этого была занята насыщенным паром.

Все перечисленные этапы паротепловой обработки скважин составляют один цикл. Объемы закачки насыщенного пара и фазы каждого цикла непостоянны и могут изменяться от цикла к циклу, в зависимости от поставленных целей и полученных результатов. При проведении паротепловой обработки скважин, горные породы выступают в качестве теплообменников и способствуют аккумуляции тепла в процессе нагнетания пара, также происходит очистка призабойной зоны скважины от смолистых отложений и парафина.

Критерием применимости технологии ПЦОС в условиях месторождения является высокая вязкость нефти на горизонте K1a12-2. Проведение ОПИ предполагается на одной скважине Р-47Н с использованием передвижного парогенератора на базе грузового автомобиля «КамАЗ», согласно договору с сервисной организацией. При этом вопрос необходимости пресной воды будет решен сервисной компанией.

В случае получения положительных результатов ОПИ рекомендуется расширение применения технологии ПЦОС на весь участок месторождения.

### **13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

#### **13.1 Общие положения**

В данном разделе приведена информация о состоянии выполнения обязательств по начислению суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования на месторождении Пустынное.

Ликвидационный фонд формируется недропользователем для устранения последствий операций по добыче полезных ископаемых на территории Казахстана. По завершении эксплуатации месторождения средства ликвидационного фонда используются на ликвидацию последствий разработки месторождения, в частности на ликвидацию основных производственных фондов (ОПФ) нефтегазового производства.

На практике ликвидационные работы проводятся специализированными бригадами по капитальному ремонту скважин, затраты по которым включаются в себестоимость добываемой продукции. Работы по ликвидации включают в себя ликвидацию фонда скважин, демонтаж всех наземных сооружений и оборудования, а также рекультивацию нарушенных земель. К ликвидируемым ОПФ нефтегазового производства относятся:

- подземные объекты, включающие в себя скважины различного назначения и конструкции – добывающие, нагнетательные, резервные скважины. В зависимости от конструкции, скважины могут быть сложные и не сложные, а также вертикальные, горизонтальные, наклонно-направленные и др.;
- наземные объекты, состоящие из системы промыслового обустройства, таких как сбор, транспорт УВ, электроснабжение, связь, промводоснабжение и др.

Порядок расчета размера ликвидационного фонда и отчислений в ликвидационный фонд бывает различным и оговаривается в лицензиях или контрактах на недропользование. Например, формирование ликвидационного фонда имеет множество вариантов, к которым относятся ежегодные отчисления в виде:

- периодических отчислений в ликвидационный фонд в зависимости от объемов добычи УВ с использованием норматива отчислений в ликвидационный фонд;
- отчислений в ликвидационный фонд в размере 1% от суммы эксплуатационных затрат;

- ликвидационных отчислений в размере 10 % от суммы всех капитальных затрат на разработку месторождения, начисляемых равными долями в течение рентабельного периода;
- ежегодных отчислений исходя из количества ликвидируемых скважин и рыночной стоимости ликвидации скважин, начисляемых также равными долями.

Таким образом, ликвидация последствий разработки месторождения необходима для обеспечения безопасности нарушенных земель и охраны природной среды после завершения разработки месторождения **Пустынное**.

### **13.2 Основные условия проведения расчетов**

По настоящему отчету контрактный период разработки месторождения **Пустынное** охватывает промежуток с 2025-го по 2045год. Всего за проектный период прогнозный объем добычи нефти составляет 999,0 тыс. тонн нефти.

В целях накопления достаточных средств для ликвидации последствий недропользования месторождения **Пустынное** проведены предварительные расчеты по определению норматива ежегодных отчислений в ликвидационный фонд и величины ликвидационного фонда в зависимости от объема добытой нефти за соответствующий период.

### **13.3 Расчет затрат на ликвидацию скважин**

Все произведенные в рамках настоящего проекта экономические расчеты являются прогнозными. Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя.

Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

#### 13.4. Общая стоимость ликвидации скважин

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину и количеством планируемых к выбытию скважин на конец срока действия контракта.

Таким образом затраты на ликвидацию скважин, платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов составят – 162755,6тыс.тг.

Сводный сметный расчет стоимостиликвидация скважин на месторождения **Пустынное** приведена в таблице 13.4.1. Подробные сметные расчеты представлены в Приложении №5.

**Таблица 13.4.1 - Сводный сметный расчет стоимостиликвидация скважин**

| Сметный расчет стоимости строительства в сумме       |                                             |                                          | 162755,6           | тыс.тенге         |
|------------------------------------------------------|---------------------------------------------|------------------------------------------|--------------------|-------------------|
| СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА       |                                             |                                          |                    |                   |
| Ликвидация скважин на месторождения <b>Пустынное</b> |                                             |                                          |                    |                   |
| (наименование стройки)                               |                                             |                                          |                    |                   |
| № п/п                                                | Наименование глав, объектов, работ и затрат | Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге | количество скважин | Всего, тыс. Тенге |
| 1                                                    | Ликвидация скважин                          | 5812,7                                   | 28                 | 162755,6          |
|                                                      | Всего по сводному сметному расчету          |                                          |                    | 162755,6          |

#### 13.4. Расчет рекультивации земли

Согласно пп.3 п.2 ст.238 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Рекультивация биологическим методом относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Таким образом затраты на рекультивацию земли одной скважины –42075,6 тыс.тг.

Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин на месторождения **Пустынное** приведена в таблице 13.4.1. Подробные сметные расчеты представлены в Приложении №6.

**Таблица 13.4.1 - Сводный сметный расчет стоимости рекультивация земли**

| Сметный расчет стоимости строительства в сумме       |                                             |                                          | 42075,6            | тыс.тенге         |
|------------------------------------------------------|---------------------------------------------|------------------------------------------|--------------------|-------------------|
| СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА       |                                             |                                          |                    |                   |
| Ликвидация скважин на месторождения <b>Пустынное</b> |                                             |                                          |                    |                   |
| (наименование стройки)                               |                                             |                                          |                    |                   |
| № п/п                                                | Наименование глав, объектов, работ и затрат | Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге | количество скважин | Всего, тыс. Тенге |
| 1                                                    | рекультивация землиодной скважины           | 1507,2                                   | 28                 | 42075,6           |
|                                                      | Всего по сводному сметному расчету          |                                          |                    | 42075,6           |

### 13.5. Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов нефтепромыслового обустройства был составлен определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

Стоимость ликвидации наземного обустройства промысла оценена в размере тыс. тенге. Сводный сметный расчет стоимости ликвидации обустройства месторождения **Пустынное** приведена в таблице 13.5.1

**Таблица 13.5.1. Сводный сметный расчет стоимости ликвидации обустройства на месторождении**

Сметный расчет стоимости строительства в сумме 41479,76 тыс. тнг.

**СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА**

"Ликвидация месторождения Пустынное"

(наименование стройки)

| № п/п | Номера смет и расчетов, иные документы | Наименование глав, объектов, работ и затрат | Сметная стоимость, тыс. тенге |                                  |                       | Общая сметная стоимость, тыс. тенге |
|-------|----------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------------|----------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|
|       |                                        |                                             | Строительно-монтажных работ   | Оборудования, мебели и инвентаря | Прочих работ и затрат |                                     |
| 1     | 2                                      | 3                                           | 4                             | 5                                | 6                     | 7                                   |

**Глава 1. Затраты на подготовительные работы по территории строительства**

|  |  |                |    |    |    |    |
|--|--|----------------|----|----|----|----|
|  |  | Всего по главе | -- | -- | -- | -- |
|--|--|----------------|----|----|----|----|

**Глава 2. Основные объекты строительства**

|   |       |                                                      |           |    |    |           |
|---|-------|------------------------------------------------------|-----------|----|----|-----------|
| 1 |       | <b>Ликвидация устьев добывающих скважин</b>          |           |    |    |           |
|   | Э2000 | Демонтаж технологических линий                       | 2431,1534 | -- | -- | 2431,1534 |
|   | Э2040 | Демонтаж строительной части                          | 665,50232 | -- | -- | 665,50232 |
|   |       | <b>Ликвидация групповых замерных установок</b>       |           |    |    |           |
|   | Э2060 | Демонтаж технологических линий                       | 7987,624  | -- | -- | 7987,624  |
|   | Э2070 | Демонтаж строительной части                          | 3307,2923 | -- | -- | 3307,2923 |
|   | Э2010 | Демонтаж электроснабжения                            | 707,6913  | -- | -- | 707,6913  |
|   | Э2080 | Демонтаж средств автоматизации                       | 425,848   | -- | -- | 425,848   |
|   |       | <b>Ликвидация временного пункта подготовки нефти</b> |           |    |    |           |
|   | Э2020 | Демонтаж технологических линий                       | 7014,6731 | -- | -- | 7014,6731 |
|   | Э2030 | Демонтаж средств автоматизации                       | 3848,4867 | -- | -- | 3848,4867 |
|   | Э2050 | Демонтаж электроснабжения                            | 3538,4565 | -- | -- | 3538,4565 |
|   |       | <b>Операторная</b>                                   |           |    |    |           |
|   | Э2130 | Демонтажные работы                                   | 795,432   | -- | -- | 795,432   |
|   | Э2140 | Демонтаж выкидных линий                              | 1675,9937 | -- | -- | 1675,9937 |

|  |  |                       |                  |    |    |                  |
|--|--|-----------------------|------------------|----|----|------------------|
|  |  | <b>Всего по главе</b> | <b>32398,153</b> | -- | -- | <b>32398,153</b> |
|--|--|-----------------------|------------------|----|----|------------------|

**Глава 3. Объекты подсобного и обслуживающего назначения**

|  |  |                       |    |    |    |    |
|--|--|-----------------------|----|----|----|----|
|  |  | <b>Всего по главе</b> | -- | -- | -- | -- |
|--|--|-----------------------|----|----|----|----|

**Глава 4. Объекты энергетического хозяйства**

|   |       |                                 |                  |    |    |                  |
|---|-------|---------------------------------|------------------|----|----|------------------|
| 2 | Э2150 | Демонтаж сетей электроснабжения | 2571,6063        | -- | -- | 2571,6063        |
|   |       | <b>Всего по главе</b>           | <b>2571,6063</b> | -- | -- | <b>2571,6063</b> |

**Глава 5. Объекты транспортного хозяйства и связи**

|  |  |                       |    |    |    |    |
|--|--|-----------------------|----|----|----|----|
|  |  | <b>Всего по главе</b> | -- | -- | -- | -- |
|--|--|-----------------------|----|----|----|----|

**Глава 6. Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения**

|  |  |                       |    |    |    |    |
|--|--|-----------------------|----|----|----|----|
|  |  | <b>Всего по главе</b> | -- | -- | -- | -- |
|--|--|-----------------------|----|----|----|----|

**Глава 7. Благоустройство и озеленение территории**

|   |       |                                                                |                  |    |    |                  |
|---|-------|----------------------------------------------------------------|------------------|----|----|------------------|
| 3 | Э2160 | Рекультивация нарушенных земель при обустройстве месторождения | 1339,5567        | -- | -- | 1339,5567        |
|   |       | <b>Всего по главе</b>                                          | <b>1339,5567</b> | -- | -- | <b>1339,5567</b> |
|   |       | <b>ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-7</b>                                     | <b>36309,316</b> | -- | -- | <b>36309,316</b> |
|   |       | <b>ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-8</b>                                     | <b>36309,316</b> | -- | -- | <b>36309,316</b> |

**Глава 9. Прочие работы и затраты**

|   |                     |                                      |                  |    |    |                  |
|---|---------------------|--------------------------------------|------------------|----|----|------------------|
|   |                     | <b>Всего по главе</b>                | --               | -- | -- | --               |
|   |                     | <b>ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-9</b>           | <b>36309,316</b> | -- | -- | <b>36309,316</b> |
| 4 | ГН ОССС             | Непредвиденные работы и затраты-2%   | 726,18632        | -- | -- | 726,18632        |
|   |                     | <b>ИТОГО СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ</b>       | <b>37035,502</b> | -- | -- | <b>37035,502</b> |
| 5 | Налоговый кодекс РК | Налог на добавленную стоимость -12 % | 4444,2603        | -- | -- | 4444,26          |
|   |                     | <b>ВСЕГО ПО СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ</b>     | <b>41479,763</b> | -- | -- | <b>41479,7</b>   |

### **13.6 Расчет ликвидационных отчислений, определение величины ликвидационного фонда и базового норматива**

В данном разделе при предварительном расчете величины ликвидационного фонда были использованы количественные значения ОПФ и стоимость 1 единицы каждого из ОПФ по проектам аналогам.

Предварительные расчеты по определению величины ликвидационного фонда были проведены по объемам добычи нефти – по базовому нормативу на 1 тонну добываемого углеводородного сырья (далее «УВС»), по которому рассчитаны ликвидационные отчисления, отраженные в структуре эксплуатационных затрат.

При разработке сметной документации должны будут учитываться ключевые направления ОПФ, состоящие из ликвидируемых объектов в зависимости от их функционального назначения и технических характеристик, к которым относятся:

- затраты на ликвидацию скважин согласно действующей организационно-технологической модели месторождения с учетом геологических условий бурения, применяемых материалов при строительстве скважин, удаленности от баз снабжения, внутрискважинного и устьевого оборудования;
- затраты на ликвидацию наземных объектов обустройства месторождения с учетом их количественного состава и технического состояния;
- затраты на демонтаж наземных объектов обустройства на конец рентабельной разработки месторождения;
- затраты на техническую рекультивацию нарушенных земель.

Для расчета ежегодных отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования был использован удельный норматив на добычу 1 тонны УВС, представляющий собой соотношение затрат на ликвидацию объектов к суммарной добыче УВС за период разработки месторождения.

По предварительным расчетам величина базового норматива по месторождению Пустынное с учетом ликвидации скважин и всей наземной инфраструктуры составила:

- **246,557518** тенге/тонна УВС

Предварительный расчет отчислений в ликвидационный фонд по рекомендуемому варианту приведен в таблице 13.6.1.

**Таблица 13.6.1 - Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд**

| Наименование                                           | Ед. изм.  | Сумма      |
|--------------------------------------------------------|-----------|------------|
| Ликвидация скважин                                     | тыс. тнг. | 162755,6   |
| Ликвидация промысловых объектов и оборудования         | тыс. тнг. | 42075,6    |
| Рекультивация земли                                    | тыс. тнг. | 41479,76   |
| Итого                                                  | тыс. тнг. | 246310,96  |
| Отчисления подлежащие выплате                          | тыс. тнг. | 246310,96  |
| Проектная накопленная добыча нефти за расчетный период | тыс. тн   | 999,0      |
| Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд     | тнг/тн    | 246,557518 |

В таблице 13.6.2 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам согласно Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании»

**Таблица 13.6.2- Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд по годам на период 2025-2045гг.**

| <b>Годы</b>  | <b>Годовая добыча УВС, тыс.тонн</b> | <b>Удельный норматив отчислений, тнг,тонн</b> | <b>Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге</b> |
|--------------|-------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| 2025         | 34,2                                | 246,558                                       | 8432,267116                                        |
| 2026         | 90,8                                | 246,558                                       | 22387,42263                                        |
| 2027         | 123,2                               | 246,558                                       | 30375,88622                                        |
| 2028         | 126,9                               | 246,558                                       | 31288,14903                                        |
| 2029         | 125,3                               | 246,558                                       | 30893,65701                                        |
| 2030         | 100,4                               | 246,558                                       | 24754,37481                                        |
| 2031         | 80,5                                | 246,558                                       | 19847,8802                                         |
| 2032         | 64,7                                | 246,558                                       | 15952,27141                                        |
| 2033         | 52,0                                | 246,558                                       | 12820,99094                                        |
| 2034         | 41,9                                | 246,558                                       | 10330,76                                           |
| 2035         | 33,8                                | 246,558                                       | 8333,644108                                        |
| 2036         | 27,2                                | 246,558                                       | 6706,36449                                         |
| 2037         | 22,0                                | 246,558                                       | 5424,265396                                        |
| 2038         | 17,8                                | 246,558                                       | 4388,72382                                         |
| 2039         | 14,4                                | 246,558                                       | 3550,428259                                        |
| 2040         | 11,6                                | 246,558                                       | 2860,067209                                        |
| 2041         | 9,4                                 | 246,558                                       | 2317,640669                                        |
| 2042         | 7,6                                 | 246,558                                       | 1873,837137                                        |
| 2043         | 6,2                                 | 246,558                                       | 1528,656612                                        |
| 2044         | 5,0                                 | 246,558                                       | 1232,78759                                         |
| 2045         | 4,1                                 | 246,558                                       | 1010,885824                                        |
| <b>Итого</b> | <b>999,0</b>                        |                                               | 246310,96                                          |

По данным таблицы 13.6.2. видно, что на основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда на контрактной территории на период добычи 2025-2045 годов составит 246310,96 тыс.тенге.

Выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа проектных работ. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий недропользования, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

### **13.2 Общие положения**

В данном разделе приведена информация о состоянии выполнения обязательств по начислению суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования на месторождении Пустынное.

Ликвидационный фонд формируется недропользователем для устранения последствий операций по добыче полезных ископаемых на территории Казахстана. По завершении эксплуатации месторождения средства ликвидационного фонда используются на ликвидацию последствий разработки месторождения, в частности на ликвидацию основных производственных фондов (ОПФ) нефтегазового производства.

На практике ликвидационные работы проводятся специализированными бригадами по капитальному ремонту скважин, затраты по которым включаются в себестоимость добываемой продукции. Работы по ликвидации включают в себя ликвидацию фонда скважин, демонтаж всех наземных сооружений и оборудования, а также рекультивацию нарушенных земель. К ликвидируемым ОПФ нефтегазового производства относятся:

- подземные объекты, включающие в себя скважины различного назначения и конструкции – добывающие, нагнетательные, резервные скважины. В зависимости от конструкции, скважины могут быть сложные и не сложные, а также вертикальные, горизонтальные, наклонно-направленные и др.;
- наземные объекты, состоящие из системы промыслового обустройства, таких как сбор, транспорт УВ, электроснабжение, связь, промводоснабжение и др.

Порядок расчета размера ликвидационного фонда и отчислений в ликвидационный фонд бывает различным и оговаривается в лицензиях или контрактах на недропользование. Например, формирование ликвидационного фонда имеет множество вариантов, к которым относятся ежегодные отчисления в виде:

- периодических отчислений в ликвидационный фонд в зависимости от объемов добычи УВ с использованием норматива отчислений в ликвидационный фонд;

- отчислений в ликвидационный фонд в размере 1% от суммы эксплуатационных затрат;
- ликвидационных отчислений в размере 10 % от суммы всех капитальных затрат на разработку месторождения, начисляемых равными долями в течение рентабельного периода;
- ежегодных отчислений исходя из количества ликвидируемых скважин и рыночной стоимости ликвидации скважин, начисляемых также равными долями.

Таким образом, ликвидация последствий разработки месторождения необходима для обеспечения безопасности нарушенных земель и охраны природной среды после завершения разработки месторождения **Пустынное**.

### **13.2 Основные условия проведения расчетов**

По настоящему отчету контрактный период разработки месторождения **Пустынное** охватывает промежуток с 2025-го по 2045год. Всего за проектный период прогнозный объем добычи нефти составляет 999,0 тыс. тонн нефти.

В целях накопления достаточных средств для ликвидации последствий недропользования месторождения **Пустынное** проведены предварительные расчеты по определению норматива ежегодных отчислений в ликвидационный фонд и величины ликвидационного фонда в зависимости от объема добытой нефти за соответствующий период.

### **13.3 Расчет затрат на ликвидацию скважин**

Все произведенные в рамках настоящего проекта экономические расчеты являются прогнозными. Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя.

Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

#### 13.4. Общая стоимость ликвидации скважин

Расчет затрат на ликвидацию скважин был рассчитан на основании фактической стоимости ликвидационных работ на одну скважину и количеством планируемых к выбытию скважин на конец срока действия контракта.

Таким образом затраты на ликвидацию скважин, платежей за выбросы в атмосферу при демонтажных работах и размещение отходов составят – 162755,6тыс.тг.

Сводный сметный расчет стоимостиликвидация скважин на месторождения **Пустынное** приведена в таблице 13.4.1. Подробные сметные расчеты представлены в Приложении №5.

**Таблица 13.4.1 - Сводный сметный расчет стоимостиликвидация скважин**

| Сметный расчет стоимости строительства в сумме        |                                             |                                          | 162755,6           | тыс.тенге         |
|-------------------------------------------------------|---------------------------------------------|------------------------------------------|--------------------|-------------------|
| <b>СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА</b> |                                             |                                          |                    |                   |
| Ликвидация скважин на месторождения <b>Пустынное</b>  |                                             |                                          |                    |                   |
| (наименование стройки)                                |                                             |                                          |                    |                   |
| № п/п                                                 | Наименование глав, объектов, работ и затрат | Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге | количество скважин | Всего, тыс. Тенге |
| 1                                                     | Ликвидация скважин                          | 5812,7                                   | 28                 | 162755,6          |
|                                                       | Всего по сводному сметному расчету          |                                          |                    | 162755,6          |

#### 13.4. Расчет рекультивации земли

Согласно пп.3 п.2 ст.238 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Рекультивация биологическим методом относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Таким образом затраты на рекультивацию земли одной скважины –42075,6 тыс.тг.

Сводный сметный расчет стоимости ликвидации скважин на месторождения **Пустынное** приведена в таблице 13.4.1. Подробные сметные расчеты представлены в Приложении №6.

**Таблица 13.4.1 - Сводный сметный расчет стоимости рекультивация земли**

| Сметный расчет стоимости строительства в сумме        |                                             |                                          | 42075,6            | тыс.тенге         |
|-------------------------------------------------------|---------------------------------------------|------------------------------------------|--------------------|-------------------|
| <b>СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА</b> |                                             |                                          |                    |                   |
| Ликвидация скважин на месторождения <b>Пустынное</b>  |                                             |                                          |                    |                   |
| (наименование стройки)                                |                                             |                                          |                    |                   |
| № п/п                                                 | Наименование глав, объектов, работ и затрат | Сметная стоимость 1 скважины, тыс. тенге | количество скважин | Всего, тыс. Тенге |
| 1                                                     | рекультивация землиодной скважины           | <b>1507,2</b>                            | 28                 | 42075,6           |
|                                                       | Всего по сводному сметному расчету          |                                          |                    | 42075,6           |

### 13.5. Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов нефтепромыслового обустройства был составлен определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

Стоимость ликвидации наземного обустройства промысла оценена в размере тыс. тенге. Сводный сметный расчет стоимости ликвидации обустройства месторождении **Пустынное** приведена в таблице 13.5.1

Таблица 13.5.1. Сводный сметный расчет стоимости ликвидации обустройства на месторождении

Сметный расчет стоимости строительства в сумме 41479,76 тыс. тнг.

## СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА

"Ликвидация месторождения Пустынное"

(наименование стройки)

| № п/п                                                                          | Номера смет и расчетов, иные документы | Наименование глав, объектов, работ и затрат          | Сметная стоимость, тыс. тенге |                                  |                       | Общая сметная стоимость, тыс. тенге |
|--------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|------------------------------------------------------|-------------------------------|----------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|
|                                                                                |                                        |                                                      | Строительно-монтажных работ   | Оборудования, мебели и инвентаря | Прочих работ и затрат |                                     |
| 1                                                                              | 2                                      | 3                                                    | 4                             | 5                                | 6                     | 7                                   |
| <b>Глава 1. Затраты на подготовительные работы по территории строительства</b> |                                        |                                                      |                               |                                  |                       |                                     |
|                                                                                |                                        | <b>Всего по главе</b>                                | --                            | --                               | --                    | --                                  |
| <b>Глава 2. Основные объекты строительства</b>                                 |                                        |                                                      |                               |                                  |                       |                                     |
| 1                                                                              |                                        | <b>Ликвидация устьев добывающих скважин</b>          |                               |                                  |                       |                                     |
|                                                                                | Э2000                                  | Демонтаж технологических линий                       | 2431,1534                     | --                               | --                    | 2431,1534                           |
|                                                                                | Э2040                                  | Демонтаж строительной части                          | 665,50232                     | --                               | --                    | 665,50232                           |
|                                                                                |                                        | <b>Ликвидация групповых замерных установок</b>       |                               |                                  |                       |                                     |
|                                                                                | Э2060                                  | Демонтаж технологических линий                       | 7987,624                      | --                               | --                    | 7987,624                            |
|                                                                                | Э2070                                  | Демонтаж строительной части                          | 3307,2923                     | --                               | --                    | 3307,2923                           |
|                                                                                | Э2010                                  | Демонтаж электроснабжения                            | 707,6913                      | --                               | --                    | 707,6913                            |
|                                                                                | Э2080                                  | Демонтаж средств автоматизации                       | 425,848                       | --                               | --                    | 425,848                             |
|                                                                                |                                        | <b>Ликвидация временного пункта подготовки нефти</b> |                               |                                  |                       |                                     |
|                                                                                | Э2020                                  | Демонтаж технологических линий                       | 7014,6731                     | --                               | --                    | 7014,6731                           |
|                                                                                | Э2030                                  | Демонтаж средств автоматизации                       | 3848,4867                     | --                               | --                    | 3848,4867                           |
|                                                                                | Э2050                                  | Демонтаж электроснабжения                            | 3538,4565                     | --                               | --                    | 3538,4565                           |
|                                                                                |                                        | <b>Операторная</b>                                   |                               |                                  |                       |                                     |
|                                                                                | Э2130                                  | Демонтажные работы                                   | 795,432                       | --                               | --                    | 795,432                             |

|                                                                                                              |                     |                                                                |                  |           |           |                  |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|----------------------------------------------------------------|------------------|-----------|-----------|------------------|
|                                                                                                              | Э2140               | Демонтаж выкидных линий                                        | 1675,9937        | --        | --        | 1675,9937        |
|                                                                                                              |                     | <b>Всего по главе</b>                                          | <b>32398,153</b> | <b>--</b> | <b>--</b> | <b>32398,153</b> |
| <b><u>Глава 3. Объекты подсобного и обслуживающего назначения</u></b>                                        |                     |                                                                |                  |           |           |                  |
|                                                                                                              |                     | <b>Всего по главе</b>                                          | <b>--</b>        | <b>--</b> | <b>--</b> | <b>--</b>        |
| <b><u>Глава 4. Объекты энергетического хозяйства</u></b>                                                     |                     |                                                                |                  |           |           |                  |
| 2                                                                                                            | Э2150               | Демонтаж сетей электроснабжения                                | 2571,6063        | --        | --        | 2571,6063        |
|                                                                                                              |                     | <b>Всего по главе</b>                                          | <b>2571,6063</b> | <b>--</b> | <b>--</b> | <b>2571,6063</b> |
| <b><u>Глава 5. Объекты транспортного хозяйства и связи</u></b>                                               |                     |                                                                |                  |           |           |                  |
|                                                                                                              |                     | <b>Всего по главе</b>                                          | <b>--</b>        | <b>--</b> | <b>--</b> | <b>--</b>        |
| <b><u>Глава 6. Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения</u></b> |                     |                                                                |                  |           |           |                  |
|                                                                                                              |                     | <b>Всего по главе</b>                                          | <b>--</b>        | <b>--</b> | <b>--</b> | <b>--</b>        |
| <b><u>Глава 7. Благоустройство и озеленение территории</u></b>                                               |                     |                                                                |                  |           |           |                  |
| 3                                                                                                            | Э2160               | Рекультивация нарушенных земель при обустройстве месторождения | 1339,5567        | --        | --        | 1339,5567        |
|                                                                                                              |                     | <b>Всего по главе</b>                                          | <b>1339,5567</b> | <b>--</b> | <b>--</b> | <b>1339,5567</b> |
|                                                                                                              |                     | <b>ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-7</b>                                     | <b>36309,316</b> | <b>--</b> | <b>--</b> | <b>36309,316</b> |
|                                                                                                              |                     | <b>ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-8</b>                                     | <b>36309,316</b> | <b>--</b> | <b>--</b> | <b>36309,316</b> |
| <b><u>Глава 9. Прочие работы и затраты</u></b>                                                               |                     |                                                                |                  |           |           |                  |
|                                                                                                              |                     | <b>Всего по главе</b>                                          | <b>--</b>        | <b>--</b> | <b>--</b> | <b>--</b>        |
|                                                                                                              |                     | <b>ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-9</b>                                     | <b>36309,316</b> | <b>--</b> | <b>--</b> | <b>36309,316</b> |
| 4                                                                                                            | ГН ОССС             | Непредвиденные работы и затраты-2%                             | 726,18632        | --        | --        | 726,18632        |
|                                                                                                              |                     | <b>ИТОГО СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ</b>                                 | <b>37035,502</b> | <b>--</b> | <b>--</b> | <b>37035,502</b> |
| 5                                                                                                            | Налоговый кодекс РК | Налог на добавленную стоимость -12 %                           | 4444,2603        | --        | --        | 4444,26          |
|                                                                                                              |                     | <b>ВСЕГО ПО СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ</b>                               | <b>41479,763</b> | <b>--</b> | <b>--</b> | <b>41479,7</b>   |

### **13.7 Расчет ликвидационных отчислений, определение величины ликвидационного фонда и базового норматива**

В данном разделе при предварительном расчете величины ликвидационного фонда были использованы количественные значения ОПФ и стоимость 1 единицы каждого из ОПФ по проектам аналогам.

Предварительные расчеты по определению величины ликвидационного фонда были проведены по объемам добычи нефти – по базовому нормативу на 1 тонну добываемого углеводородного сырья (далее «УВС»), по которому рассчитаны ликвидационные отчисления, отраженные в структуре эксплуатационных затрат.

При разработке сметной документации должны будут учитываться ключевые направления ОПФ, состоящие из ликвидируемых объектов в зависимости от их функционального назначения и технических характеристик, к которым относятся:

- затраты на ликвидацию скважин согласно действующей организационно-технологической модели месторождения с учетом геологических условий бурения, применяемых материалов при строительстве скважин, удаленности от баз снабжения, внутрискважинного и устьевого оборудования;
- затраты на ликвидацию наземных объектов обустройства месторождения с учетом их количественного состава и технического состояния;
- затраты на демонтаж наземных объектов обустройства на конец рентабельной разработки месторождения;
- затраты на техническую рекультивацию нарушенных земель.

Для расчета ежегодных отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования был использован удельный норматив на добычу 1 тонны УВС, представляющий собой соотношение затрат на ликвидацию объектов к суммарной добыче УВС за период разработки месторождения.

По предварительным расчетам величина базового норматива по месторождению Пустынное с учетом ликвидации скважин и всей наземной инфраструктуры составила:

- **246,557518** тенге/тонна УВС

Предварительный расчет отчислений в ликвидационный фонд по рекомендуемому варианту приведен в таблице 13.6.1.

**Таблица 13.6.1 - Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд**

| Наименование                                           | Ед. изм.  | Сумма      |
|--------------------------------------------------------|-----------|------------|
| Ликвидация скважин                                     | тыс. тнг. | 162755,6   |
| Ликвидация промысловых объектов и оборудования         | тыс. тнг. | 42075,6    |
| Рекультивация земли                                    | тыс. тнг. | 41479,76   |
| Итого                                                  | тыс. тнг. | 246310,96  |
| Отчисления подлежащие выплате                          | тыс. тнг. | 246310,96  |
| Проектная накопленная добыча нефти за расчетный период | тыс. тн   | 999,0      |
| Удельный норматив отчислений в Ликвидационный фонд     | тнг/тн    | 246,557518 |

В таблице 13.6.2 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам согласно Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании»

**Таблица 13.6.2- Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд по годам на период 2025-2045гг.**

| <b>Годы</b>  | <b>Годовая добыча УВС, тыс.тонн</b> | <b>Удельный норматив отчислений, тнг,тонн</b> | <b>Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге</b> |
|--------------|-------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| 2025         | 34,2                                | 246,558                                       | 8432,267116                                        |
| 2026         | 90,8                                | 246,558                                       | 22387,42263                                        |
| 2027         | 123,2                               | 246,558                                       | 30375,88622                                        |
| 2028         | 126,9                               | 246,558                                       | 31288,14903                                        |
| 2029         | 125,3                               | 246,558                                       | 30893,65701                                        |
| 2030         | 100,4                               | 246,558                                       | 24754,37481                                        |
| 2031         | 80,5                                | 246,558                                       | 19847,8802                                         |
| 2032         | 64,7                                | 246,558                                       | 15952,27141                                        |
| 2033         | 52,0                                | 246,558                                       | 12820,99094                                        |
| 2034         | 41,9                                | 246,558                                       | 10330,76                                           |
| 2035         | 33,8                                | 246,558                                       | 8333,644108                                        |
| 2036         | 27,2                                | 246,558                                       | 6706,36449                                         |
| 2037         | 22,0                                | 246,558                                       | 5424,265396                                        |
| 2038         | 17,8                                | 246,558                                       | 4388,72382                                         |
| 2039         | 14,4                                | 246,558                                       | 3550,428259                                        |
| 2040         | 11,6                                | 246,558                                       | 2860,067209                                        |
| 2041         | 9,4                                 | 246,558                                       | 2317,640669                                        |
| 2042         | 7,6                                 | 246,558                                       | 1873,837137                                        |
| 2043         | 6,2                                 | 246,558                                       | 1528,656612                                        |
| 2044         | 5,0                                 | 246,558                                       | 1232,78759                                         |
| 2045         | 4,1                                 | 246,558                                       | 1010,885824                                        |
| <b>Итого</b> | <b>999,0</b>                        |                                               | <b>246310,96</b>                                   |

По данным таблицы 13.6.2. видно, что на основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда на контрактной территории на период добычи 2025-2045 годов составит 246310,96 тыс.тенге.

Выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа проектных работ. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий недропользования, сумма обеспечения может быть скорректирована

соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

### а) Опубликованная литература

- |      |                  |                                                                                                                                                                                                                                     |
|------|------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| [1]  | Правительство РК | Кодекс РК «О недрах и недропользовании», утвержденный постановлением Правительства РК №125-VI от 27.12.2017г, (с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.07.2024г), Астана, 2024г;                                            |
| [2]  | Правительство РК | Кодекс РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)» от 25.12.2017г №120-VI ЗРК, с изменениями и дополнениями по состоянию на 27.11.2019г, г. Астана, 2019г;                                            |
| [3]  | Правительство РК | «Экологический кодекс РК», утвержденный постановлением Правительства РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021г (с изменениями и дополнениями от 09.09.2024г), г. Астана, 2024г;                                                                 |
| [4]  | Правительство РК | «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239, г. Астана, 2018г;                                                                            |
| [5]  | Правительство РК | «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отрасли промышленности», утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г №355, г. Астана, 2014г; |
| [6]  | Правительство РК | «Правила безопасности при сборе, подготовке и транспортировании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности», г. Астана                                                                                                    |
| [7]  | Правительство РК | РД 52.04.52-85 «Методические указания. Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях», Главная геофизическая обсерватория Западно-Сибирского регионального НИИ, «Гидрометеиздат», г.Ленинград, 1987г;       |
| [8]  | Правительство РК | «Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах», г. Астана, 2015г;                                                                                                                       |
| [9]  | Правительство РК | «Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов», г. Астана, 2014г;                                                                                                                       |
| [10] | ВНИИ             | РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений», г. Москва, 1982г;                                                       |

- [11] Правительство РК СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденный Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли РК №596 от 31.10.12г, г. Астана, 2012г;
- [12] Правительство РК «Единая методика расчета организациями местного содержания при закупке товаров, работ и услуг», утвержденная приказом Министра по инвестициям и развитию РК №87 от 30.01.2015г, г. Астана, 2015г;
- [13] Правительство РК «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», утвержденные Приказом от 24.08.18г №329 И.о. Министра энергетики РК, г. Астана, 2018г;
- [14] Лысенко В.Д. «Разработка нефтяных месторождений (проектирование и анализ)», г. Москва, «Недра», 2003г;
- [15] Правительство СССР ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти», г. Москва, 1980г;

#### **б) Фондовая литература**

- [16] Гузикова В.А.,  
Джаксыбулатова Г.К. «Геологический отчет о результатах структурно-поискового бурения на площадях Пустынный и Прибрежный Эмбинского района, Гурьевской области Каз.ССР за 1965-1967 гг.», ЗКГУ. г.Гурьев. 1968 г. Фонды МД «Запказнедра»;
- [17] Тасмагамбетова Г.А.  
Амангельди А.Б. Проект разработки месторождения Пустынное по состоянию на 01.01.2024 г., ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», 2024 г., Г. Астана.
- [18] Джамикешев А.М.,  
Баймуратова А.Е., Анализ разработки месторождения Пустынное по состоянию на 01.08.2025 г., ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», 2024 г., Г. Астана.;
- [19] Сагимбаева С.Е.  
Мербаева А.  
Зиноллаева М.Б. Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Пустынное по состоянию на 01.03.2026г., ТОО «КазНИГРИ», 2026г., г. Атырау.

## ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ



