

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХТУРКМУНАЙ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №24014522

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Казахтуркмунай»

_____ А.Н. Хамзин

« ____ » _____ 2025г.

**ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЛАКТЫБАЙ**
по состоянию на 01.01.2025г

(Договор №1060749/2024/1 от 30.12.2024г)

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»:

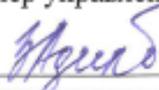
_____ А.С.МАРДАНОВ

Первый заместитель директора
филиала по геологии и разработке

_____ Т.С. ДЖАКСЫЛЫКОВ

г. Атырау, 2025г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

| | |
|--|--------------------------------|
| Руководитель проекта, Директор департамента по разработке  Башев А.А. | (Общее руководство) |
| Руководитель управление разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО  Хажитов В.З. | (Общее руководство) |
| Ответственный исполнитель по геологии, Инженер управление геологического моделирования  Адилбекова З.К. | (глава 11, разделы 2.1, 2.5) |
| Ответственный исполнитель по разработке, Старший инженер управление разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО  Мурат А.К. | (главы 1, 3, 4, 8, 9, 12, 13) |
| Старший инженер управление геофизики и петрофизики  Болат Э. | (раздел 2.2,2.4) |
| Ведущий инженер управление геологии и геологоразведки  Досниязов Р.У. | (разделы 2.3) |
| Инженер службы техники и технологии добычи нефти и газа  Дюсемалиев А.Б. | (раздел 6.1) |
| Инженер управление системы сбора, транспорта и подготовки продукции  Каким А.С. | (разделы 6.3) |
| Старший инженер управление проектирования бурения и ремонта скважин  Амангалиев А.К. | (глава 7) |
| Эксперт управление бюджетирования и экономических исследований  Матжанова М.Д. | (глава 5, 13, раздел 3.5, 4.2) |
| Старший инженер управление экологии  Асланқызы Г. | (глава 10) |

Ответственный за Документ-контроль:  Хажитов В.З.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|--|
| РЕФЕРАТ | 15 |
| ВВЕДЕНИЕ..... | 16 |
| 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ..... | 20 |
| 2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 22 |
| 2.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ..... | 22 |
| 2.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ТОЛЩИН, КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ И ИХ НЕОДНОРОДНОСТИ..... | ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА. |
| 2.3 СВОЙСТВА И СОСТАВ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ | 49 |
| 2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях..... | 49 |
| 2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях..... | 55 |
| 2.3.3 Компонентный состав и свойства растворенного газа | 59 |
| 2.3.4 Физические свойства и химический состав подземных вод..... | Ошибка! Закладка не определена. |
| 2.4 ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ | 63 |
| 2.5 ЗАПАСЫ НЕФТИ И РАСТВОРЕННОГО ГАЗА | 68 |
| 3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛ | 72 |
| ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ | 72 |
| 3.1 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ, ХАРАКТЕРИСТИКА ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ..... | 72 |
| 3.2 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ..... | 87 |
| 3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки..... | 87 |
| 3.3 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ РАСЧЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ | 121 |
| 3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки..... | 121 |
| 3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки | 122 |
| 3.4 ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ И ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ..... | 123 |
| 3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки | 123 |
| 3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики..... | 125 |
| 3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт..... | 127 |
| 3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки | 128 |
| 3.5 ОБОСНОВАНИЕ НОРМАТИВОВ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ПРИНЯТЫХ ДЛ | 129 |
| 4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ..... | 135 |
| 4.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ | 135 |
| 4.2 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ..... | ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА. |
| 4.3 АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ (КИН) ИЗ НЕДР | 150 |
| 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ..... | 151 |
| 6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА..... | 153 |
| 6.1 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УСТЬЕВОГО И ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН | 153 |
| 6.1.1 Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин | 155 |
| 6.1.2 Обоснование устьевого и внутрискважинного оборудования добывающих скважин | 157 |
| 6.1.3 Обоснование выбора оборудования и режимов работы механизированных скважин..... | 161 |
| 6.2 ВЫПОЛНЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН | 164 |
| 6.3 РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН..... | ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА. |
| 6.4 ТРЕБОВАНИЯ К РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ (УТИЛИЗАЦИИ) ГАЗА | 173 |
| 6.5 РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ ППД, КАЧЕСТВУ ИСПОЛЬЗУЕМОГО АГЕНТА..... | ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА. |
| 7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН | 182 |
| 7.1 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ | ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА. |
| 8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ | 193 |

| | | |
|-----------|--|------------|
| 8.1 | ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ | 193 |
| 9 | КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ..... | 202 |
| 9.1 | КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ..... | 202 |
| 10 | ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ | 209 |
| 10.1 | Климатические условия расположения месторождения..... | 209 |
| 10.2 | Современное состояние атмосферного воздуха | 210 |
| 10.3 | Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения..... | 214 |
| 10.4 | Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны) | 216 |
| 10.5 | Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения, и истощения | 217 |
| 10.6 | Производственные отходы предприятия..... | 225 |
| 10.7 | Охрана недр | 226 |
| 11 | МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... | 235 |
| 11.1 | Мероприятия по доразведке месторождения | 235 |
| 12 | ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ | 238 |
| 13.1 | Выполнение обязательств по обеспечению ликвидации последствий недропользования 238 | |
| | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 241 |
| | ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ..... | 243 |

СПИСОК ТАБЛИЦ

| №.№ п/п | №.№ табл. | Наименование | Ст р. |
|------------|--------------|---|----------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. | 2.1.1 | Характеристика продуктивных горизонтов | 45 |
| 2. | 2.1.2 | Абсолютные отметки межфлюидных контактов | 45 |
| 3. | 2.2.1 | Дебит по интервалам PLT | 43 |
| 4. | 2.2.2 | Статистические ряды распределения проницаемости пласта (горизонта) по керну | 48 |
| 5. | 2.3.1 | Состав и свойства нефти в пластовых условиях | 53 |
| 6. | 2.3.2 | Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях | 58 |
| 7. | 2.3.3 | Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (мольное содержание, %) | 61 |
| 8. | 2.3.4 | Содержание ионов и примесей в пластовой воде | 62 |
| 9. | 2.4.1 | Виды специальных исследований | 63 |
| 10. | 2.4.2 | Результаты эксперимента по определению капиллярного давления (скважина №43) | 63 |
| 11. | 2.4.3 | Относительная проницаемость в системе вода-нефть. Горизонт II (надвиг) | 65 |
| 12. | 2.4.4 | Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой. Горизонт II (надвиг) | 66 |
| 13. | 2.4.5 | Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта. Горизонт II (надвиг) | 67 |
| 14. | 2.4.6 | Результаты анализа смачиваемости по Амотту. Горизонт II (надвиг) | 67 |
| 15. | 2.5.1 | Утвержденные запасы нефти и растворенного газа | 70 |
| 16. | 2.5.2 | Подсчет запасов этана, пропана и бутана месторождения Лактыбай | 71 |
| 17. | 2.5.3 | Подсчет запасов серы и парафина месторождения Лактыбай | 71 |
| 18. | 3.1.1 | Результаты гидродинамических исследований в целом по месторождению | 74 |
| 19. | 3.1.2 | Результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 41. | 76 |
| 20. | 3.1.3 | Результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 41. | 77 |
| 21. | 3.1.4 | Результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 46. | 78 |
| 22. | 3.1.5 | Результаты гидродинамических исследований в целом по месторождению | 80 |
| 23. | 3.1.6 | Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по I и III объектам | 81 |
| 24. | 3.1.7 | Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по II объекту по блокам | 81 |
| 25. | 3.1.8 | Результаты исследования пластового давления за 2020-01.01.2025гг | 82 |
| 26. | 3.2.1 | Характеристика фонда скважин на 01.01.2024г | 88 |
| 27. | 3.2.2 | Динамика основных показателей разработки I объекта | 102 |
| 28. | 3.2.3 | Динамика основных показателей разработки II объекта | 103 |
| 29. | 3.2.4 | Динамика основных показателей разработки III объекта | 104 |
| 30. | 3.2.5 | Динамика основных показателей разработки месторождения в целом | 105 |
| 31. | 3.2.6 | Сопоставление фактических показателей разработки по I объекту | 108 |
| 32. | 3.2.7 | Сопоставление фактических показателей разработки по II объекту | 110 |
| 33. | 3.2.8 | Сопоставление фактических показателей разработки по III объекту | 112 |

| | | | |
|-----|--------|---|-----|
| 34. | 3.2.9 | Сопоставление фактических показателей разработки по месторождению | 115 |
| 35. | 3.2.10 | Динамика темпов выработки запасов нефти от НИЗ | 116 |
| 36. | 3.2.11 | Динамика текущих коэффициентов извлечения нефти | 116 |
| 37. | 3.2.12 | Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам | 117 |
| 38. | 3.4.1 | Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки | 124 |
| 39. | 3.4.2 | Адресная программа геолого-технических мероприятий, 1 вариант | 127 |
| 40. | 3.4.3 | Адресная программа геолого-технических мероприятий, 2 вариант | 127 |
| 41. | 3.6.1 | Маркетинговые показатели | 130 |
| 42. | 3.6.2 | Технико-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат | 131 |
| 43. | 3.6.3 | Ставки налога на добычу | 132 |
| 44. | 3.6.4 | Ставки рентного налога на экспорт | 133 |
| 45. | 3.6.5 | Шкала экспортной таможенной пошлины | 133 |
| 46. | 3.6.6 | Ставки налога на сверхприбыль | 134 |
| 47. | 4.1.1 | Характеристика фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый) | 136 |
| 48. | 4.1.2 | Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый) | 136 |
| 49. | 4.1.3 | Характеристика фонда скважин I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый) | 137 |
| 50. | 4.1.4 | Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый) | 137 |
| 51. | 4.1.5 | Характеристика фонда скважин II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый) | 138 |
| 52. | 4.1.6 | Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый) | 138 |
| 53. | 4.1.7 | Характеристика фонда скважин III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый) | 139 |
| 54. | 4.1.8 | Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый) | 139 |
| 55. | 4.1.9 | Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения | 140 |
| 56. | 4.1.10 | Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей | 141 |
| 57. | 4.2.1 | Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 2) | 144 |
| 58. | 4.2.2 | Бюджетная эффективность в целом по месторождению (вариант 2) | 145 |
| 59. | 4.2.3 | Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 2) | 145 |
| 60. | 4.2.4 | Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению (вариант 2) | 146 |
| 61. | 4.2.5 | Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению (вариант 2) | 148 |
| 62. | 4.3.1 | Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН) | 150 |
| 63. | 5.1 | Технико-экономические показатели вариантов разработки | 152 |
| 64. | 6.1.1 | Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки | 154 |
| 65. | 6.2.1 | Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин | 165 |

| | | | |
|-----|--------|--|-----|
| 66. | 6.3.1 | Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Лактыбай. | 169 |
| 67. | 6.3.2 | Расчет потерь нефти и газа | 172 |
| 68. | 6.3.3 | Технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Лактыбай | 172 |
| 69. | 6.4.1 | Баланс добычи и распределение нефтяного газа месторождения Лактыбай (вариант 1) | 176 |
| 70. | 6.4.2 | Баланс добычи и распределение нефтяного газа месторождения Лактыбай (вариант 2 - рекомендуемый) | 177 |
| 71. | 6.5.1 | Оборудование, необходимое для обустройства системы ППД | 179 |
| 72. | 6.5.2 | Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления | 180 |
| 73. | 6.5.3 | Технологические приемы обработки воды | 181 |
| 74. | 7.1.1 | Проектная конструкция скважин глубиной 4700м | 183 |
| 75. | 7.1.2 | Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины с проектной глубиной 4700м. | 183 |
| 76. | 7.1.3 | Проектная конструкция скважин глубиной 4200м | 184 |
| 77. | 7.1.4 | Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины с проектной глубиной 4200м. | 184 |
| 78. | 7.1.5 | Типовая проектная конструкция скважины 52 (горизонтальная скважина) | 185 |
| 79. | 7.1.7 | Проектная конструкция скважин глубиной 4500м | 187 |
| 80. | 7.1.8 | Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины с проектной глубиной 4500м. | 184 |
| 81. | 7.1.9 | Проектная конструкция скважин глубиной 4700м | 188 |
| 82. | 7.1.10 | Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины с проектной глубиной 4700м. | 188 |
| 83. | 8.1.1 | Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению. 2 вариант (рекомендуемый) | 194 |
| 84. | 8.1.2 | Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. 2 вариант (рекомендуемый) | 196 |
| 85. | 8.1.3 | Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. 2 вариант (рекомендуемый) | 198 |
| 86. | 8.1.4 | Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по III объекту. 2 вариант (рекомендуемый) | 200 |
| 87. | 9.1.1 | Необходимый комплекс исследований при контроле за разработкой | 204 |
| 88. | 9.1.2 | Необходимый комплекс промысловых гидродинамических исследований | 207 |
| 89. | 10.1.1 | Общая климатическая характеристика | 209 |
| 90. | 10.1.2 | Средняя месячная и годовая температура воздуха (°С) | 210 |
| 91. | 10.1.3 | Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра (м/с) | 210 |
| 92. | 10.1.4 | Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей | 210 |
| 93. | 10.2.1 | Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны | 211 |
| 94. | 10.4.1 | Размеры СЗЗ | 217 |
| 95. | 10.5.1 | Результаты анализов поверхностных вод | 219 |
| 96. | 10.7.1 | Результаты анализа почвенного покрова | 228 |
| 97. | 12.1.1 | Расчет размера суммы ликвидации промысловых объектов и оборудования (рекомендуемый вариант) | 239 |
| 98. | 12.1.2 | Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения | 239 |

| | | | |
|-----|--------|---|-----|
| 99. | 12.1.3 | Расчет отчислений в Ликвидационный фонд | 240 |
|-----|--------|---|-----|

СПИСОК РИСУНКОВ

| №№ п/п | №№ рис. | Наименование | Стр. |
|-----------|------------|--|------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. | 1.1 | Обзорная карта | 21 |
| 2. | 2.1.1 | Тектоническая схема подсолевых отложений восточной части Прикаспийской впадины | 29 |
| 3. | 2.1.2 | Тектоническая модель 2015г | 30 |
| 4. | 2.1.3 | Тектоническая модель 2023г | 30 |
| 5. | 2.1.4 | Структурная карта по кровле ОГ ПЗ. (кровля D3fm-C1t) | 31 |
| 6. | 2.1.5 | Структурная карта по ОГ P21 И P21u | 32 |
| 7. | 2.1.6 | Структурная карта по ОГ P2 И P2u | 33 |
| 8. | 2.1.7 | Сейсмический профиль IL 2287 И скважина 40 | 34 |
| 9. | 2.1.8 | Структурная карта по ОГ P1 | 36 |
| 10. | 2.1.9 | Структурная карта по ОГ VI – кровля кунгурской соли (P1k) | 36 |
| 11. | 2.1.10 | Структурная карта по ОГ VI-1 – поверхность подвернутого склона соли | 37 |
| 12. | 2.1.11 | Структурная карта по ОГ VI-2 – поверхность основания соляного купола под карнизом | 37 |
| 13. | 2.1.12 | Структурная карта по ОГ V – подошва юрских отложений | 38 |
| 14. | 2.1.13 | Структурная карта по ОГ III – Подошва мела и кровля юрских отложений | 39 |
| 15. | 2.3.1 | Зависимость давления насыщения от газосодержания | 54 |
| 16. | 2.3.2 | Зависимость объемного коэффициента от газосодержания | 54 |
| 17. | 2.3.3 | Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания | 54 |
| 18. | 2.3.4 | Зависимость вязкости от плотности пластовой нефти | 54 |
| 19. | 2.4.1 | Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности (скв. №43) | 64 |
| 20. | 2.4.2 | Кривые относительной проницаемости для нефти и воды (скв. №43) | 66 |
| 21. | 3.1.1 | Диагностический график по результатам исследования КВД по скважине 40 и структурная карта по I горизонту | 73 |
| 22. | 3.1.2 | Индикаторная диаграмма по скважине 40 | 74 |
| 23. | 3.1.3 | Индикаторная диаграмма по скважине 41 | 77 |
| 24. | 3.1.4 | Индикаторная диаграмма по скважине 41 | 78 |
| 25. | 3.1.5 | Индикаторная диаграмма по скважине 46 | 79 |
| 26. | 3.1.6 | Динамика изменения пластового и забойного давления I объекта | 83 |
| 27. | 3.1.7 | Динамика изменения пластового и забойного давления II объекта | 84 |
| 28. | 3.1.8 | Динамика изменения пластового и забойного давления III объекта | 85 |
| 29. | 3.2.1 | График эксплуатации скважины 27 | 89 |
| 30. | 3.2.2 | График эксплуатации скважины 32 | 91 |
| 31. | 3.2.3 | График эксплуатации скважины 34 | 92 |
| 32. | 3.2.4 | График эксплуатации скважины 37 | 93 |
| 33. | 3.2.5 | График эксплуатации скважины 40 | 94 |
| 34. | 3.2.6 | График эксплуатации скважины 41 | 95 |
| 35. | 3.2.7 | График эксплуатации скважины 43 | 95 |
| 36. | 3.2.8 | График эксплуатации скважины 46 | 96 |
| 37. | 3.2.9 | Распределение добычи нефти по объектам на 01.01.2025г | 96 |
| 38. | 3.2.10 | График разработки I объекта | 97 |
| 39. | 3.2.11 | График разработки II объекта | 99 |
| 40. | 3.2.12 | График разработки III объекта | 100 |
| 41. | 3.2.13 | График разработки по месторождению в целом | 101 |
| 42. | 3.2.14 | Сравнение основных проектных и фактических показателей | 107 |

| | | | |
|-----|--------|---|-----|
| | | разработки по I объекту | |
| 43. | 3.2.15 | Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки по II объекту | 109 |
| 44. | 3.2.16 | Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки по III объекту | 111 |
| 45. | 3.2.17 | Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки месторождения | 112 |
| 46. | 3.2.18 | Распределение накопленной добычи нефти (а) и достигнутых на 01.01.2025г значений КИН (б) по объектам разработки и месторождению в целом | 116 |
| 47. | 3.2.19 | Кривые характеристики вытеснений по I объекту | 118 |
| 48. | 3.2.20 | Кривые характеристики вытеснений по II объекту | 119 |
| 49. | 3.2.21 | Кривые характеристики вытеснений по III объекту | 120 |
| 50. | 6.1.1 | Согласование работы I объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм | 156 |
| 51. | 6.1.2 | Согласование работы II Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм | 156 |
| 52. | 6.1.3 | Согласование работы III Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм | 157 |
| 53. | 6.1.4 | Зависимость гидравлического потеря давления от дебита скважины | 160 |
| 54. | 6.1.5 | Устьевая арматура УЭЦН | 162 |
| 55. | 6.2.1 | Технология кожуха по борьбе с АСПО | 167 |
| 56. | 6.3.1 | Схема установки подготовки нефти месторождения Лактыбай | 170 |
| 57. | 6.3.2 | Технологическая схема системы сбора месторождения Актюбинской области ТОО «Казахтуркмунай» | 171 |
| 58. | 6.3.3 | Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Лактыбай | 173 |
| 59. | 6.4.1 | Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Лактыбай | 175 |
| 60. | 6.5.1 | Принципиальная схема системы ППД на месторождении Лактыбай | 179 |
| 61. | 10.1.1 | Роза ветров | 210 |
| 62. | 10.7.1 | Карта пробуренных и проектных скважин месторождения Лактыбай | 237 |

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

| №№ п/п | Наименование приложения | стр. |
|-----------|--|------|
| П.2.2.1 | Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности | 244 |
| П.2.3.1 | Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях по скважинам | 249 |
| П.2.3.2 | Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях по скважинам | 250 |
| П.2.3.3 | Физико-химические свойства и компонентный состав нефтяного газа по скважинам | 252 |
| П.4.1.1 | Характеристика основного фонда скважин по I объекту. 2 вариант (рекомендуемый) | 253 |
| П.4.1.2 | Характеристика основных показателей разработки по I объекту. 2 вариант (рекомендуемый) | 253 |
| П.4.1.3 | Характеристика основного фонда скважин по II объекту. 2 вариант (рекомендуемый) | 254 |
| П.4.1.4 | Характеристика основных показателей разработки по II объекту. 2 вариант (рекомендуемый) | 254 |
| П.4.1.5 | Характеристика основного фонда скважин по III объекту. 2 вариант (рекомендуемый) | 255 |
| П.4.1.6 | Характеристика основных показателей разработки по III объекту. 2 вариант (рекомендуемый) | 255 |
| П.4.1.7 | Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 2 вариант (рекомендуемый) | 256 |
| П.4.1.8 | Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. 2 вариант (рекомендуемый) | 256 |
| П.4.1.9 | Характеристика основного фонда скважин по I объекту. 1 вариант | 257 |
| П.4.1.10 | Характеристика основных показателей разработки по I объекту. 1 вариант | 257 |
| П.4.1.11 | Характеристика основного фонда скважин по II объекту. 1 вариант | 258 |
| П.4.1.12 | Характеристика основных показателей разработки по II объекту. 1 вариант | 258 |
| П.4.1.13 | Характеристика основного фонда скважин по III объекту. 1 вариант | 259 |
| П.4.1.14 | Характеристика основных показателей разработки по III объекту. 1 вариант | 259 |
| П.4.1.15 | Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 1 вариант | 260 |
| П.4.1.16 | Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. 1 вариант | 260 |
| П.11.2.1 | Капитальные вложения (Вариант 1) | 261 |
| П.11.2.2 | Бюджетная эффективность (Вариант 1) | 261 |
| П.11.2.3 | Производственный доход (Вариант 1) | 261 |
| П.11.2.4 | Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1) | 262 |
| П.11.2.5 | Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1) | 264 |

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

| №№ п/п | Наименование приложения | № прил. | Масштаб |
|-------------------|---|--------------------|----------------|
| 1 | 3 | 3 | 5 |
| 1. | Структурные карты по отражающему горизонту П ₂ по данным сеймики и бурения | 1 | 1:50 000 |
| 2. | Геологический профиль по линии I-I' | 2 | 1:50 000 |
| 3. | Геологический профиль по линии II-II' | 3 | 1:50 000 |
| 4. | Геолого-литологический профиль I-I' | 4 | 1:50 000 |
| 5. | Геолого-литологический профиль по линии II-II' | 5 | 1:50 000 |
| 6. | I, I-A – продуктивные горизонты. Структурные карты по кровле коллектора и карты эффективных нефтенасыщенных толщин | 6 | 1:50 000 |
| 7. | II, III – продуктивные горизонты. Структурные карты по кровле коллектора и карты эффективных нефтенасыщенных толщин | 7 | 1:50 000 |
| 8. | IV, V – продуктивные горизонты. Структурные карты по кровле коллектора и карты эффективных нефтенасыщенных толщин | 8 | 1:50 000 |
| 9. | Схема обоснования ВНК | 9 | 1:50 000 |
| 10. | Структурные карты по отражающему горизонту V | 10 | 1:50 000 |
| 11. | Структурные карты по отражающему горизонту П ₂ | 11 | 1:50 000 |
| 12. | Карта изобар на 01.01.2025г. | 12 | 1:50 000 |
| 13. | Карты текущих и суммарных отборов на 01.01.2025г. | 13 | 1:50 000 |
| 14. | Схема расположения пробуренных и проектных скважин | 14 | 1:50 000 |

РЕФЕРАТ

Работа содержит 280 страниц, в т.ч. 100 таблиц, 54 рисунков, 37 табличных приложений, 12 графических приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ, ОБЪЕКТ, НЕФТЬ, ГАЗ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, СКВАЖИНА, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ, ТЕМПЕРАТУРА, ДЕБИТ, ДОБЫЧА, КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ, СЕТКА СКВАЖИН, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ЗАВОДНЕНИЕ, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ПРОГРАММА УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА, КАЗАХСТАНСКОЕ СОДЕРЖАНИЕ.

Объект исследования – система разработки месторождения Лактыбай.

Цель работы - обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении.

В проекте приведены геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях.

Выполнен анализ геофизических, гидродинамических исследований скважин и пластов, результатов промысловых исследований, текущего состояния разработки, определены исходные данные для оценки эффективности разработки с учетом истории эксплуатации скважин, проведена оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда, проанализирована эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки и проведена оценка эффективности процесса разработки.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены три варианта разработки.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю за разработкой, доразведке месторождения, охране недр и окружающей среды.

Область применения – месторождение Лактыбай.

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Лактыбай разрабатывается ТОО «Казактуркмунай», имеющее Контракт – Дополнение №4 к Договору №1 от 31 мая 1994г на разведку, разработку, добычу, переработку и сбыт нефти, в соответствии с лицензией серии МГ №42 (нефть) между Министерством Энергетики РК и ТОО «Казактуркмунай». Контракт действителен до 14.10.2041 года (на основании Приказа МЭ РК №260 от 31.03.2015г о продлении срока Договора №1 на разведку, добычу, совмещенную разведку и добычу углеводородного сырья).

Площадь работ располагается на Предуральском плато к югу от песчаного массива Кокжиде в пределах блока XXIV-21-С (частично), площадь горного отвода составляет 77,7 кв.км, глубина его проходит по абсолютной отметке -4610м. Горный отвод выдан Министерством энергетики и минеральных ресурсов в феврале 2003г.

Структура Лактыбай была подготовлена к поисково-разведочному бурению в 1984-1986гг по результатам сейсморазведочных работ МОГТ, проведенных Актюбинской геофизической экспедицией.

Поисково-разведочное бурение началось в 1988г и продолжалось до 1998г согласно проектным документам на бурение и строительство скважин.

Первооткрывательницей месторождения является скважина №14, в 1989г в разрезе которой из отложений визейского яруса каменноугольного возраста были получены промышленные притоки нефти.

В результате проведенных геологоразведочных работ на месторождении Лактыбай выявлен ряд залежей нефти каменноугольного возраста (I, I-A, II, III, IV, V). Продуктивные горизонты приурочены к карбонатным и терригенным отложениям серпуховско-московского и визейского возрастов, коллекторы представлены известняками, доломитами и песчаниками различной степени сцементированности.

Месторождение Лактыбай введено в пробную эксплуатацию в 1999г скважинами №№27, 32, 34, 37, которые эксплуатировали залежи I и II продуктивных горизонтов каменноугольной системы.

Запасы месторождения Лактыбай были впервые подсчитаны по результатам пробной эксплуатации в 2002 году ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» и утверждены ГКЗ РК 18.09.2002г (протокол №173-02-У) [18].

На основании подсчета запасов в 2003г ТОО ЦТИ НК «Казмунайгаз» составил «Технологическую схему разработки месторождения Лактыбай» [19]. К реализации был принят 3 вариант разработки. Протокольным решением также было отмечено, что недропользователю необходимо предоставить в ЦКР РК отчет по анализу состояния

разработки, подготовленного по результатам первых 3-х лет разработки месторождения, для рассмотрения возможности перехода на другой вариант разработки месторождения.

Основные показатели утвержденного III варианта разработки:

- скважины располагаются по сетке 1750x875 м,
- проектный уровень добычи нефти – 73,3 т.т. в год;
- проектный уровень добычи жидкости – 73,9 т.т. в год;
- проектный уровень добычи попутного газа – 10,9 млн. м³/год;
- фонд добывающих скважин - 4 ед.,
- фонд нагнетательных скважин - 1 ед.,
- коэффициент извлечения нефти - 0,277 д.ед.

В 2006г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Лактыбай» [17].

В 2007-2008гг с целью доразведки продуктивных горизонтов в пределах месторождения компанией «ДАНК» была проведена сейсмика 3Д общим объемом 134 кв.км, обработку и интерпретацию полевых данных 3Д выполнила компания «PGD Services».

В 2009г на месторождении пробурена одна новая скважина №40, которая вскрыла надвиговую и поднадвиговую зоны разреза, в которых продуктивная часть представлена горизонтами I, I-A, II, III, IV, V. При опробовании I продуктивного горизонта (поднадвиговая зона) был получен промышленный приток нефти.

В 2010г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Лактыбай» по состоянию на 01.05.2010г [21] с уточнением технологических показателей на 3 года (2011-2013гг).

В 2011г был проведен пересмотр запасов по категориям C1 и C2 и представлен в ГКЗ РК отчет по приросту запасов месторождения по состоянию изученности на 01.01.2011г. по полученным положительным результатам опробования скважины №40.

В 2013г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнил «Анализ разработки...» по состоянию на 01.06.2013г [23].

В 2015г был выполнен отчет «Прирост запасов...» по состоянию на 01.09.2015г [22] на основе новых пробуренных разведочных скважин №№41, 43, предусмотренных в рамках АР 2013г, по результатам которых геологические запасы нефти промышленной категории увеличились на 93%, извлекаемые – на 54%.

В 2016г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнил «Анализ разработки...» утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИиР РК на основании рекомендации ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №70/6 от 22.04.2016г), в рамках которого

уточнены показатели разработки на 2016-2018гг [25].

В 2018г Филиалом ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» был выполнен «Анализ разработки...» утвержденный МЭ РК на основании заключения государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки, протокола заседания ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №4/8 от 16.11.2018г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2018-2020гг [26].

В 2021 году АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен «Проект разработки месторождения Лактыбай» рассмотренный и утвержденный на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №16/3 от 19.08.2021г) сроком на 1 год (до конца 2021 г.) согласно III варианту разработки. Такое решение было принято на основе рекомендации ЦКРР РК выполнить переинтерпретацию сейсмических данных 3Д, полученных в 2007-2008гг, либо провести новые сейсмические исследования 3Д. Также было рекомендовано по результатам сейсмических исследований построить геологическую модель месторождения.

В 2022г был выполнен «Анализ разработки...» утвержденный МЭ РК на заседании ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №25/5 от 28.04.2022г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2022-2024гг.

В 2024г был выполнен «Анализ разработки...» утвержденный МЭ РК на заседании ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №55/8 от 03.10.2024г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2025г.

В 2025 году был подготовлен отчет «Пересчет запасов...» по состоянию на 01.01.2025 г., основанный на результатах бурения скважины №46 и переинтерпретации сейсмических данных 2021 года. На заседании ГКЗ запасы не были утверждены ввиду недостаточности данных для «Пересчет запасов...». Соответственно, запасы месторождения Лактыбай остаются на уровне, утвержденном в ПЗ-2015.

Настоящий «Дополнение к проекту разработки месторождения Лактыбай» выполнен Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», в рамках договора №1060749/2024/1 от 30.12.2024г с ТОО «Казхтуркмунай» согласно Техническому заданию, требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [15] и РД «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» [16].

Целью данного проекта является принятие обоснованных технических и технологических решений, обеспечивающих достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти, рациональное комплексное использование и охрану недр, а также выполнение требований законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании. В проекте использованы все имеющиеся геолого-геофизические

материалы, а также все геолого-промысловые данные по текущему состоянию разработки и гидродинамическим исследованиям скважин.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Лактыбай находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан (рис. 1.1)

В орографическом отношении площадь работ располагается в пределах Предуральского плато к югу от песчаного массива Кокжиде. Рельеф местности представляет собой слабовсхолмленную равнину с редкой сетью балок и оврагов. Альтитуды скважин колеблются от 152,5 до 199 м, увеличиваясь на восток в сторону Мугоджарских гор.

Расстояние до г. Актюбе от месторождения составляет 260 км (рис.2.2). Ближайшим населенным пунктом является поселок Жаркамыс в 35 км на СЗ. В непосредственной близости находятся разрабатываемые нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения: Каратобе Южное, Жанажол, Кенкияк (надсолевые и подсолевые залежи), Кокжиде и другие. Ближайшая железнодорожная станция Караулкельды находится в 140 км на СЗ. Расстояние до газо-нефтеперекачивающей станции Кенкияк составляет 82 км.

Рельеф местности представляет собой слабовсхолмленную равнину с редкой сетью балок и оврагов. Альтитуды скважин колеблются от 152,5 до 199 м, увеличиваясь на восток в сторону Мугоджарских гор.

Гидрографическая сеть представлена р. Эмба, которая является главной водной артерией. Река имеет постоянный водоток, хорошо выработанную долину, которая полностью заливается весной в период снеготаяния. В летнее время река значительно мелеет. Вода в реке солоноватая и пригодна только для технических нужд. Долина реки неширокая, в некоторых местах достигает 1,5-2 км. Река на всем протяжении имеет небольшую глубину и песчаное дно.

В климатическом отношении район относится к зоне степей и полупустынь. Климат резко-континентальный, с сухим жарким летом и холодной зимой. Самыми холодными месяцами являются январь и февраль. Минимальная температура воздуха в эти месяцы достигает минус 45°C. Самым жарким месяцем является июль, температура воздуха достигает плюс 43°C. Снеговой покров ложится обычно в середине ноября и сохраняется до конца марта. В начале зимы толщина снегового покрова бывает незначительной, но в течение зимы она увеличивается до 25 см. В январе и феврале наблюдаются сильные ветра и бураны, во время которых снег сносится в пониженные участки рельефа. Глубина промерзания почвы достигает 1,3 м. Среднегодовое количество атмосферных осадков не превышает 170 мм.

В районе имеют распространение такие строительные материалы как глины, пески, суглинки. Пески используются как строительный и балластовый материал. Глины

используются для приготовления глинистых растворов и для местного строительства. Суглинки используются для приготовления саманных кирпичей.

Для хозяйственного водоснабжения, севернее месторождения, разведан альбский водоносный комплекс в пределах песчаного массива Кокжиде. В этом массиве выделены водоносные горизонты четвертичных отложений, поймы р.Эмба, первой, второй и третьей надпойменных террас. Вода для питья привозится из г. Актобе.

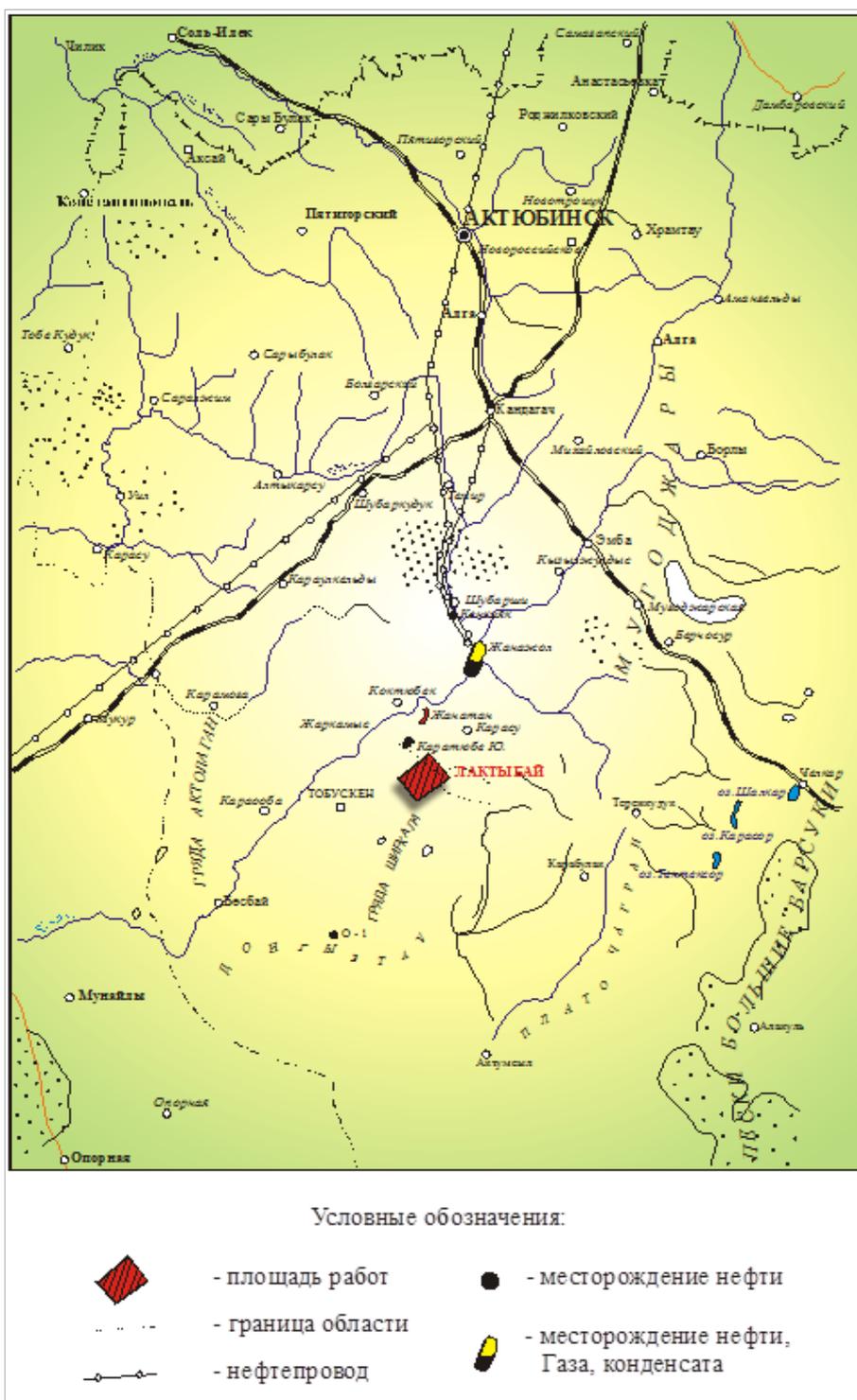


Рисунок 1.1 - Обзорная карта

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

Месторождение Лактыбай было открыто в 1989г. в результате опробования и получения промышленного притока нефти из каменноугольных отложений в скважине №14. В последующие годы по результатам геологоразведочных работ нефтеносность выявлена в серпухово-московском и визейском ярусе каменноугольной системы. Продуктивные горизонты приурочены к карбонатным и терригенным породам, представленные песчаниками с различной степенью цементирования, аргиллитами, известняками и местами доломитами.

На дату составления данного отчета пробуренный фонд на месторождении Лактыбай составляет 15 скважин. Из них эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 8 ед. (27, 32, 34, 37, 40, 41, 43, 46), в том числе действующий – 4 ед., из которых скважина 40 эксплуатируется на I объекте (I продуктивный горизонт), скважина 37 эксплуатируется на II объекте (II продуктивный горизонт) и скважины 41, 46 эксплуатируются на III объекте (IV продуктивный горизонт). В бездействии находятся скважины 27, 32, 34, 43. Ликвидированный фонд составляет 6 ед. Добывающие скважины 37 и 40 эксплуатируются механизированным способом с помощью УЭЦН, скважина 41 эксплуатируется фонтанным способом. Скважина № 46 приходится на период после составления проекта разработки в 2021 году. В новой скважине был отобран керн, проводились исследования ГДИС, опробование.

Нефтяные залежи по типу природного резервуара пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Границами нефтеносности для всех горизонтов являются литологические изменения свойств-пород и тектонические нарушения.

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дана на основе обобщения результатов сейсмических исследований, литолого-петрографических и палинологических анализов, каротажных данных и описания шлама на данной площади.

Каменноугольная система – С

В общей стратиграфической последовательности на рассматриваемой территории выделяются породы нижнего карбона.

В пределах площади получила развитие осадочная толща КТ-II, охватывающая отложения от верхней визы до нижневизейского подъяруса, комплекс КТ-I не установлен.

К подошве визейского комплекса приурочен отражающий горизонт (ОГ) РЗ, соответствующий кровле верхнедевонско-турнейских отложений.

Нижний карбон - C₁

Отложения нижнего карбона вскрыты всеми пробуренными глубокими скважинами на структуре Лактыбай. В объеме нижнего карбона выделяется визейский ярус.

Визейский ярус - C_{1v}

Визейский ярус делится на 2 подъяруса: нижний и верхний.

Нижневизейские (C_{1v1}) отложения в том или ином стратиграфическом объеме вскрыты всеми пробуренными скважинами и литологически представлены песчаниками, алевролитами, гравелитами, конгломератами и глинистыми породами.

Песчаники серые, зеленовато-серые, коричневые, разномышечные, на глинисто-карбонатном цементе порово-контактного типа, полимиктовые, местами мезомиктовые, очень плотные, крепкие, массивные, местами глинистые, с включениями растительных остатков.

Алевролиты серые, зеленовато-серые, темно-серые, слабопесчаные, полимиктовые, со слабовыраженной слоистостью, обусловленной неравномерным распределением в породе крупных обугленных растительных остатков.

Гравелиты и конгломераты серые, песчаные, неотсортированные, полимиктовые, однородно-массивные, плотные, крепкие. Они обычно образуют прослои в песчаниках.

Аргиллиты черные, темно-серые, плотные, слоистые, трещиноватые, карбонатные, с зеркалами скольжения и обильным включением гальки кремнистого и кварцевого состава, алевролитистые, по плоскостям напластования с отпечатками обуглившихся растительных остатков. Отмечаются подчиненные прослойки серых, слоистых, слабослюдящих плитчатых аргиллитов.

Аргиллиты частично раздроблены до щебня.

Вверх по разрезу отмечаются единичные прослои известняков. Известняки серые, обломочные, детритовые, массивные.

Вскрытая толщина *нижневизейских* отложений изменяется от 129,9 м (скважина 39) до 693 м (скважина 15).

Верхневизейские (C_{1v2}-C_{2b}) отложения – аналог КТ-II, представлены карбонатно-терригенными породами. Литологически эти отложения представлены преимущественно аргиллитами черными, серыми, алевролитистыми, плотными, с включениями обломочного доломита, с прослоями известняка серого, темно-серого, почти черного, пелитоморфно-органогенного, слабо доломитизированного, редко окремнелого, плотного, крепкого, с обильным включением гальки кремнистого и кварцевого состава. Отмечаются прослои серых, коричневых, разномышечных, полимиктовых, уплотненных песчаников, известняковой брекчии и кальцита.

Нижняя пермь – P₁

Нижнекаменноугольные отложения со стратиграфическим несогласием перекрываются породами нижней перми. Они присутствуют в объеме ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов.

Ассельский ярус - P_{1a}

Отложения ассельского яруса вскрыты всеми скважинами. Они характеризуются литологическим разнообразием. Основной литологический фон составляют две группы пород:

- 1) переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов, известняков, доломитов;
- 2) переслаивание глинисто-битуминозных пород.

В первой группе пород, в основном, представляющих верхнюю часть ассельского яруса, присутствуют аргиллиты серые, темно-серые, черные, алевролитистые, известковистые, пелитистые. Песчаники и алевролиты серые, коричневато-серые, известковистые, слюдистые, полимиктовые, плотные, крепкие, тонкозернистые, олигомиктовые, роговообманково-кварцевые, кварцевые. Встречаются редкие прослои известняка коричневато-серого, пелитоморфного, участками глинистого.

Для второй группы пород, залегающих в нижней части разреза характерна хаотично мусорная текстура, обусловленная отсутствием сортировки зерен по крупности и включениями самого разнообразного состава и размера - от мелкого до крупного - гравия кремнистых пород, известнякового щебня, угловатых обломков песчаников, туфоаргиллитов, туфоизвестняков с прослоями биоморфно-сгустковых известняков. Все эти обломки сцементированы глинисто-известковым материалом. В этой смешанной массе породы встречаются разновозрастные палеонтологические остатки: наряду с ассельскими формами были определены и каменноугольные.

Толщина ассельских отложений варьируется от 57,5 м (скважина 36) до 142,4 м (скважина 37).

Сакмарский ярус - P_{1s}

Отложения сакмарского яруса литологически представлены аргиллитами темно-серыми, алевролитистыми, слюдистыми, массивными, с включениями обугленных растительных остатков, с прослоями песчаника серого, разномышного, полимиктового. Встречаются редкие прослои известняка темно-серого, единичные прослои грубообломочной породы, представленной грубослоистым конгломератом на глинистом цементе.

Толщина отложений сакмарского яруса изменяется от 17 м (скважина 27) до 412 м (скважина 28).

Артинский ярус - P_{1ar}

Отложения артинского яруса имеют очень ограниченное распространение и вскрыты одной скважиной №34. Литологически они представлены аргиллитами темно-серыми, черными, грубоплитчатыми, слоистыми, крепкими, плотными, алевритистыми, с единичными прослойками серого алевропесчаника, алевролитами серыми, полимиктовыми, монолитными, очень крепкими, массивными, с единичными прослоями конгломерата серого.

Вскрытая толщина артинских отложений составляет 142 м в скважине 34.

Кунгурский ярус - P_{1k}

Отложения кунгурского яруса вскрыты в объеме нижней сульфатно-терригенной толщи и средней галогенной толщи.

Сульфатно-терригенная толща сложена темно-серыми и черными известковистыми аргиллитами с прослоями темно-серых глинистых песчаников, алевролитов и ангидритов голубовато-серых, участками глинистых.

Галогенная толща сложена каменной солью кристаллической, с прослоями разной толщины сульфатно-терригенных пород.

Толщина отложений кунгурского яруса изменяется от 167 м (скважина 40) до 2620 м (скважина 16). На отложения кунгура со стратиграфическим несогласием залегают породы надсолевого комплекса.

Верхняя пермь - P₂

Литологически представлена красноцветными континентальными отложениями: аргиллитами, песчаниками, алевролитами с подчиненными прослоями ангидритов.

Аргиллиты красновато-коричневые, коричневатые-серые, темно-коричневые, известковистые, алевритистые, плитчатые, серые разности с обуглившимися растительными остатками.

Песчаники и алевролиты коричневатые-красные, буровато-коричневые, прослоями зеленовато-серые, полимиктовые, разнозернистые, косослоистые, хорошо сцементированные, с обуглившимися растительными остатками.

Толщина верхнепермских отложений изменяется от 55 м (скважина 16) до 2642 м (скважина 34).

Мезозой – MZ

Мезозойский комплекс представлен триасовыми, юрскими и меловыми отложениями.

Триасовая система – T

Среди триасовых отложений достоверно установлено присутствие пород нижнего

триаса.

Нижний триас - Т₁

Разрез нижнетриасовых отложений является сокращенным и представлен породами ветлужской и баскунчакской серий нижнего триаса.

По литологическому составу отложения нижнего триаса представлены терригенными, красноцветными, пестроцветными, реже сероцветными, известковистыми породами с редкими обуглившимися растительными остатками.

Толщина отложений нижнего триаса колеблется в пределах от 58 м (скважина 16) до 510 м (скважина 32).

Юрская система – J

В рассматриваемом районе преимущественно развиты отложения нижнего и среднего отделов юры.

Нижняя юра - J₁

Отложения нижней юры представлены светло-серыми песчано-глинистыми отложениями.

Нижняя часть разреза сложена светло-серыми полимиктовыми, мелко-среднезернистыми песками, с обильной мелкой кварцевой галькой и линзами песчаника.

Выше разрез сложен серовато-белыми глинами, содержащими обугленные растительные остатки. Отмечаются небольшие прослои серых, светло-серых песков и черных углистых глин.

Толщина отложений изменяется от 13 м (скважина 39) до 310 м (скважина 40).

Средняя юра - J₂

Нижняя часть среднеюрского разреза представлена песчаной и глинистой толщами.

Песчаная толща сложена песками кварцево-полевошпатовыми, мелко-среднезернистыми, рыхлыми. Глинистая толща представлена глинами серыми, плотными, с единичными прослоями бурых углей.

Верхнюю часть составляют чередующиеся песчаные и глинистые слои, бурые, серые, темно-серые, с прослоями песчаника и бурого угля.

Толщина среднеюрских отложений варьирует от 75 м (скважина 16) до 315 м (скважина 37).

Меловая система – K

Среди отложений меловой системы установлено присутствие пород нижнего отдела. Они вскрыты всеми скважинами.

Нижний мел - K₁

Отложения нижнего мела с эрозионным несогласием залегают на породах юрской

системы. Разрез нижнего мела представлен породами готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов, каждому из которых присущ свой песчано-глинистый комплекс пород, отличающийся по цвету и составу.

Готеривский ярус - K_{1g}

Отложения готерива являются морскими, литологически представлены серыми, зеленовато-серыми глинами, с прослоями светло-зеленых сильно глинистых песков.

Толщина этих отложений изменяется от 53 м (скважина 28) до 209 м (скважина 40).

Барремский ярус - K_{1br}

Континентальные отложения баррема представлены пестро окрашенными терригенными породами.

Толщина барремских отложений составляет от 83,3 м (скважина 43) до 212 м (скважина 36).

Аптский ярус - K_{1a}

Прибрежно-морские осадки аптского яруса залегают с эрозионным несогласием на пестроцветных породах баррема. Литологически сложены черными, темно-серыми глинами с прослоями зеленовато-серых, кварцево-глауконитовых песков и редко алевролитов и песчаников. Породы содержат большое количество обугленных растительных остатков.

Толщина данных отложений изменяется от 54 м (скважина 27) до 100 м (скважина 28).

Альбский ярус - K_{1al}

Отложения альбского яруса по генезису также являются морскими, сложены они, в основном, серыми, желтовато-серыми слюдисто-кварцевыми песками и прослойками темно-серых, серых глин.

Толщина альбских отложений варьирует в пределах от 172 м (скважина 15) до 380 м (скважина 36).

2.1.2 Тектоника

В тектоническом отношении подсолевая структура Лактыбай располагается в пределах восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины (рис. 2.1.1).

По характеру строения поверхности байкальского фундамента и подсолевых литолого-стратиграфических комплексов на восточной окраине Прикаспийской впадины выделяют следующие структурные элементы: прибортовая зона, восточный склон и центральная часть.

Прибортовая зона шириной 60-95 км расположена между Ащисайским и Байшаган-

Кенкиякским разломами фундамента и включает Жанажольскую и Кенкиякскую тектонические ступени.

Восточный склон шириной 60-68 км прослеживается к югу от Урало-Илекской седловины между Байганинско-Кенкиякским и Караулкельдинским разломами фундамента и включает Коздысайскую и Шубаркудукскую тектонические ступени.

Центральная часть впадины расположена к западу от Караулкельдинского разлома.

Выделенные структурные элементы субширотными нарушениями фундамента расчленяются на ряд приподнятых и опущенных блоков. По фундаменту Лактыбай расположен в пределах Жаркамысского поднятия. Глубина залегания фундамента на Жаркамысском поднятии составляет порядка 7 км. С эйфельского времени на бортах впадины формируются карбонаты шельфового типа, которые впоследствии перекрываются мощной терригенной толщей нижнего карбона. В ранневизейское время происходит полное перекрытие Жаркамысского поднятия терригенными отложениями. Характер и условия залегания терригенных отложений нижнего карбона предполагается от клиноформного до параллельно-слоистого.

Впоследствии на визейском приподнятом цоколе на борту впадины формируются верхневизейско-нижнемосковский (КТ-II), подольско-гжельский (КТ-I) и ассельский (КТ-0) карбонатные комплексы.

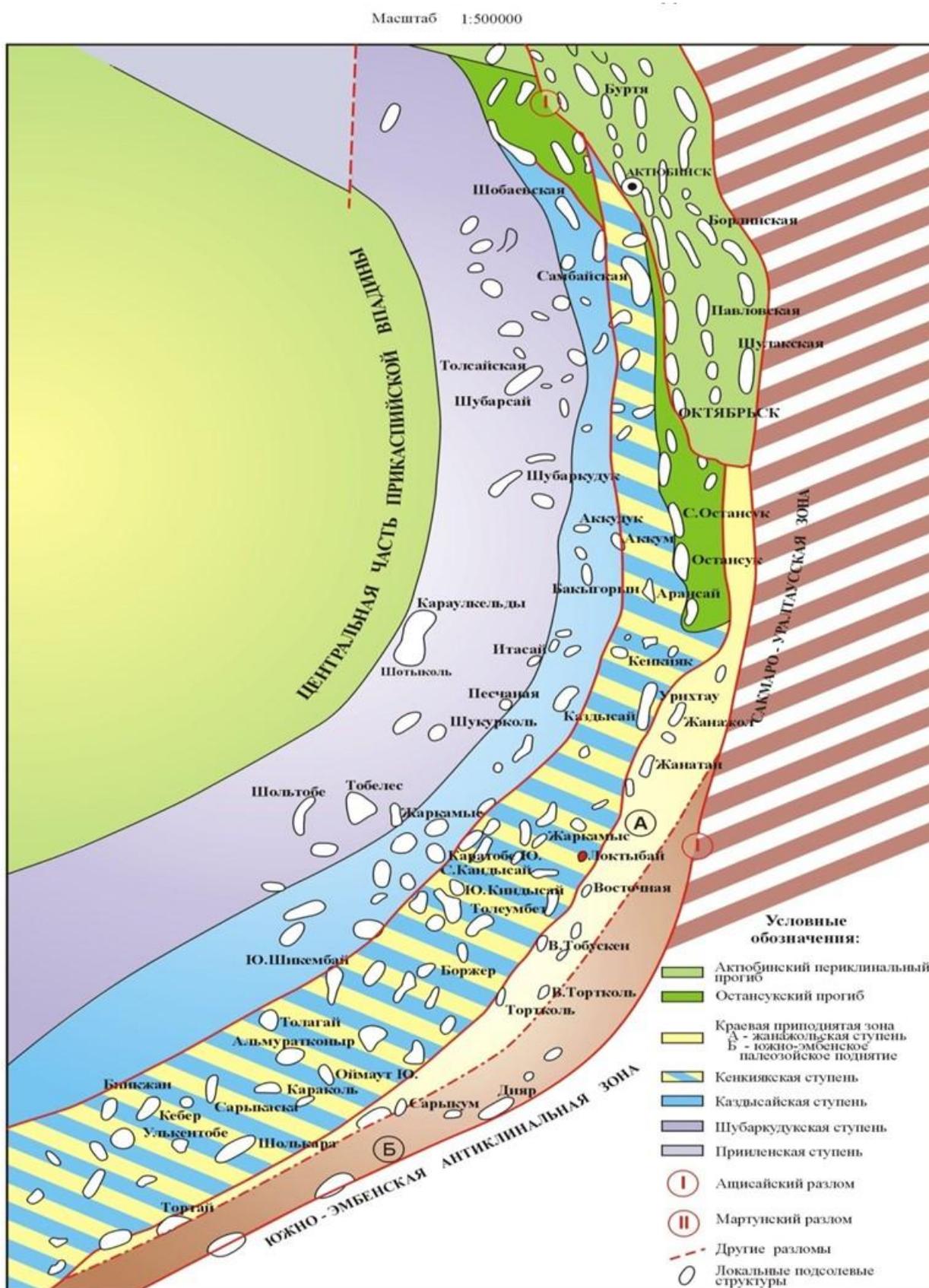


Рис. 2.1.1 - Тектоническая схема подсолевых отложений восточной части Прикаспийской впадины

В 2007-2008гг с целью доразведки продуктивных горизонтов в пределах месторождения Лактыбай компанией «ДАНК» была проведена сейсмика 3Д с ее последующей обработкой команией ТОО «PGDServices».

При анализе полученных данных интерпретации сейсмики 3Д ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» были выявлены несоответствия в обработке данной сейсмики с фактическими данными.

В итоге авторами отмечается тот факт, что при сравнении результатов интерпретации сейсмики 3Д, проведенные 2007-2008гг, с фактическими материалами бурения скважин установлены расхождения. В связи с этим было принято решение при составлении «Прироста запасов...» в 2015г использовать основу для структурно-тектонической модели материалы сейсморазведочных работ 1996г, с небольшими корректировками (рис. 2.1.2).

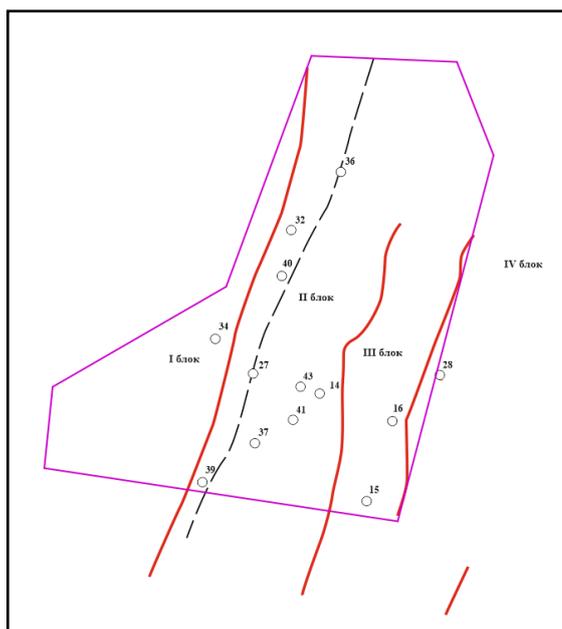


Рис. 2.1.2 - Тектоническая модель 2015г

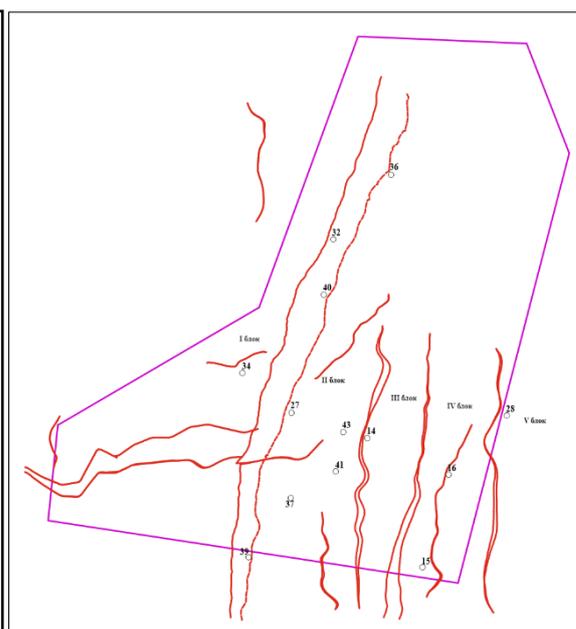


Рис. 2.1.3 - Тектоническая модель 2023г

В 2021г компания ПГСК провела повторную переобработку 3Д материалов во временной и в глубинной областях. Интерпретация материалов ПСДМ проведена по основным региональным отражающим горизонтам.

На основе проведенной интерпретации уточнилась структурно-тектоническая модель месторождения (рис. 2.1.3). Было выявлено, надвигово-сдвиговое блоковое строение подсоловой части площади. Площадь, в тектоническом отношении, находится в зоне Предмугоджарской миогеосинклинальной зоны герцинской эпохи складчатости, или иными словами в зоне субдукции Прикаспийской впадины под Уральскую (Мугоджарскую) островную дугу. Установлено, что месторождение находится как в поднадвиговой зоне так и в надвиговой зоне передовых складок Мугоджар.

В предверхнедевонско-турнейское время участок работ находился в зоне глубоководного передового прогиба островной дуги Мугоджар - со стороны моря. Участок быстро заполнялся флишевым комплексом терригенных и карбонатно-терригенных пород

сносимых в желоб со стороны вулканической дуги. В предвизейское время участок имел достаточно выровненный рельеф характеризующийся ОГ Р3 (рис. 2.1.4).

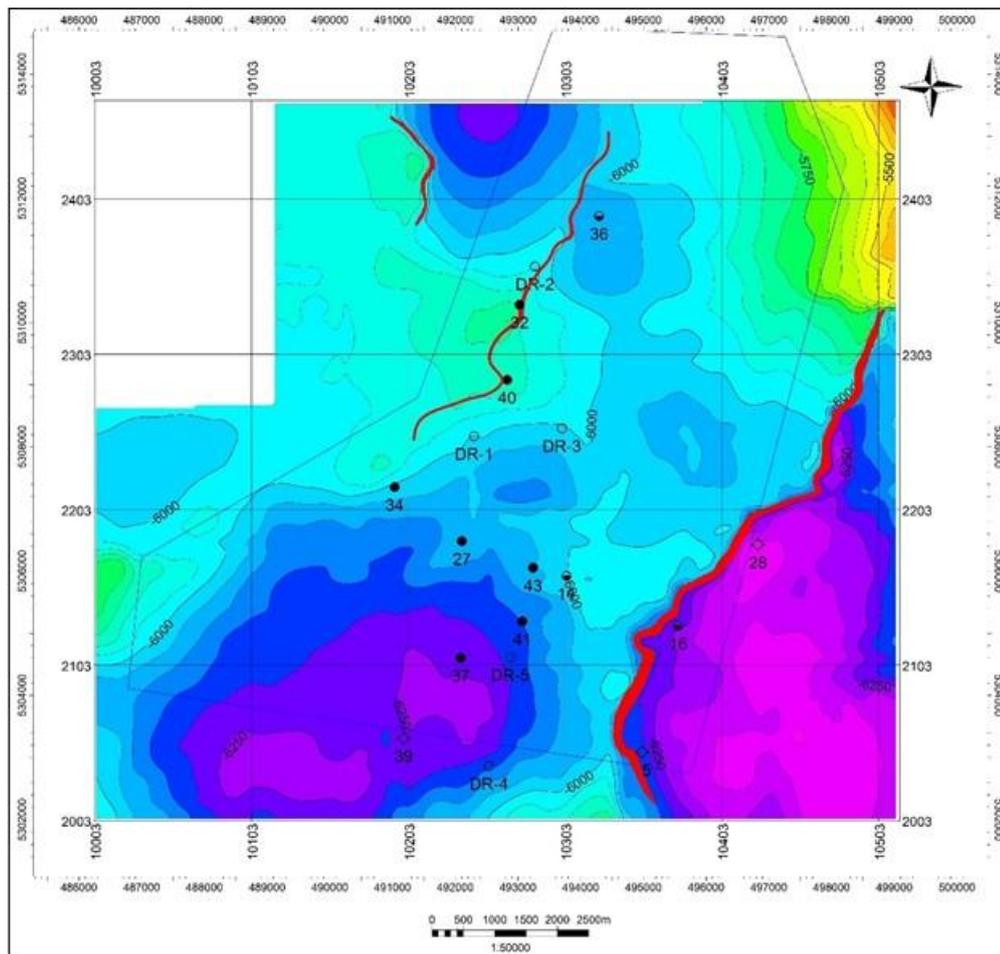


Рис. 2.1.4 - Структурная карта по кровле ОГ Р3 (кровля D3m-C1t)

В районе скважин 32 и 40, по ОГ Р3, выделяется поднятие амплитудой до 60 м и размерами 2х2,3 км по замыкающей изогипсе -5900 м. На север от этого поднятия выделяется меньшее по размерам – 1,2х1,4 км поднятие амплитудой около 50 м. В северо-восточной части участка породы по ОГ Р3 моноклиально воздымаются от -6000 м до -5450 м. Эта моноклиаль отделена от двух антиклиналей прогибом с глубинами от -6000 м до -6350 м имеющего восток-северо-восточное простирание. На запад от этого прогиба в южной части выделяется обширная прогнутая зона, занимающая юго-восточную четверть участка глубиной от -6000 до -6250 м. На западе участка выделяется полу-антиклиналь, ограниченная контуром сейсмозъемки размерами 2х2 км и амплитудой около 160 м по контуру -5950 м.

В средневизейско–московское (C1v-C2m) время участок работ испытывает небольшое воздымание и весь перекрывается относительно глубоководными карбонатно-терригенными отложениями, возрастным аналогом КТ-II. В пред-пермское время, на

площади работ, происходит резкое увеличение тектонической активности в виде надвиговых движений с востока со стороны Мугоджар. Об этом свидетельствует образование надвиговых и цветочных структур в южной и центральной частях месторождения. Наиболее наглядно эти надвиговые структуры проявляются по ОГ P_2 - кровля КТ-2 и P_{21} - подошва КТ-2. При средней толщине средневизейско-московского комплекса около 200 м наблюдается полное соответствие структурного строения этих двух поверхностей, но с поправками на смещения вдоль надвиговых тектонических нарушений.

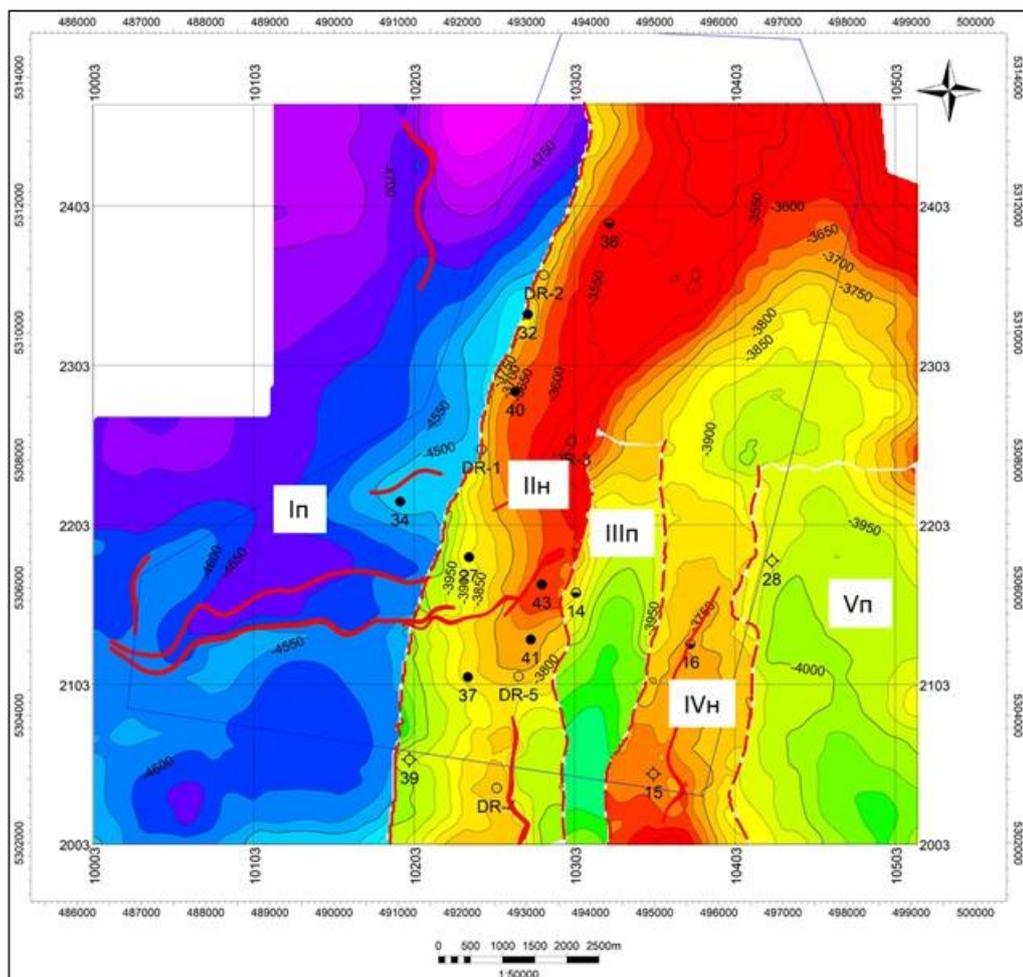


Рис. 2.1.5 - Структурная карта по ОГ P_{21} И P_{21u}

Хорошее совпадение структурных поверхностей по ОГ P_{21} и P_{21u} (Рис. 2.1.5, граф.прил. №№8, 9) – подошва средневизейско-московских отложений с ОГ P_2 и P_{2u} (Рис. 2.1.6) – кровля средневизейско-московских отложений можно отметить при сравнении структурных карт этих поверхностей. Поднадвиговые структуры проявляются в виде подвинутых под надвиговые разломы пологих антиклиналей, синклиналей и моноклиналей по ОГ P_{2u} и P_{21u} . Плотные карбонатно терригенные осадки средневизейско-московского возраста в пределах участка работ испытали интенсивную складчатость и сформировали ловушки УВ. Образование складок произошло по кровле подстилающих эти

плотные осадки пластичных нижневизейских глин, вдоль которых происходило смещение пород во время складкообразования. Образовавшиеся складки представляют собой так называемые бескорневые складки не находящие соответствия в нижележащих подстилающих их отложениях терригенного нижнего карбона и возможно карбонатного девона по ОГ Р₃.

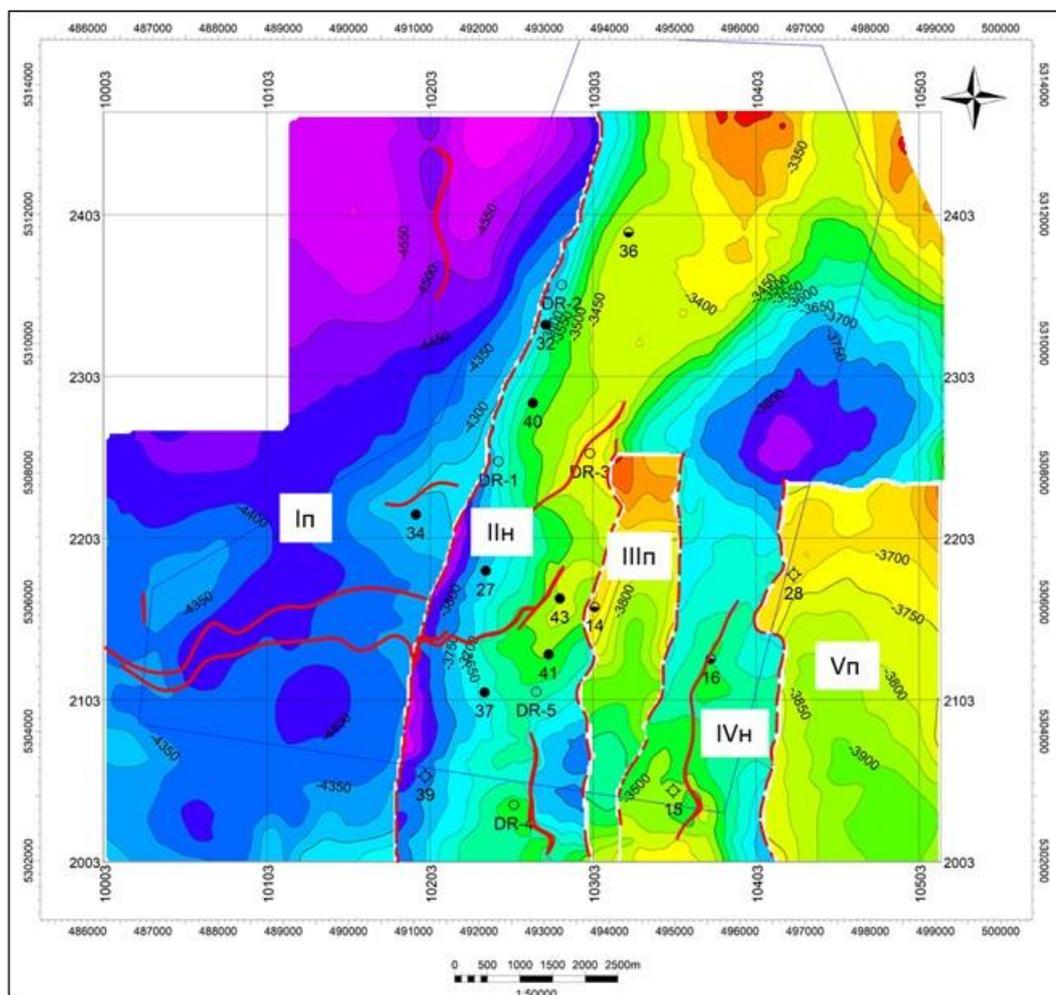


Рис. 2.1.6 - Структурная карта по ОГ Р₂ и Р_{2u}

Серия надвиговых и поднадвиговых складок делит участок на 5 тектонических блоков. Выделяются 3 поднадвиговых блока: Iп, IIIп, Vп и 2 надвиговых блока: IIп, IVп. При этом поднадвиговый блок I является продуктивным в 3-х (34, 40, 32) из 4-х скважин (39 скважина сухая). В поднадвиговой зоне по ОГ Р_{2u} в районе скважин 34, 40 и 32 выделяется полуантиклиналь по замыкающему контуру -4300 м размерами 5560x1200м. При этом, примерно 30% антиклинали перекрывается нависающим над ним блоком IIп надвига, остальная часть блока представляет собой достаточно плоский рельеф с отметками от -4300 м на юге до -4600 м на севере, с небольшой антиклиналью, замкнутой по изогипсе -4350 м, амплитудой около 20 м и размерами 1x1,5 км на западе.

Поднадвиговый блок IIIп представляет собой синклиналь субмеридианального

простираются с глубинами от -3650 м до -4000 м. Блок вскрыт разведочной скважиной 14 с признаками нефти. Поднадвиговый блок Vп также представлен субмеридианально ориентированной синклиалью с отметками от -3700 м до -3900 м. Блок вскрыт разведочной скважиной 28 без признаков нефти.

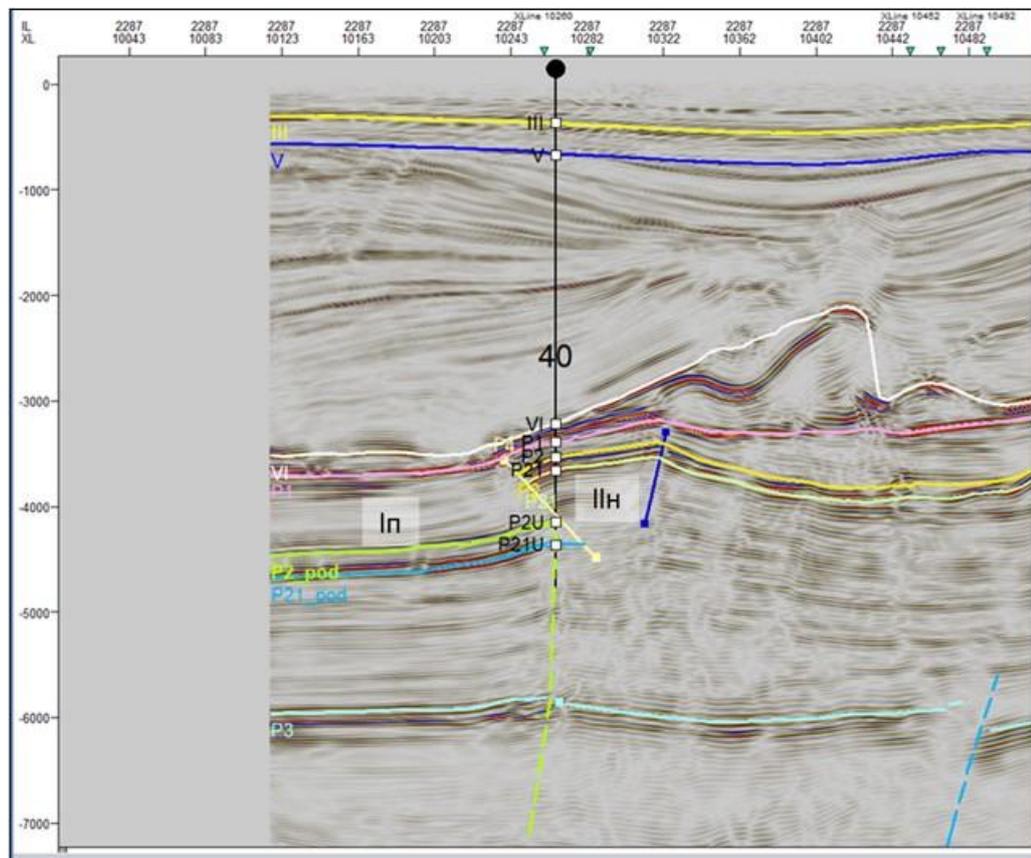


Рис. 2.1.7 - Сейсмический профиль ИЛ 2287 и скважина 40

Надвиговый блок IIн представляет собой линейную антиклиналь с четырьмя небольшими сводами, простирающуюся в север-северо-восточном направлении через весь участок. На северо-востоке по изогипсе -3400 м выделяется обширная полуантиклиналь размерами 2,5х3,5 км амплитудой около 150 м. В центре участка на СВ от скважины 40 выделяется небольшая тектонически нарушенная антиклиналь амплитудой около 30 м размерами 1х0,8 км по замыкающей изогипсе -3400 м. В районе скважины 43 выделяется также тектонически нарушенная антиклиналь аналогичных размеров. На крайнем юге участка по блоку выделяется небольшая антиклиналь 0,5х0,6 км по изогипсе -3550 м амплитудой около 20 м. Западный моноклиальный склон надвигового блока IIн погружается в сторону надвига от -3450 м до -3800 м. На изогипсе около -3650 до -3700 м пробурены 2 продуктивные скважины 37 и 27, что на 200 м и 150 м глубже сводовых частей структуры соответственно. Этот факт позволяет предположить наличие литологически ограниченных залежей по периклинали блока IIн.

Блок IVн представляет собой поднятие в присводовой части которого были

пробурены две скважины – 16 и 15 на отметках -3500 м и -3440 м соответственно. В обеих скважинах отмечались признаки нефти.

Тектоническое строение участка по ОГ P_1 сильно выполаживается относительно рельефа структуры по ОГ P_2 . Это происходит по причине привноса терригенного материала с востока на запад заполняющего отрицательные формы рельефа. Толщина комплекса составляет в кровле поднятий около 175 м, и увеличивается до 935 м в прогибах. Эти осадки полностью перекрыли и существенно выровняли участок. Рельеф участка по ОГ P_1 был сформирован унаследовано от рельефа по ОГ группы горизонтов P_2 и P_{2u} . Тектонические нарушения на участке работ полностью затухают в отложениях нижнепермской молассы. Кровля ОГ P_1 (Рис. 2.1.8, граф. прил. №5) постепенно погружается с востока на запад от -3050 м до -3350 - -3400 м, участками формируя в центре и на ЮВ синклинали глубиной до -3300 м -3500 м соответственно. Далее на запад, вдоль главного надвига по ОГ P_2 , породы перми формируют безразломную флексуру, где углы падения ОГ P_1 резко увеличиваются. Далее над блоком Ip , западнее скважин 39, 34, 40 и 32, поверхность вновь выполаживается и ниже изогипсы -3550 м формирует моноклираль В-СВ направления погружаясь до глубины -3650 – 3750 м.

Кровля кунгурской (P_{1k}) соли характеризуется структурной картой по ОГ VI. Отражающий горизонт от кровли соли для полноценного картирования был разделен на 3 составные части: VI - отражающий горизонт, приуроченный к поверхности кунгурской соли. В зонах развития соляных карнизов корреляция дополнена двумя дополнительными горизонтами: ОГ-VI-1- поверхность карниза (подвернутого склона соли); ОГ VI-2 – поверхность основания соляного купола под карнизом (Рис. 2.1.9, 2.1.10). Наличие соляных карнизов, выделяемых по данным сейсморазведки свидетельствует о региональном наклоне ложа соли соответствующего ОГ P_1 в западном направлении. Этот факт характерен для всей Восточной бортовой зоне Прикаспийской впадины.

По карте ОГ VI, в пределах участка, можно выделить два соляных купола на юге и на северо-востоке. Южный купол имеет подковообразную форму с наивысшей отметкой в -430 м и размерами 10x4 км. Северо-восточный купол имеет размеры 4x5 км с отметкой в своде около -480 м. Купола отделены друг от друга седловиной, находящейся примерно в середине участка, с наибольшей глубиной -2100 м. С двух сторон от седловины находятся мульды с глубиной до кровли ОГ VI -3600 м – на западе и -3000 м на востоке.

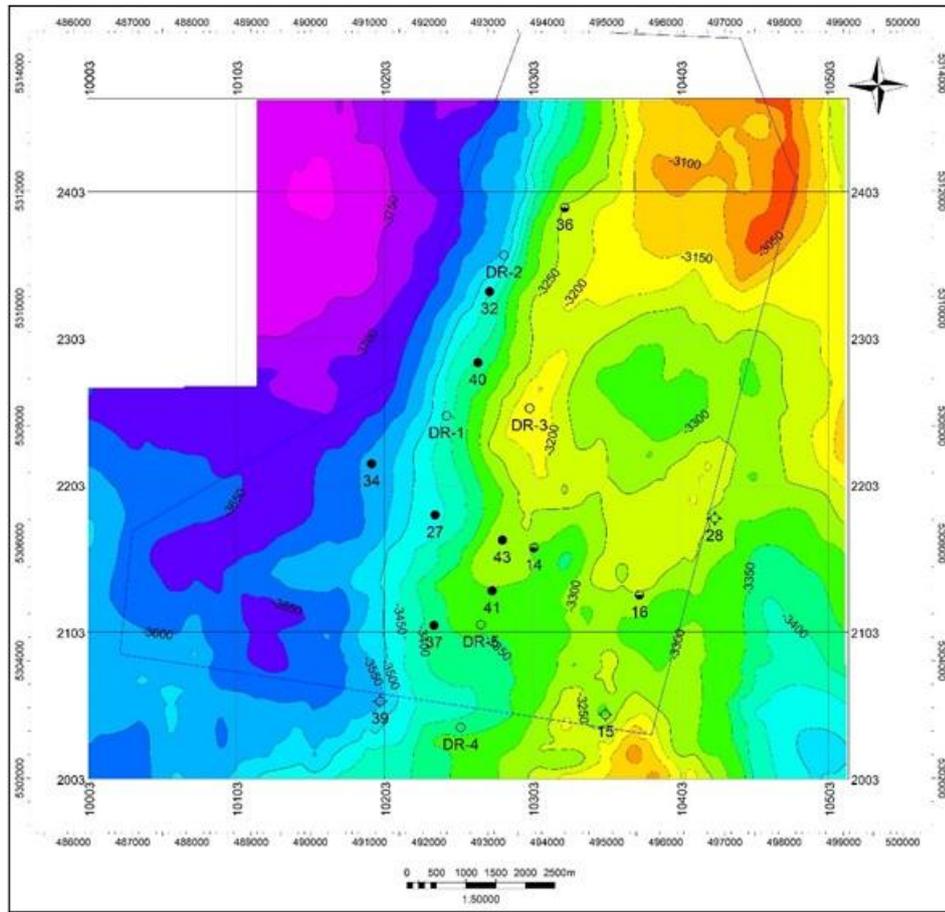


Рис. 2.1.8 - Структурная карта по ОГ Р₁

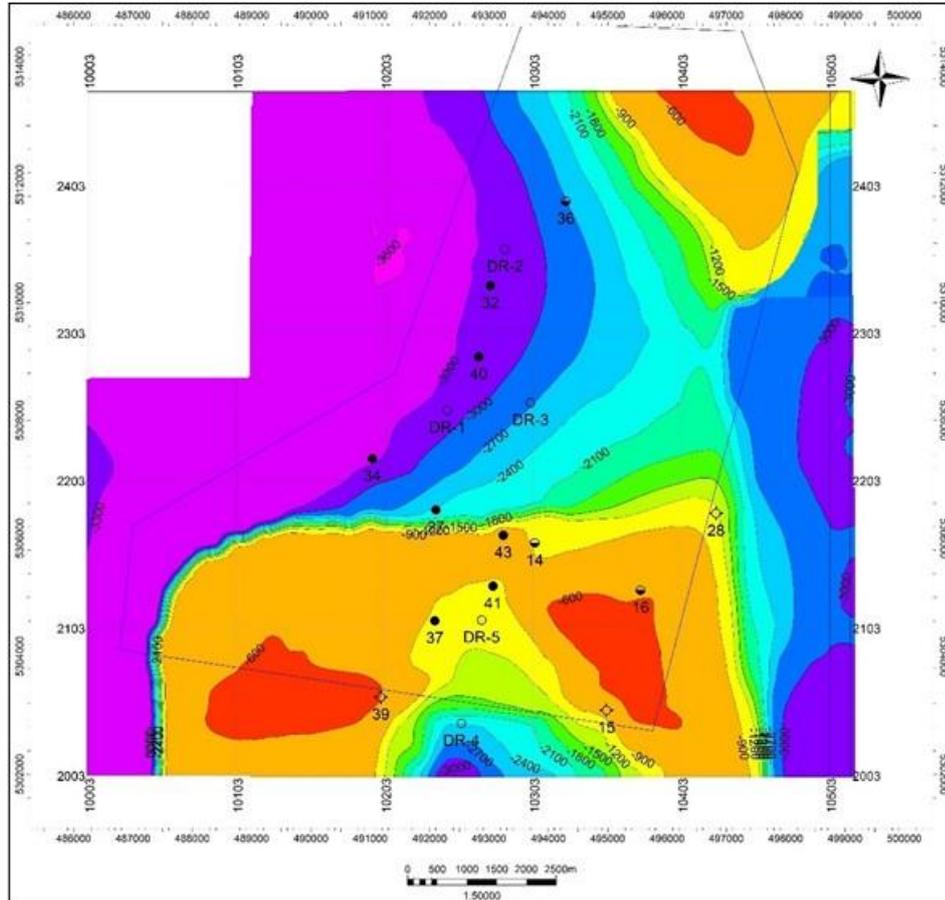


Рис. 2.1.9 - Структурная карта по ОГ VI – кровля кунгурской соли (Р_к)

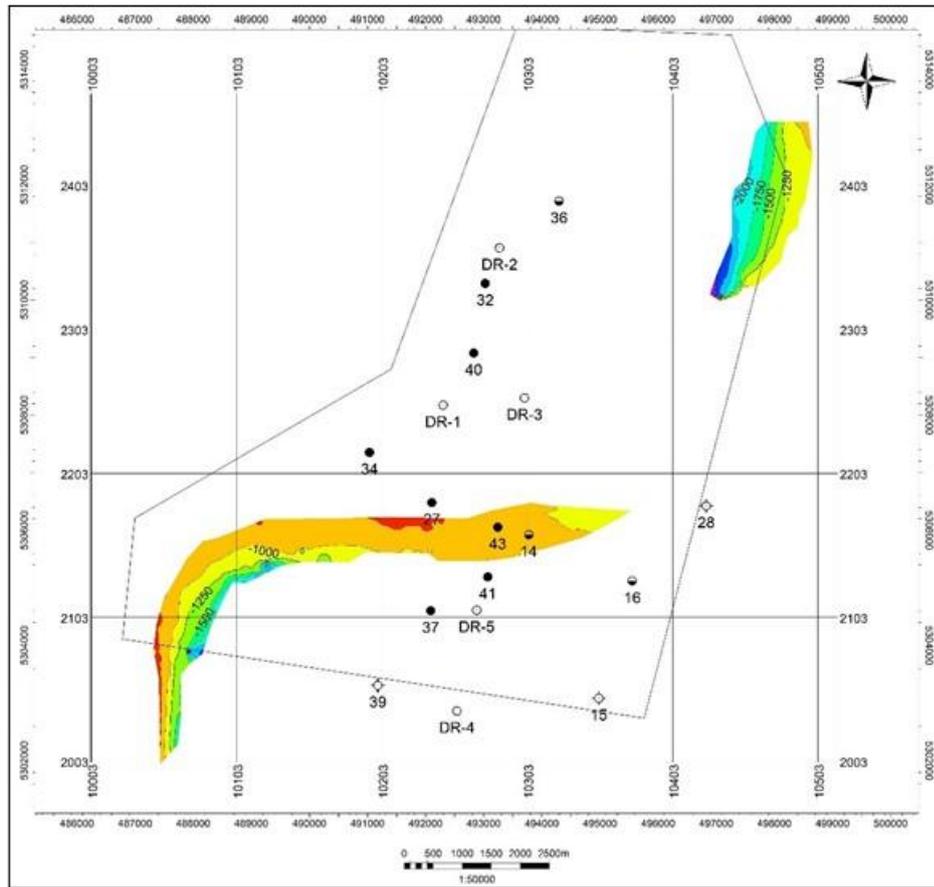


Рис. 2.1.10 - Структурная карта по ОГ VI-1 – поверхность подвернутого склона соли

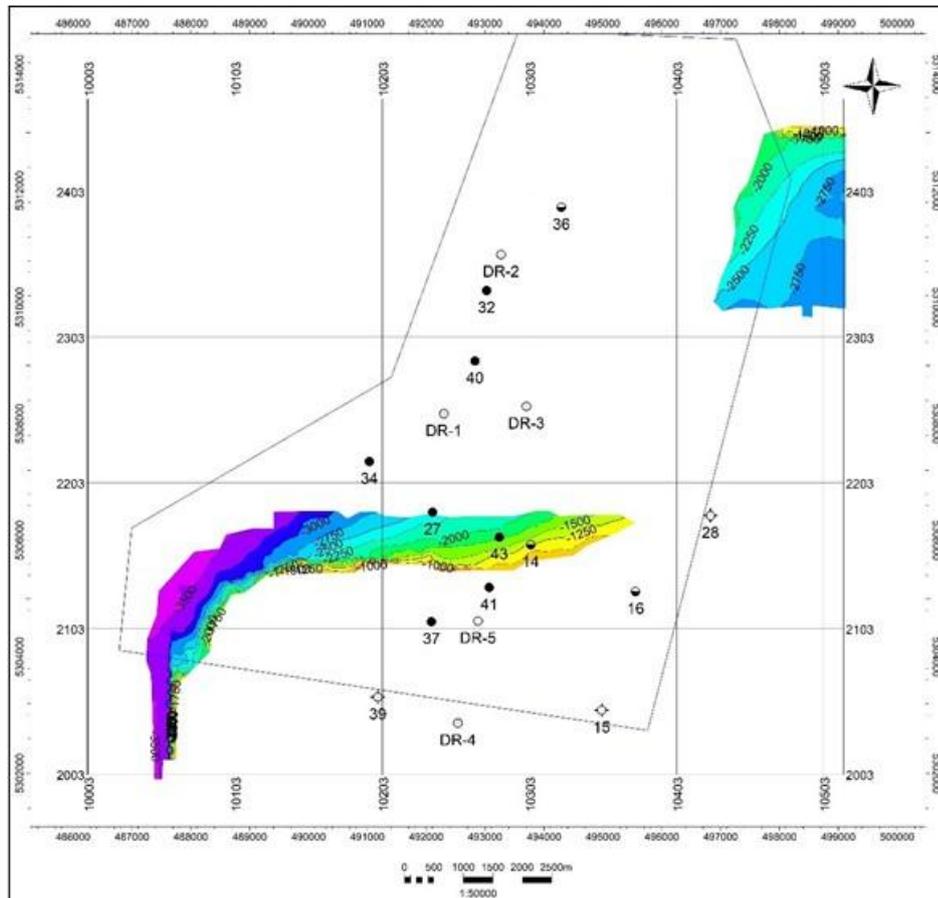


Рис. 2.1.11 - Структурная карта по ОГ VI-2 – поверхность основания соляного купола под карнизом

В пред-юрское время регион испытал региональное воздымание и мощную эрозию, закончившуюся пенеplanationизацией пород перми и триаса. Затем регион был перекрыт осадками юрской системы, соответствующей ОГ V. Структурная карта по ОГ V (Рис. 2.1.12) представляет собой более сглаженный рельеф, повторяющий контуры структурной карты по ОГ VI. В южной части площади над подковообразным соляным куполом выделяются две солянокупольных антиклинали. Западная полу-антиклиналь нарушена разломом на юге и замыкается контуром – 500 м и отметкой -425 м в своде, при размерах около 2,5x1,5 км. Восточная антиклиналь имеет трех-крылое строение – западное крыло, восточное и малоамплитудное северное крылья. Западное крыло восточной антиклинали по замыкающей изогипсе -500 м имеет форму треугольника размерами 2x1,5 км и отметку -375 м в своде. Восточное крыло восточной антиклинали по изогипсе -525 м имеет размеры 2,2x0,5 км и отметку в своде -490 м. Надсолянокупольная структура, наблюдаемая на севере участка работ по замыкающему контуру -650 м и -475 м в своде нарушена двумя тектоническими нарушениями, но, в пределах площади работ, эта структура не имеет замыкания.

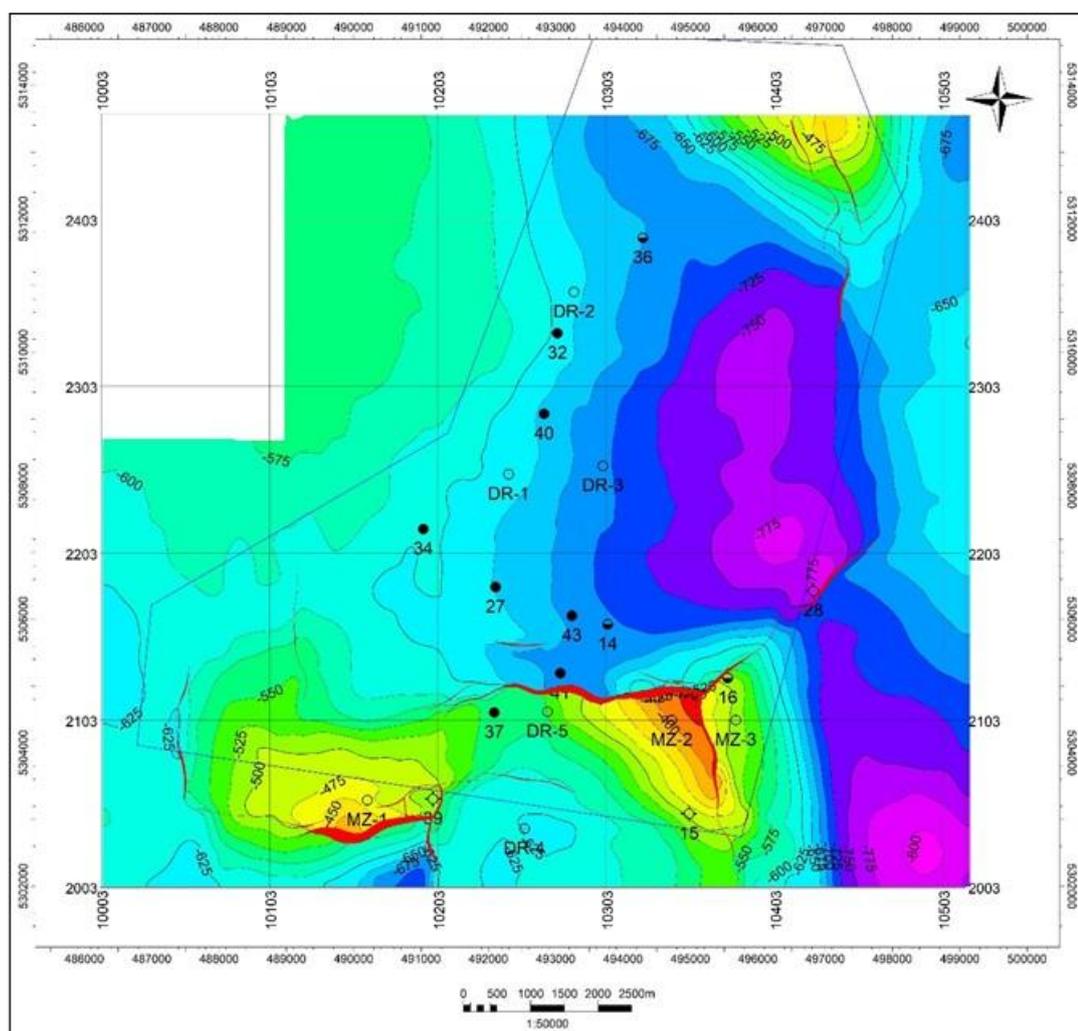


Рис. 2.1.12 - Структурная карта по ОГ V – подошва юрских отложений

Рельеф участка, по ОГ III – кровля эродированной поверхности юры и подошва мела, достаточно хорошо повторяет структурное строение поверхности по ОГ V – подошва юры (Рис. 2.1.13). Все три надсолевые структуры, выявленные по ОГ V проявляются и в кровле верхней юры – ОГ III. Западная структура по замыкающей изогипсе –250 м имеет размеры 2х2 км и амплитуду около 50 м, с отметкой в -200 м в своде. Восточная трех-крылая антиклиналь, также существенно уменьшается в размерах: ее западное крыло по изогипсе - 275 м имеет амплитуду 45м и размеры 2х1 км; ее восточное крыло по изогипсе -325 м имеет размеры 2х1,5 км и амплитуду порядка 50 м. Полу-антиклиналь, приуроченная к северному соляному куполу участка по изогипсе -350 м также, как и по ОГ V в пределах площади работ, не замыкается.

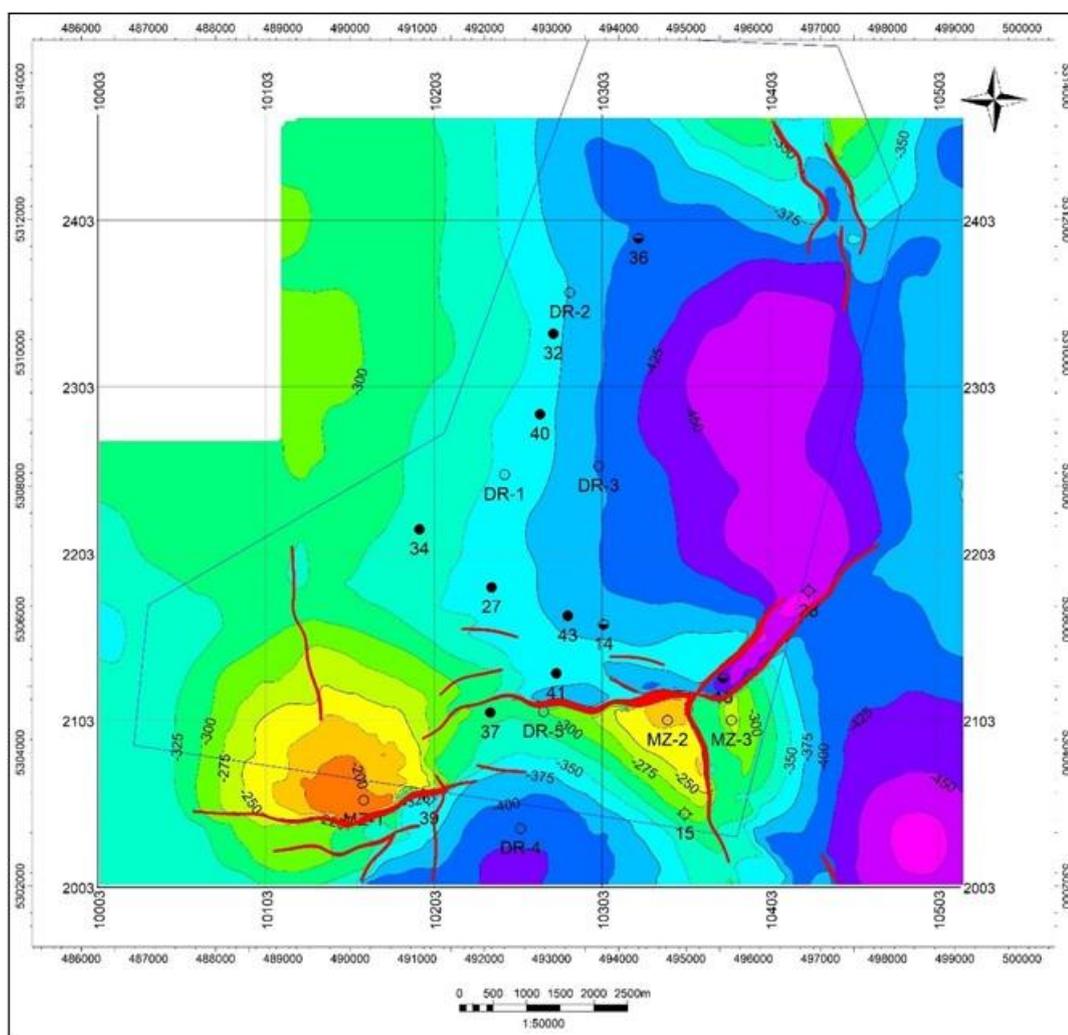


Рис. 2.1.13 - Структурная карта по ОГ III – Подошва мела и кровля юрских отложений

2.1.3 Нефтеносность

Продуктивные горизонты приурочены к визейским отложениям каменноугольной системы, коллектора которых представлены известняками, аргиллитами, местами доломитами и песчаниками с различной степенью цементирования.

Уровень нефтеносности горизонтов приняты условно по самым нижним отметкам получения нефти при опробовании или продуктивных по ГИС пластов.

Все залежи нефти пластовые, сводовые, литологически и тектонически экранированные.

Ниже приводятся подробное описание продуктивных горизонтов.

По нижнепермскому горизонту P_{1as} по результатам интерпретации ГИС выделены коллектора в скважине 40.

В 2010г при совместном опробовании горизонтов P_{1as} и I (интервалы 4310-4322 м, 4348-4351 м, 4355-4359 м, 4363-4372 м, 4376-4380 м, 4384-4387 м, 4498-4508 м), был получен промышленный приток нефти на 7 мм штуцере дебитом 30 м³/сут. Однако, по результатам проведенного РЛТ работающим является только I горизонт в интервале 4474-4475 м. В остальных скважинах продуктивность горизонта не установлена.

В связи с этим не были построены карты эффективных толщин и, соответственно, не подсчитаны запасы по данному горизонту, так как продуктивность нижнепермского горизонта не подтверждена вышеуказанными исследованиями.

I продуктивный горизонт залегает в подошве ассельского и кровле верхневизейского ярусов; прослеживается по всей площади и вскрыт всеми пробуренными скважинами. Литологически представлен известняками серыми, с прослоями аргиллитов и доломитов, реже встречаются прослой песчаника.

Данный горизонт вскрыт в поднадвиговой и надвиговой зонах.

Толщина горизонта в *поднадвиговой зоне* (блок I) изменяется в пределах от 78,3 (скв. 39) до 147,1 м (скв. 40). Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 10 м (скв. 32) до 26,4 м (скв. 40). Величина коэффициента песчаности изменяется в пределах от 0,09 до 0,18. Коэффициент расчлененности в среднем 10,5 (см. граф. прил. №6).

Промышленная продуктивность горизонта установлена опробованием скважины 32 в интервале 4540-4560 м, где получен фонтанный приток нефти дебитом 344 м³/сут и газа 18,8 тыс.м³/сут на 7 мм штуцере (см. граф. прил. №5).

Также, в скважине 40 при совместном опробовании интервалов 4310-4322 м, 4348-4351 м, 4355-4359 м, 4363-4372 м, 4376-4380 м, 4384-4387 м, 4498-4508 м получен приток нефти дебитом 30 м³/сут через 7мм штуцер. В апреле 2011г в скважине был проведен комплекс РЛТ, заколонные перетоки выше и ниже интервалов перфорации не отмечаются.

По термометрии, резистивиметрии, влагометрии и плотности из интервала специальных отверстий (4474-4475 м), относящихся к I горизонту, в скважину поступает нефть с газом ($Q_n^7=31 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_r^7=1922 \text{ м}^3/\text{сут}$), другие интервалы перфорации на приток не работают.

В скважине 34 при достреле 4500-4525 м, 4532-4535 м, 4542,5-4575 м получен слабый приток нефти дебитом $1,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ через 3 мм штуцер при совместном испытании со II горизонтом (инт.4595-4612 м), учитывая низкие ФЕС пород, в разрезе скважины 34 нефтенасыщенные пласты по результатам обработки материалов ГИС не выделены.

Водонефтяной контакт для нефтяной залежи поднадвиговой зоны блока I принят условно на абсолютной отметке минус 4380,6 м, проведенной по подошве продуктивного по ГИС и опробованного пласта-коллектора в скважине 32 (см. граф. прил. №9).

Толщина I горизонта надвиговой зоны изменяется в пределах от 78м (скв. №39) до 202м (скв. №28). Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 6,4м (скв. №27) до 26,7м (скв. №43). Величина коэффициента песчаности изменяется в пределах от 0,05 до 0,18. Средний коэффициент расчлененности составляет 9.

В данном горизонте надвиговой зоны опробованы скважины II-го (скв. 36, 14) и III-го (скв. 15, 16) блоков, где были получены непромышленные притоки нефти. Поэтому, с учетом низких ФЕС пород, в них не были выделены нефтенасыщенные коллектора.

Водонефтяной контакт надвиговой зоны принят условно по подошве нефтяного коллектора по ГИС в скважине 27 на абсолютной отметке минус 3746,8 м (см. граф. прил. №9).

Продуктивный горизонт I-A залегает непосредственно под карбонатной толщей и стратиграфически приурочен к тульскому горизонту визейского яруса каменноугольной системы.

Литологически представлен песчаниками серыми, крупнозернистыми, аргиллитами темно-серыми, известковистыми, реже известняками. Горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами и прослеживается по всему месторождению. Общая толщина горизонта изменяется в пределах от 8 м (скв. 36) до 46 м (скв. 14), эффективная нефтенасыщенная толщина – от 1,6 м (скв. 27) до 6 м (скв. 14) (см. граф. прил. №6). Коэффициент расчлененности изменяется от 2 до 4, коэффициент песчаности – 0,06 – 0,13.

К горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие развитие в надвиговой зоне (II, III блоки). Поднадвиговая зона в районе скв. 32, 34, 39, 40 по данным ГИС непродуктивна.

Опробование проведено в скв. 14 (II блок) и в скв. 16 (III блок), где получены незначительные притоки нефти дебитами, соответственно, $1,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $0,16 \text{ м}^3/\text{сут}$ при

среднединамическом уровне – 1294м (скв. 16) (см. граф. прил. № 4).

В пределах блоков II, III площадь нефтеносности контролируется тектоническими нарушениями и зоной литологического замещения пород. По залежи отсутствует прямой ВНК, т.к. залежь геологически и тектонически экранирована, образуя линзы.

II продуктивный горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами и прослеживается по всему месторождению. В литологическом отношении горизонт представлен песчаниками серыми, желтовато-светло-серыми, средне-мелкозернистыми, разномерными, полимиктовыми, неравномерно-пористыми, крепкоцементированными, алевролитовыми, пелитовыми, иногда с примесью гравия, аргиллитами темно-серыми.

Данный горизонт прослеживается в поднадвиговой и надвиговой зонах (см. граф. прил. №7).

Толщина II горизонта *поднадвиговой зоны* изменяется в пределах от 42 м (скв. 34) до 50 м (скв. 39), эффективная нефтенасыщенная толщина наблюдается только в скважине 34 – 8,2 м. Коэффициент песчаности равен 0,2, коэффициент расчлененности – 3.

Продуктивность поднадвиговой зоны I блока доказана опробованием скважины 34, где получен фонтанный приток нефти дебитом 51,1 м³/сут и газа 2,2 тыс.м³/сут.

Водонефтяной контакт принят условно по подошве продуктивного по ГИС и опробованного пласта в скважине 34 на абсолютной отметке минус 4457,9 м (см. граф. прил. №9).

Толщина надвиговой зоны колеблется от 35м (скв. №36) до 45м (скв. №28), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в пределах от 2м (скв. №14) до 12,7м (скв. №41). Коэффициент песчаности – 0,05 – 0,29, коэффициент расчлененности в среднем составляет 6.

Нефтяная залежь установлена во II блоке, продуктивность которой доказана опробованием в 5-ти скважинах (14, 27, 37, 41, 43), где были получены промышленные притоки нефти, дебиты при этом составили, соответственно, 10,5 м³/сут на 3 мм штуцере; 95 м³/сут на 4,5 мм штуцере; 228 м³/сут на 5 мм штуцере; 53,4 м³/сут на 5 мм штуцере и 26,5 м³/сут. Водонефтяной контакт условно принят по подошве нефтяного коллектора и опробованного пласта в скважине 14 на абсолютной отметке минус 3946,04м (см. граф. прил. №9).

В III блоке при опробовании скважины №16 был получен приток нефти непромышленного значения дебитом 0,11 м³/сут при среднединамическом уровне 2153,5 м, но по результатам обработки материалов ГИС нефтяные коллектора не выявлены, также, как и в остальных скважинах. В связи с этим, УВНК не был установлен.

III продуктивный горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами и

прослеживается по всей площади месторождения. Литологически представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми, полимиктовыми, аргиллитами песчанистыми, переслаиванием песчаников с аргиллитами, реже известняком.

Толщина горизонта *поднадвиговой зоны* (блок I) изменяется от 36 м (скв. 34) до 53 м (скв. 32), эффективная нефтенасыщенная толщина наблюдается только в скважине 40 равная 11,4 м. Коэффициент песчаности – 0,2, коэффициент расчлененности – 5.

Толщина III горизонта надвиговой зоны составляет от 47 м (скв. 36) до 65,82 м (скв. №3), эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 3,2 м (скв. 27) до 11,4 м (скв. 46). Коэффициент песчаности изменяется от 0,06 до 0,20, коэффициент расчлененности в среднем равен 7.

Продуктивность горизонта надвиговой зоны установлена при опробовании скважины 27 во II блоке, давшая непромышленный приток нефти $Q_n=0,4$ м³/сут.

Водонефтяной контакт условно принят по подошве нефтяного коллектора, выделенного по ГИС и опробованного в скважине 27 на отметке минус 3928,3 м (см. граф. прил. №9).

IV продуктивный горизонт вскрыт практически всеми скважинами, кроме скважины 39, и прослеживается по всей площади. В литологическом отношении представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми, алевритистыми, пелитистыми, переслаиванием алевролита серого с аргиллитом темно-серым, редко переслаиванием аргиллитов с конгломератами, гравелитом серым, светло-серым, от мелко до крупногравийного, с галькой, обломки окатанные, полуокатанные, кремнисто-кварцевый, заполнитель – песчаные зерна.

IV горизонт прослеживается в поднадвиговой и надвиговой зонах.

Толщина горизонта *поднадвиговой зоны* колеблется от 111 м (скв. 32) до 113 м (скв. 40), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 11,8 м (скв. 34) до 15,1 м (скв. 40). Коэффициент песчаности – 0,11 – 0,13; коэффициент расчлененности в среднем равен 9,5 (см. граф. прил. № 8).

Продуктивность установлена по результатам интерпретации материалов ГИС в скважинах 34 и 40. При опробовании в скважине 34 получен непромышленный приток нефти дебитом 1,0 м³/сут на 5 мм штуцере с переливом.

Положение водонефтяного контакта принято условно по подошве нефтяного пласта скважины 40 на абсолютной отметке минус 4702,1 м (см. граф. прил. №9).

В надвиговой зоне толщина горизонта изменяется от 66 м (скв. №28) до 136,5 м (скв. №40), эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 10,2 м (скв. №27) до 39,7 м (скв. №41). Коэффициент песчаности в среднем равен 0,12; коэффициент

расчлененности варьирует от 3 до 11. Промышленная продуктивность в надвиговой зоне доказана результатами опробования скважины 27 (II блок), где получен приток нефти дебитом 15,2 м³/сут на 5 мм штуцере. Скважины 41 и 43 также дали промышленные притоки нефти с дебитами 184 м³/сут на 7 мм штуцере при совместном опробовании интервалов 4006-4010м, 4017-4024м, 4030-4040м, 4053-4063м, 4066-4082м, и 35 м³/сут на 7 мм штуцере при совместном опробовании интервалов 4071-4093м, 4097-4104м, соответственно. В новой скважине 46 при испытании интервала перфорации 4101,8-4134 м, был получен приток нефти дебитом 107 м³/сут. и газа 47,9 тыс. м³/сут через 7 мм штуцер.

При опробовании скважины 14 в III-м блоке получен приток нефти с дебитом 1,6 м³/сут.

Водонефтяной контакт также условно принят на абсолютной отметке минус 4084,01 м по подошве нефтяного коллектора, выделенного по ГИС и опробованного пласта в скважине 14 (см. граф. прил. №9).

У продуктивный горизонт вскрыт 9-ю скважинами (14, 15, 16, 27, 28, 32, 34, 36, 40) и прослеживается по всей площади месторождения. Литологически сложен песчаниками серыми, мелкозернистыми, полимиктовыми, массивными, аргиллитом черным, плотным, редко конгломератом.

Общая толщина горизонта изменяется в пределах от 78 м (скв. 34) до 104 м (скв. 36), эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 1,8 м (скв. 16) до 7,4 м (скв. 36) (см. граф. прил. №8). Коэффициент песчаности от 0,02 до 0,07, коэффициент расчлененности изменяется от 2 до 3. Нефтяные коллектора выделены по ГИС только в надвиговой зоне в блоках II (скв. 27, 36) и III (скв. 16).

Во II блоке опробование проведено в скважине 27, где получен приток нефти дебитом 0,89 м³/сут при среднединамическом уровне 972 м.

В III блоке при опробовании скважины 16 был получен приток нефти дебитом 0,41 м³/сут. Водонефтяной контакт принят условно по подошве нефтяного пласта в скважине 27 на абсолютной отметке минус 4155,1 м (см. граф. прил. №9).

В поднадвиговой зоне коллектора полностью замещены глинистыми породами.

Более детальная характеристика продуктивных горизонтов приведена в табл. 2.1.1 и 2.1.2.

Таблица 2.1.1 – Характеристика продуктивных горизонтов

| №№ п/п | Залежи | Глубина залегания, м | Тип залежи | Площадь, км ² | Тип коллектора | Средняя эффективная толщина, м | Абсолютная отметка начального положения, м |
|---------|----------------|----------------------|--|--------------------------|----------------|--------------------------------|--|
| | | | | | | | ВНК |
| 1 | I, поднадвиг | -4366,2 | Пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные | 4,875 | карбонатный | 18,2 | -4380,6 |
| 2 | I, надвиг | -3712,2 | | 9,55 | | 11,66 | -3746,8 |
| 3 | I-A, надвиг | -3856,2 | | 7,48 | | 3,7 | - |
| 4 | II, надвиг | -3943,6 | | 13,825 | терригенный | 8,84 | -3946,04 |
| 5 | II, поднадвиг | -4447,9 | | 10,7 | | 8,2 | -4457,9 |
| 6 | III, надвиг | -3921,9 | | 5,725 | | 6,67 | -3928,3 |
| 7 | III, поднадвиг | -4510,4 | | 0,875 | | 11,4 | - |
| 8 | IV, надвиг | -4064 | | 14,45 | | 18,7 | -4084,01 |
| 9 | IV, поднадвиг | -4596,9 | | 15,15 | | 13,45 | -4702,1 |
| 10 | V, надвиг | -4143,5 | | 27,725 | | 3,8 | -4155,1 |
| Средняя | | | | 11,04 | | 10,462 | |

Таблица 2.1.2 – Абсолютные отметки межфлюидных контактов

| №№ п/п | Пласт | Участок | №№ скв. | Отметки ВНК, м | | |
|--------|----------------|---------------|---------|----------------|----------------|----------|
| | | | | по ГИС | по опробованию | принятые |
| 1 | I, поднадвиг | I блок | 32 | -4380,6 | -4380,6 | -4380,6 |
| 2 | I, надвиг | II блок | 27 | -3746,8 | - | -3746,8 |
| 3 | I-A, надвиг | | | - | - | - |
| 4 | II, надвиг | II блок | 14 | - | -3946,04 | -3946,04 |
| 5 | II, поднадвиг | I блок | 34 | -4457,9 | -4457,9 | -4457,9 |
| 6 | III, надвиг | II блок | 27 | -3928,3 | -3928,3 | -3928,3 |
| 7 | III, поднадвиг | | | - | - | - |
| 8 | IV, надвиг | II блок | 14 | -4084,01 | -4084,01 | -4084,01 |
| 9 | IV, поднадвиг | I блок | 40 | - | - | -4702,1 |
| 10 | V, надвиг | II, III блоки | 27 | - | - | -4155,1 |

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

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

Анализ результатов исследования керна. Коллекторские свойства продуктивных горизонтов месторождения изучены по керновому материалу, отобранному из 10 поисковых (№№14, 15, 16, 27, 28, 32, 34, 36, 37, 39), 1 разведочной (№40), 1 эксплуатационной (№43), 1 добывающей (№46).

Всего по месторождению с отбором керна пройдено 2573,2 м, общий линейный вынос керна составил 1586,66 м или 61,66% от проходки. Всего проанализировано 1342 образцов из 13 скважин.

В *каменноугольных отложениях* проходка с отбором керна составляет 2096,4 м, вынос керна 1294,86 м или 61,77% от проходки. В пределах продуктивных каменноугольных отложений (стратиграфическая привязка СП) изучено 1255 образцов из 10 скважин. Проходка в каменноугольных горизонтах (I(н), II, I-A(н), I-A(п), II(н), II(п), III(н), III(п), IV(н), IV(п), V(н), V(п)) составила 1234,87 м, вынос керна 752,66 м, т.е. 60,95% от проходки. Количество образцов, приходящееся на продуктивные горизонты – 764 образцов. Количество кондиционных образцов (образцы с проницаемостью и пористостью выше граничных значений) – 149 единиц.

Вне продуктивных отложениях перми (P_{1k}, P_{1ar}, P_{1s}, P_{1a}) с отбором керна пройдено 476,8 м, при этом вынесено 291,8 м или 61,20%.

После ПЗ-2015г. на керне скважины №43, пробуренной ранее, дополнительно выполнены стандартные и специальные исследования в лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». Проанализировано 53 образцов керна, и все приходятся на продуктивные горизонты, количество кондиционных анализов составило 34 образцов.

В 2023г. керн отобран в скважине №46. Проходка с отбором керна составляет 74 м, вынос керна 64,9 м или 87,70% от проходки. На данный момент керн находится на стадии изучения в лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг».

Отбор керна в скважинах осуществлялся снарядом «Недра» и алюминиевым керноносителем. Интервал долбления керна варьирует от 1 до 13 м. Диапазон выноса керна при этом от 0,05 до 12,5 м.

Работы по изучению керна проведены в петрофизических лабораториях ГТИ АЭГИС треста «Казпромгеофизика», ОАО «АктюбНИГРИ» и АФ ТОО «КМГ Инжиниринг».

По образцам кернового материала изучены коллекторские свойства, которые включают следующие параметры: открытая и полная пористость, проницаемость, плотность объёмная и минералогическая, гранулометрический состав и карбонатность.

Литолого-физическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов. Карбонатная толща изучена по керну, поднятому из скважин №№14, 15, 16, 27, 28, 32, 34, 37. В литологическом отношении карбонатная толща сложена частым переслаиванием известняков и аргиллитов, реже встречаются прослой песчаника. Породами-коллекторами являются известняки серые, темно-серые, кристаллические, сильнокальцитизированные, с редкими, близкими к вертикали, тонкими (доли мм) трещинами. Тип-коллектора – трещинно-поровый.

Терригенная толща изучена по керну, поднятому из скважин №№14, 15, 16, 27, 32, 34, 37, 40, 43. В литологическом отношении толща сложена частым переслаиванием песчаников и аргиллитов, реже – прослоями алевролита и известняка. Очень много разнообразных включений: обломки известняка, кальцита, сидерита, галечника, конгломерата, углей, пирита. Встречается также мусорная порода (хлидолит). Породами-коллекторами являются песчаники разнообразных структурных литотипов и в меньшем количестве – алевролиты. Это серые, со слегка буроватым оттенком породы, преимущественно массивные, с запахом углеводорода. Породы от крепких до слабосцементированных и рыхлых.

Результаты анализа геофизических исследований скважин. При составлении данного подраздела, привлечены результаты обработки ГИС по всему фонду скважин месторождения (в количестве 14 единиц), также новой скважины №46 пробуренной после ПЗ-2022г, что позволяет охарактеризовать изменение ФЕС коллекторов, выявленных в карбонатно-терригенных отложениях нижнего карбона.

Виды и объемы ГИС. В надсолевой части разреза стандартный комплекс ГИС включал в себя методы КС, ПС, ДС, БК, ГК, НГК; в подсолевой продуктивной части разреза стандартный комплекс дополнен методами, БКЗ (5 зондами), ИК, МБК, АК, ГГКп, фотоэлектрический каротаж, ТМ.

В целом набор методов в разведочных скважинах идентичен комплексу в поисковых скважинах, отличием является замена аппаратуры НГК современными приборами ННКт, которые осуществляют регистрацию кажущейся нейтронной пористости (кривая NPRL). Также усовершенствована запись бокового каротажа, проведенная разноглубинными зондами (LLD, LLS). В новых скважинах комплекс расширен фотоэлектрическим методом.

Исследования ГИС в открытом стволе в новой скважине №46 проведена компанией «ГеоМунайРесурс» в два этапа 1) 30,09,2023г (0-3713м), 2) 11,08,2024г (3717,9-4165,2м).

Выполненный комплекс ГИС в скважине №46

| Метод | Интервал | | Прибор/модуль | Качество |
|-----------------|----------|--------|---------------|----------|
| ГК | 3717.9 | 4165.2 | ГК+ННК-Т | хорошее |
| СГК | 3717.9 | 4165.2 | СГК | хорошее |
| Кавернометрия | 3717.9 | 4165.2 | 4СКП-К | хорошее |
| КС | 3717.9 | 4165.2 | 2БК-Т | хорошее |
| БК | 3717.9 | 4165.2 | 2БК-Т | хорошее |
| ВИКИЗ | 3717.9 | 4165.2 | ВИКИЗ | хорошее |
| Резистивиметрия | 3717.9 | 4165.2 | 2БК-Т | хорошее |
| ПС | 3717.9 | 4165.2 | 2БК-Т | хорошее |
| Термометрия | 3717.9 | 4165.2 | ТД-Т | хорошее |
| ГГК-п | 3717.9 | 4165.2 | 2ГГК-п | хорошее |
| ННКт | 3717.9 | 4165.2 | ГК+ННК-Т | хорошее |
| АК | 3717.9 | 4165.2 | АВАК | хорошее |
| Инклинометрия | 3717.9 | 4165.2 | ИФМ | хорошее |

В целом качество каротажа хорошее, исключения составляют лишь кривые МБК (при отсутствии каверн и размывов наблюдаются низкие показания метода) и ГГКп, чье качество заметно снижено из-за неблагоприятных условий проведения метода, связанных с добавлением барита в состав бурового раствора. Кривые ПС не информативны из-за литологических особенностей разреза.

Во всех скважинах для контроля пространственного положения ствола скважины выполнена инклинометрия. Отсчеты ведутся по точкам через 20-25 м.

В процессе бурения разведочных скважин проведены геолого-технологические исследования (ГТИ), в ходе которых изучен шлам, записан газовый каротаж. На выходе из скважины регистрируется общее содержание углеводородов (ТГ), также выполнен хроматографический анализ, который позволяет автоматически определять компонентный состав газа (С1, С2, С3, iС4, nС4, iС5, nС5).

В обсаженных частях ствола скважины для оценки качества цементирования колонн проводится метод АКЦ. В зависимости от компании, проводившей исследования, контроль качества цементирования осуществляется аппаратурой «Compact» («Weatherford») или «АК-2» («ГеоМунайРесурс»).

Помимо перечисленных методов на месторождении выполнен специальный вид исследования – электрическим микросканером (СМІ) фирмы «Weatherford». Так в скв. №40 с помощью прибора СМІ получена информация, позволившая уточнить тип емкостного пространства коллекторов, наличие и ориентированность трещин в породах, определить углы и направления падения напластований.

Для определения дебитной характеристики пластов-коллекторов и оценки герметичности колонны в скв. №41 (18.05.2019г) выполнен комплекс промыслово-геофизических исследований.

Таблица 2.2.1 – Дебит по интервалам РЛТ

| Перфорация, м | | Мощность, м | № | Работающие интервалы, м | | Мощность, м | К охв, % | Скважинные условия без учета расширения | Дебит, м³/сут | | Общий дебит, м³/сут | Дебит в % от общего | | Общий приток по интерв, в % от дебита скв, | На поверхности | Дебит, м³/сут | | Характер флюида |
|---------------|---------|-------------|---|--|---------|-------------|--------------|---|---------------|-------------|---------------------|---------------------|------------|--|----------------|---------------|----------------|-----------------|
| Кровля | Подошва | | | Кровля | Подошва | | | | газа | нефти | | газа | нефти | | | газа | нефти | |
| 4006 | 4010 | 4 | 1 | 4007,4 | 4009 | 1,6 | 40 | | 1,05 | 7,46 | 8,51 | 1,29 | 9,17 | 10,46 | На поверхности | 905,32 | 5,91 | газ+нефть |
| 4017 | 4024 | 7 | 2 | 4018,4 | 4020 | 1,6 | 44,3 | | 1,42 | 26,19 | 27,61 | 1,75 | 32,20 | 33,95 | | 2500,39 | 20,77 | газ+нефть |
| | | | | 4022 | 4023,5 | 1,5 | | | 1,07 | 8,65 | 9,73 | 1,32 | 10,63 | 11,96 | | 1006,28 | 6,86 | газ+нефть |
| | | | | 4030 | 4031,8 | 1,8 | | | 0,52 | 6,85 | 7,37 | 0,64 | 8,42 | 9,06 | | 698,13 | 5,43 | газ+нефть |
| 4030 | 4040 | 10 | 3 | 4036 | 4040 | 4,0 | 58 | | 1,18 | 15,55 | 16,73 | 1,45 | 19,12 | 20,57 | | 1583,37 | 12,32 | газ+нефть |
| | | | | 4053 | 4063 | 10 | | | 4 | 4054,3 | 4056 | 1,7 | 17 | - | | 11,37 | 11,37 | - |
| 4066 | 4082 | 16 | 5 | Исследованиями охвачен не полностью т.к, доход прибора составил 4073,3 м | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 47 | | | | 12,2 | 25,96 | | | 5,24 | 76,07 | 81,32 | 6,4 | 93,5 | 100,00 | | 7594,01 | 60,30 |

Запись проведена ТОО «ГеоМунайРесурс» прибор «ПИК-38» + механический расходомер, состоящими из датчиков ГК, ЛМ, термометрии, манометрии, резистивиметрии, влагометрии и индикатора притока; в качестве дополнительных подключаемых модулей использованы механический расходомер и плотномер.

Согласно исследованиям PLT, в изучаемой части ствола скважины заколонных перетоков не выявлено. Практически из всех интервалов перфорации наблюдается приток (таблица 2.2.1).

Несмотря на достаточно малую долю работающих интервалов по отношению ко всей перфорированной толщине, стоит отметить, что приточные интервалы по данным PLT практически полностью совпадают с выявленными коллекторами по комплексу ГИС, проведенному в открытом стволе скважины.

Интерпретация ГИС. Интерпретация геофизических исследований проводится при помощи программного обеспечения «Interactive Petrophysics». Обязательно осуществляется контроль качества полученных геофизических замеров.

При определении литологии разреза использованы соответствующие палетки (комплекс нейтронного-акустического каротажа), данные материалов керна и шлама.

Глинистость на месторождении оценена преимущественно по кривой ГК с применением двойного разностного параметра, по зависимости Ларионова В.В. В интервалах с повышенной и аномально высокой радиоактивностью привлечен метод сопротивления. Для расчета пористости использованы кривые НК и АК.

В *карбонатной части* разреза наряду с качественными признаками использованы количественные критерии разделения пластов на коллекторы и неколлекторы, установленные на керне по зависимости пористость-проницаемость, ими являются граничное значение по пористости, для карбонатных отложений: $K_{пгр}=5,2\%$, при граничном значении проницаемости – 0,1 мД.

В качестве нижнего предела пористости для *терригенной части* использовано значение $K_{пгр}=9,2\%$, определенное статистическим методом по данным анализов керна. При этом за границу "коллектор-неколлектор" по проницаемости принято значение $K_{пр} = 1$ мД. Коэффициент водонасыщенности (K_v) по данным ГИС как для терригенных, так и для карбонатных продуктивных горизонтов определен по уравнению Арчи: $K_v = (a \cdot R_v / K_{пмРп})^{1/n}$: для терригенной части: $a=1$; $m=2,05$; $n=2$; для карбонатной части: $a=1$; $m=2$; $n=2$.

Материалы по имеющемуся комплексу ГИС позволяют выделить продуктивные пласты в разрезе и оценить их коллекторские свойства. Однако комплекс ГИС, проведенный на месторождении, необходимо дополнить записью спектрального гамма-

каротажа (кривые U, K, Th) с целью определения зон с аномальной радиоактивностью, не связанной с наличием глинистых компонентов в составе коллекторов. Также требуется проведение исследований многозондовой аппаратурой индукционного каротажа, которые позволяют выявить в разрезе интервалы с наличием радиального приращения показаний на кривых разноглубинных зондов (что является характерным признаком наличия коллектора).

Учитывая достаточно сложный литологический состав пород разреза и наличие неоднозначностей на диаграммах ГИС, необходимо дальнейшее проведение ГТИ, которое позволяет с большей достоверностью провести литологическое расчленение разреза и определить характер насыщения пластов.

Результаты оценки коллекторских свойств продуктивных отложений и их насыщенности, определенных по ГИС, по керну и по гидродинамическим исследованиям скважин приведены в табличном приложении П.2.2.1.

Ниже приводятся литологические и емкостные фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов.

Горизонт I. Литологически коллектор представлен известняками серыми, с прослоями аргиллитов и доломитов, реже встречаются прослой песчаника.

Надвиговая зона. По лабораторным исследованиям керна проведенных в 3 скважинах по 19 определениям, пористость меняется от 0,053 до 0,190 доли ед., среднее значение составляет 0,094 доли ед., коэффициент вариации равен 0,376. Коэффициент проницаемости в среднем составляя $0,12 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$.

По данным ГИС значения пористости и нефтенасыщенности составляют 0,07 и 0,60 доли ед., соответственно.

Проницаемость по ГДИС не определена.

Поднадвиговая зона. Керн в данном горизонте не отобран.

По данным ГИС значения пористости изменяются от 0,05 до 0,180 доли ед., среднее значение по горизонту 0,10 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,44. Нефтенасыщенность колеблется от 0,54 до 0,67 доли ед., среднее значение составляет 0,54 доли ед., коэффициент вариации равен 0,13.

По данным гидродинамических исследований скважин проницаемость изменяется от 5,59 до 17,48 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, в среднем составляя 10,26. Коэффициент вариации равен 0,438.

Горизонт I-A. Горизонт литологически представлен песчаниками серыми, крупнозернистыми, аргиллитами темно-серыми, известковистыми, реже известняками.

Надвиговая зона. Горизонт характеризуется 4 анализами по скважинам №15, 16, 28, 37 со средней пористостью 0,988 доли ед., меняющейся в диапазоне $0,739 \div 0,127$ доли ед.,

коэффициент вариации равен 0,180. Проницаемость не определена.

По геофизическим исследованиям значения пористости изменяются в пределах от 0,09 до 0,14 доли ед., среднее значение по горизонту равно 0,11 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,13. Нефтенасыщенность изменяется от 0,40 до 0,48 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,426 доли ед., коэффициент вариации равен 0,06.

Проницаемость по ГДИС не определена.

Горизонт II. В литологическом отношении горизонт представлен песчаниками серыми, средне-, мелкозернистыми, разномасштабными, алевролитическими, пелитическими, иногда с примесью гравия, аргиллитами темно-серыми.

Надвиговая зона. Диапазон изменения пористости по 51 определениям ядра скважин №27, 37, 43 составляет 0,097-0,254 доли ед., средняя пористость по горизонту 0,175 доли ед., коэффициент вариации 0,255. Проницаемость по 47 определениям меняется в пределах от 1,23 до 992,2 мкм²*10⁻³, средняя проницаемость составляет 184,8 мД, коэффициент вариации 1,191.

По геофизическим исследованиям значения пористости изменяются от 0,11 до 0,21 доли ед., в среднем составляя 0,16 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,16. Среднее значение нефтенасыщенности составляет 0,61 доли ед., меняется в пределах 0,40-0,79 доли ед., коэффициент вариации равен 0,18.

По данным гидродинамических исследований проницаемость изменяется от 1,43 до 72,75 мкм²*10⁻³, в среднем составляя 37,7 мкм²*10⁻³. Коэффициент вариации равен 0,674.

Поднадвиговая зона. По лабораторным исследованиям ядра проведенных в 5 скважинах по 5 определениям, пористость меняется от 0,142 до 0,166 доли ед., среднее значение составляет 0,143 доли ед. Коэффициент проницаемости меняется в диапазоне 1,7÷11,1 мкм²*10⁻³, в среднем составляя 7,218 мкм²*10⁻³, коэффициент вариации равен 0,671.

По данным ГИС значения пористости изменяются от 0,11 до 0,14 доли ед., среднее значение равно 0,12 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,12. Нефтенасыщенность изменяется от 0,49 до 0,75 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,58 доли ед., коэффициент вариации равен 0,21.

По данным гидродинамических исследований проницаемость изменяется от 1,28 до 1,57 мкм²*10⁻³, в среднем составляя 1,42 мкм²*10⁻³. Коэффициент вариации равен 0,105.

Горизонт III. Литологически горизонт представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми, полимиктовыми, аргиллитами песчаностыми; переслаиванием песчаников с аргиллитами, реже известняком.

Надвиговая зона. Коллекторские свойства изучены по 12 образцам ядра,

отобранного из скважин №№27, 37. Диапазон изменения пористости составляет 0,092-0,223 доли ед., средняя пористость по горизонту – 0,158 доли ед., коэффициент вариации – 0,307. Проницаемость по 5 определениям меняется в пределах от 1,36 до 16,09 мкм²*10⁻³, средняя проницаемость составляет 5,06 мкм²*10⁻³, коэффициент вариации 1.

По данным ГИС значения пористости изменяются от 0,10 до 0,20 доли ед., среднее значение по горизонту 0,13 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,26. Среднее значение нефтенасыщенности равно 0,54 доли ед., меняется от 0,43 до 0,65 доли ед. коэффициент вариации равен 0,16.

Проницаемость по ГДИС не определена.

Поднадвиговая зона. Керн в данном горизонте не анализируется.

По данным ГИС значения пористости меняется в пределах 0,10-0,16 доли ед., среднее значение составляет 0,12 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,17. Нефтенасыщенность изменяется от 0,42 до 0,52 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,47 доли ед., коэффициент вариации равен 0,08.

Проницаемость по ГДИС не определена.

Горизонт IV. В литологическом отношении горизонт представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми, алевритистыми, пелитистыми; переслаиванием алевролита серого с аргиллитом темно-серым; редко переслаиванием аргиллитов с конгломератами.

Надвиговая зона. По 4 образцам керна скважины №27 значение пористости меняется в диапазоне 0,096-0,169 доли ед., средняя пористость по горизонту – 0,134 доли ед., коэффициент вариации – 0,22. Проницаемость по одному определению составляет 33,64 мкм²*10⁻³.

По данным ГИС значения пористости изменяются от 0,09 до 0,21 доли ед., среднее значение по горизонту 0,14 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,21. Нефтенасыщенность изменяется от 0,40 до 0,77 доли ед., среднее значение составляет 0,60 доли ед., коэффициент вариации равен 0,13.

По данным гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,171 мкм²*10⁻³.

Поднадвиговая зона. Кондиционные анализы керна по данному горизонту отсутствуют.

По данным ГИС значения пористости варьирует от 0,09 до 0,12 доли ед., среднее значение по горизонту – 0,10 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,08. Нефтенасыщенность изменяется в пределах от 0,40 до 0,68 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,55 доли ед., коэффициент вариации равен 0,13.

Проницаемость по ГДИС не определена.

Горизонт V. Горизонт литологически сложен песчаниками серыми, мелкозернистыми, полимиктовыми, массивными, аргиллитом черным, плотным, редко конгломератом.

Надвиговая зона. Горизонт охарактеризован 54 кондиционными образцами по скважине №16. Порода-коллекторы по результатам лабораторных анализов керна характеризуются открытой пористостью, изменяющейся от 0,092 до 0,249 доли ед., и равной в среднем 0,137 доли ед. Проницаемость не определена.

По данным ГИС значения пористости изменяются от 0,09 до 0,15 доли ед., среднее значение по горизонту – 0,11 доли ед.; коэффициент вариации равен 0,18. Нефтенасыщенность меняется в пределах от 0,40 до 0,59 доли ед., среднее значение по горизонту составляет 0,51 доли ед., коэффициент вариации равен 0,11.

Проницаемость по ГДИС не определена.

В таблице 2.2.2 приведены статистические ряды распределения проницаемости.

Таблица 2.2.2 – Статистические ряды распределения проницаемости пласта (горизонта)

| Интервалы изменения | По данным ГИС | | | | | Интервалы изменения | По данным лабораторного изучения керна | | | | |
|------------------------|---------------|-------|--------|-------|------|------------------------|--|-------|--------|-------|------|
| | Число случаев | | | | | | Число случаев | | | | |
| | I(н) | II(н) | III(н) | IV(н) | V(н) | | I(н) | II(н) | III(н) | IV(н) | V(н) |
| <i>ПР-2021г.</i> | | | | | | | | | | | |
| 0,1-1 | 34 | 1 | 2 | 7 | 26 | 0,1-1 | - | - | - | - | - |
| 1-10 | 1 | 15 | 1 | 2 | 29 | 1-10 | 1 | 2 | 3 | 4 | - |
| 10-100 | - | 8 | - | 2 | 7 | 10-100 | - | 12 | 2 | 1 | 1 |
| 100-200 | - | - | - | - | - | 100-200 | - | 18 | - | - | - |
| 200-300 | - | - | - | - | - | 200-300 | - | 2 | - | - | - |
| 300-400 | - | - | - | - | - | 300-400 | - | 1 | - | - | - |
| 400-500 | - | - | - | - | - | 400-500 | - | 2 | - | - | - |
| 500-600 | - | - | - | - | - | 500-600 | - | 2 | - | - | - |
| 600-700 | - | - | - | - | - | 600-700 | - | - | - | - | - |
| 700-800 | - | - | - | - | - | 700-800 | - | 1 | - | - | - |
| 800-900 | - | - | - | - | - | 800-900 | - | 1 | - | - | - |
| 900-1000 | - | - | - | - | - | 900-1000 | - | 1 | - | - | - |
| <i>ДПР-2025г.</i> | | | | | | | | | | | |
| 0,1-1 | 41 | 2 | 2 | 7 | 32 | 0,1-1 | 1 | - | - | - | - |
| 1-10 | 10 | 21 | 1 | 9 | 32 | 1-10 | - | 6 | 3 | 4 | - |
| 10-100 | 1 | 11 | - | 10 | 17 | 10-100 | - | 13 | 2 | 1 | 1 |
| 100-200 | - | - | - | - | - | 100-200 | - | 18 | - | - | - |
| 200-300 | - | - | - | - | - | 200-300 | - | 2 | - | - | - |
| 300-400 | - | - | - | - | - | 300-400 | - | 1 | - | - | - |
| 400-500 | - | - | - | - | - | 400-500 | - | 2 | - | - | - |
| 500-600 | - | - | - | - | - | 500-600 | - | 2 | - | - | - |
| 600-700 | - | - | - | - | - | 600-700 | - | - | - | - | - |
| 700-800 | - | - | - | - | - | 700-800 | - | 1 | - | - | - |
| 800-900 | - | - | - | - | - | 800-900 | - | 1 | - | - | - |
| 900-1000 | - | - | - | - | - | 900-1000 | - | 1 | - | - | - |

Таким образом, несмотря на то, что пористость по ГИС и керну примерно одного порядка для гидродинамических расчетов принимается K_p по ГИС, так как данные по ГИС

позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов, так как количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше чем по керну.

Проницаемость по керну и ГДИС определена не по всем горизонтам. Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление даёт проницаемость, определённая по гидродинамическим исследованиям. Она характеризует проницаемость всего перфорированного интервала, а не отдельных его частей, как по анализам керна.

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

В течение рассматриваемого периода с последнего «ПР-2021 г.» по месторождению из скважин №40, 41 и 46, отобраны и проанализированы три дополнительные глубинные пробы.

Отбор и исследования проб проведены специалистами лаборатории ТОО «КМГ Инжиниринг». Лабораторные исследования пластовой нефти проводились в лаборатории исследования пластовых флюидов на установке «FLUID-EVAL» (Франция), в соответствии с существующим МВИ 2 №02-2017 «Методика выполнения измерений. Методы исследования пластовых флюидов и сепарированной нефти». Отобранные глубинные пробы нефти были доставлены в лабораторию исследования пластовых флюидов филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». Компонентный состав выделившегося газа определен на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000» (ГОСТ 31371.3-2008). Настоящий стандарт устанавливает метод определения компонентного состава нефтяного газа, содержащего углеводороды, а также неуглеводородные компоненты. Компонентный состав разгазированной нефти определен на газожидкостном хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000», согласно стандарту «ASTM D2887-2008».

Продуктивные горизонты I, I-A, III и V, как и прежде остаются слабоизученными, исследования пластовой нефти (PVT) не проводились.

Изученность флюидальной системы месторождения, а также замеренные параметры по всем пробам нефти по годам представлена в табличных приложениях 2.3.1. – 2.3.3.

2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по анализам 20 глубинных и 4 рекомбинированных проб нефти из скважин №№27, 34, 37, 40, 41 характеризующих I, II блоки горизонтов I, II, IV.

Полученные параметры пластовой нефти по новым пробам были сопоставлены с данными ранее отобранных проб, а также проверены по критериям отбраковки. Отбраковка некорректных лабораторных замеров проводилась по следующим принципам:

- по аномальному не физическому отклонению от основного направления взаимосвязи параметров пластовой нефти. (рис. 2.3.1 – 2.3.4).

Диапазоны изменения и средние значения параметров пластовой нефти по горизонтам представлены в таблице 2.3.1.

| Исследования в пластовых условиях | | | |
|-----------------------------------|-----------|-----------------|--------------|
| горизонт | Вид пробы | количество проб | № скважин(ы) |
| Поднадвиговая зона | | | |
| I | Глуб. | 3 | 40; |
| II | Глуб. | 3 | 34; |
| | Ркб. | 2 | 34; |
| Надвиговая зона | | | |
| II | Глуб. | 8 | 27, 37; |
| | Ркб. | 2 | 41; |
| IV | Глуб. | 6 | 41, 46; |
| Всего: | | 24 | 6 |

Поднадвиговая зона

Горизонт I (I блок)

Свойства пластовой нефти I горизонта исследованы по 3 пробам из скважины №40 (инт.4348-4508м). По результатам исследования, давления насыщения пластовой нефти в среднем принимается на уровне 10,7 МПа. Величина плотности пластовой нефти в среднем составляя 779,9 кг/м³. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти в среднем составляя 84,5 м³/т. Динамическая вязкость пластовой нефти в среднем составляет 0,6 мПа*с. Величина объемного коэффициента – 1,207.

Горизонт II (I блок)

Флюидальная система горизонта исследована по 3 глубинным и 2 рекомбинированным пробам из одной скважины №34. Из числа отобранных проб по горизонту к числу некондиционных можно отнести две параллельные пробы из скважины №34 (дата отбора 25.10.13). В частности, по пробам замерены аномальные значения газосодержания и связанное с ним давление насыщения. По остальным параметрам в данных пробах также наблюдаются аномальные отклонения параметров. Причина этому, скорее всего является термобарические пластовые условия во время отбора проб, так как наблюдается сильное падение пластового давления. При заборе пробоотборники отобрали двухфазную смесь с лишним газом, что повлияло на замер по результатам исследования высокого давления насыщения 44,8 МПа. По графикам зависимости параметров (рис.2.3.1-2.3.4) замеренные параметры по данным пробам сильно отклоняются от основного массива данных. На основе вышесказанного, данные пробы отбраковываются. По остальным принятым пробам из скважины №34 давление насыщения в среднем принимается на уровне 13,3 МПа, при температуре исследования 76,6°С. Плотность нефти в пластовых условиях в среднем равна 733,8 кг/м³. Газосодержание при однократном разгазировании равняется

134,0 м³/т. Динамическая вязкость пластовой нефти изменяется от 1,17 до 1,56 мПа·с и в среднем – 1,3 мПа·с. Объемный коэффициент равен 1,272.

Надвинутая зона

Горизонт II (II блок)

Свойства пластовой нефти II-горизонта в пределах II блока изучены по 8 глубинным и 2 рекомбинированным пробам (скв. №№27, №37, №41), из которых основная масса проб отобрана из скважины №37.

Отобранные в 2007г глубинные пробы из скв. №37 (инт.3954-3980м) не учтены при усреднении флюидальных параметров и принимаются как некондиционные, поскольку полученные значения пластового давления находятся на уровне 35,1 МПа, что резко отличается от начальных значений (70,6 МПа) это свидетельствует о том, что пробы отобраны при текущих термобарических условиях и описывают текущее состояние.

По результатам сравнения анализов первоначальных глубинных проб нефти из скважины №37 с последними анализами проб, отобранных в 2012г, наблюдается резкое снижение пластового давления с первоначальных 70,6 МПа до 20,9 МПа, так же среднее значение давления насыщения нефти газом (~20,5 МПа) в пробах, отобранных 2012г, приблизилось к пластовому давлению (20,9 МПа). При этом газосодержание увеличивается с 188,2 м³/т до 288,0 м³/т.

Причина получения столь высоких значений газосодержания в последних пробах в том, что глубинные пробы нефти были отобраны, когда пластовая нефть находилась в двухфазном состоянии. Это подтверждается при исследовании 3-х параллельных глубинных проб нефти в лаборатории АО «НИПИнефтегаз» с предельной насыщенностью нефти газом. В этом случае сотрудникам лаборатории пришлось стравить избыток объема газа для приведения пластовой нефти в однофазное состояние в ячейке PVT.

Исходя из вышеизложенного, результаты исследования глубинных проб пластовой нефти, отобранных из скважины №37 (19.09.2012г) с высоким газосодержанием, приняты как некондиционные значения. Также настораживают значения по пластовым давлениям на уровне 20,9 Мпа.

По принятым пробам плотность нефти в пластовых условиях в среднем составляет 732,4 кг/м³, при пластовой температуре в среднем 78,73°С. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти в среднем составляет 154.67 м³/т. Давление насыщения нефти газом принимается на уровне 13.54 МПа. Объемный коэффициент равен 1,311. Динамическая вязкость нефти в среднем составляет 0,97 мПа*с.

В дальнейшем, для уточнения изменений свойств пластовых флюидов по скважине №37 (инт. 3954-3980м) в процессе разработки необходимо отбирать и исследовать

дополнительные глубинные пробы (при возможности) или же предусмотреть отбор рекомбинированных проб согласно требованиям по контролю за процессом разработки провести комплексный лабораторный анализ.

Горизонт IV

Обоснование параметров Горизонта IV. Данный горизонт ранее приводился по аналогии выше лежащего горизонта, т.к. исследований на то время было по 1 пробе из скв. № 41, ранее отобранная проба отличалась завышенными параметрами и являлась единственной пробой для горизонта Т-4, исходя из этого было принято решение не учитывать параметры пробы до тех пор, пока не будут отобраны дополнительные пробы из близ лежащих скв или повторно отобраны из данной скв. для уточнения параметров.

Пластовая нефть исследована 6 глубинными пробами из скв. №41 и 46. По результатам исследования по пробам замерены подтвердили ранее замеренные параметры пластовой нефти по скв. № 41 2013 года

Температура исследования на уровне 80,2 °С. Давление исследования – 62,9 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет в среднем 308,1 м³/т. Давление насыщения пластовой нефти в среднем на уровне 23,6 МПа. Плотность нефти в пластовых условиях принята на уровне – 670,6 кг/м³. Динамическая вязкость пластовой нефти – 0,5 мПа·с. Объемный коэффициент в среднем составляет 1,688.

В дальнейшем для уточнения изменения состава и свойств пластового флюида необходимо отбирать и исследовать дополнительные глубинные пробы нефти из горизонтов I, II, I-A, III и V, согласно требованиям по контролю за процессом разработки, предусмотреть комплексный лабораторный анализ.

Перед отбором глубинных проб необходимо подготовить скважины согласно инструкции отбора проб и отобрать не менее двух параллельных образцов пластового флюида.

- отбор проб следует проводить при установившемся режиме скважин;
- рекомендуется отбор глубинных проб по новым скважинам, или по скважинам с пластовым давлением выше давления насыщения, а также обводненности;
- по проектным скважинам, где ожидаются более благоприятные условия для получения качественной пробы;
- рекомендуется производить отбор проб, с тех интервалов и глубин, которые характеризуют именно данный горизонт, нуждающийся в дополнительных исследованиях.

Таблица 2.3.1. – Состав и свойства нефти в пластовых условиях

| Зона | | Поднадвиговая зона | | | | | | | | | | Надвинутая зона | | | | | | | | | |
|----------------------------------|-------------------|---------------------|------|-----------------------|-----------------|----------------------|------|-----------------------|-----------------|-----------------------|--------------|-----------------------|-----------------|--------------|------|-----------------------|-----------------|---|-------|-------|--------------|
| Горизонт | | I горизонт (I блок) | | | | II горизонт (I блок) | | | | II горизонт (II блок) | | | | IV (II блок) | | | | | | | |
| №/№ | | Кол-во | | Диапазон изменения | Ср. значение | Кол-во | | Диапазон изменения | Ср. значение | Кол-во | | Диапазон изменения | Ср. значение | Кол-во | | Диапазон изменения | Ср. значение | | | | |
| | | скв | проб | | | скв | проб | | | скв | проб | | | скв | проб | | | | | | |
| Температура исследования проб | °С | 1 | 3 | 87 | 89.2 | 87.7 | 1 | 2 | 76.8 | 100 | 76.6 | 4 | 4 | 76.8 | 81 | 78.7 | 2 | 5 | 78 | 83.1 | 80.2 |
| Давление насыщения МПа | МПа | 1 | 3 | 9.7 | 11.9 | 10.7 | 1 | 2 | 13.04 | 14.5 | 13.3 | 4 | 4 | 10 | 11.9 | 11.1 | 2 | 5 | 22.2 | 24.2 | 23.6 |
| Газосодержание. мЗ/т | м ³ /т | 1 | 3 | 66.3 | 111 | 84.5 | 1 | 2 | 137.5 | 138 | 134.0 | 4 | 4 | 132.1 | 208 | 158.2 | 2 | 5 | 271 | 367 | 308.1 |
| Объемный коэффициент | | 1 | 3 | 1.16 | 1.27 | 1.207 | 1 | 2 | 1.256 | 1.29 | 1.272 | 4 | 4 | 1.25 | 1.47 | 1.311 | 2 | 5 | 1.649 | 1.802 | 1.688 |
| Плотность. кг/мЗ | кг/м ³ | 1 | 3 | 753 | 802 | 779.9 | 1 | 2 | 735.4 | 739 | 733.8 | 4 | 4 | 710.7 | 757 | 732.4 | 2 | 5 | 652 | 686 | 670.6 |
| Вязкость. мПа*с | мПа*с | 1 | 3 | 0.1 | 0.8 | 0.6 | 1 | 2 | 1.17 | 1.56 | 1.3 | 4 | 4 | 0.7 | 1.1 | 0.97 | 2 | 5 | 0.5 | 0.6 | 0.5 |

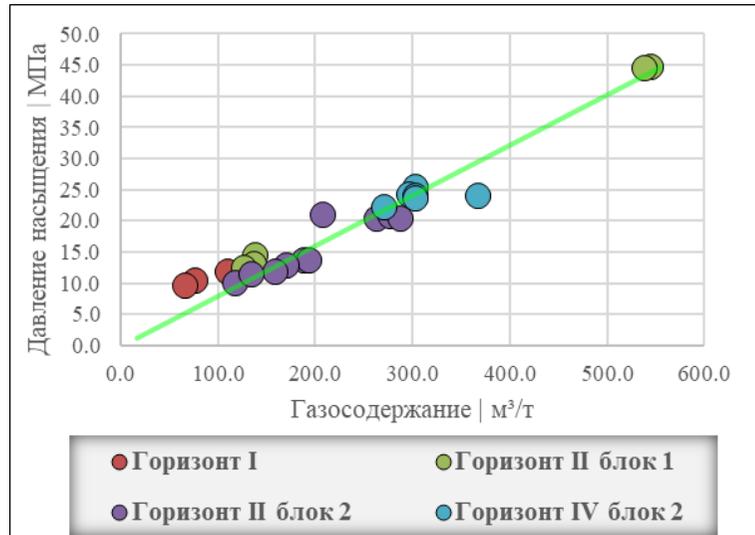


Рис. 2.3.1 Зависимость давления насыщения от газосодержания

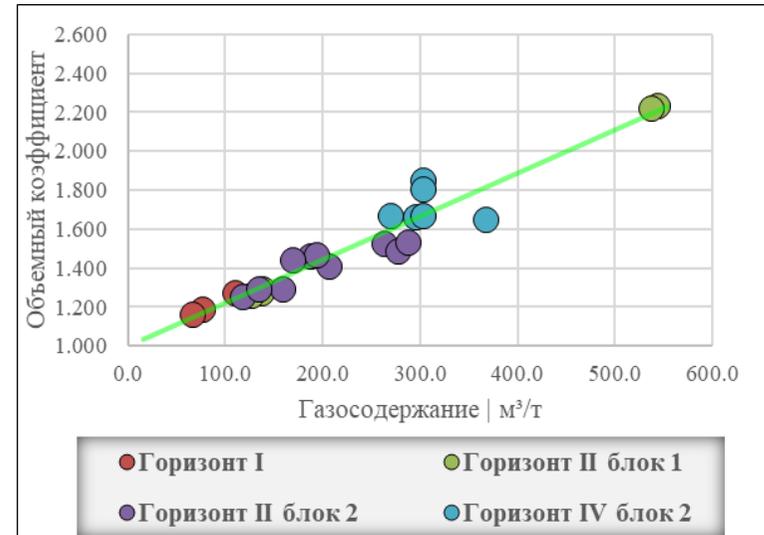


Рис. 2.3.2 Зависимость объемного коэффициента от газосодержания

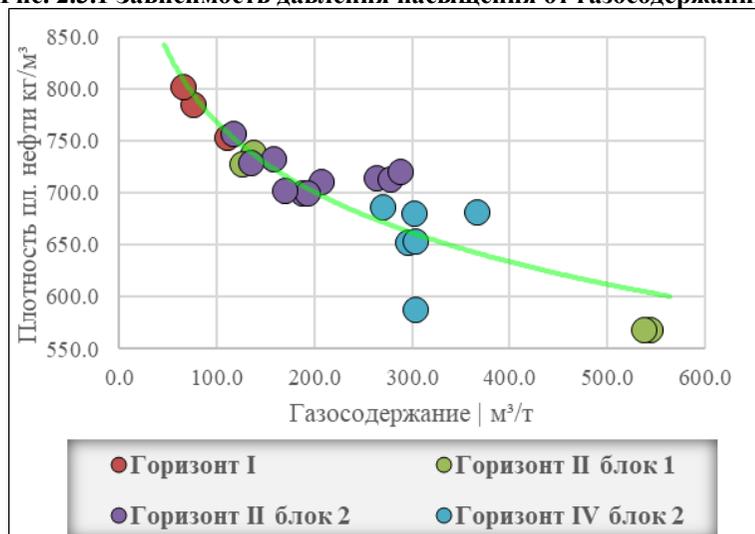


Рис. 2.3.3 Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания

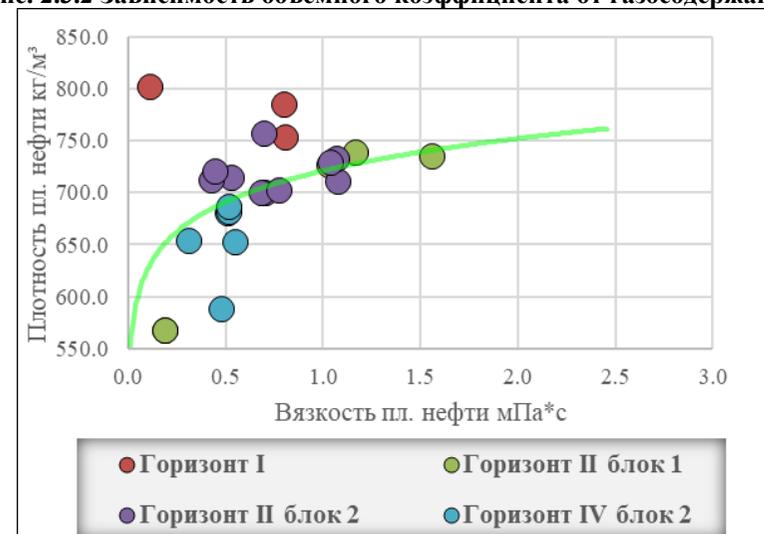


Рис. 2.3.4 Зависимость вязкости от плотности пластовой нефти

2.3.2. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

В рамках настоящего проекта свойства поверхностной нефти представлены результатами исследования 52 проб из горизонтов:

| Исследование в поверхностных условиях | | |
|---------------------------------------|-----------------|-----------------|
| горизонт | количество проб | № скважины |
| Поднадвиговая зона | | |
| I | 4 | 32, 40; |
| II | 7 | 32, 34; |
| Надвиговая зона | | |
| I | 6 | 14, 15, 36; |
| I-A | 2 | 14; |
| I-A | 1 | 16; |
| II | 19 | 16, 27, 37, 41; |
| IV | 11 | 14, 27, 41, 46; |
| V | 2 | 16 |
| Всего: | 52 | 11 |

По результатам анализа полученных данных можно установить, что в целом замеренные параметры по новым пробам из скважин №№34 и 41 располагаются в ранее принятых диапазонах по отдельным горизонтам.

Диапазоны изменения и средние значения параметров дегазированной нефти по горизонтам представлены в таблице 2.3.2.

В процессе лабораторных исследований, согласно СТ ТОО 7522-1915-39-01-2011 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов», в поверхностных условиях определены основные параметры нефти: плотность, кинематическая вязкость при различных температурах, содержание парафина, серы, смол-силикагелевых, асфальтенов и фракционный состав, температуры вспышки и застывания, и т.д.

Поднадвиговая зона

I-горизонт (I блок)

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти горизонта исследованы по 4 пробам из скважин №№32, 40. Нефть горизонта является легкой, малопарафинистой, малосмолистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях меняется от 835,0 до 851 кг/м³, в среднем составляет 840,5 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 11,7 мм²/с и при 50°C – 4,9 мм²/с. Содержание смол, асфальтенов, парафина и серы в нефти составляет 9,7; 1,1; 0,7 и 0,3 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 42,6%.

II-горизонт (I блок)

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам анализа 7 проб нефти из скважин №№32 и 34. По кондиционным пробам нефть

II блока является легкой, малопарафинистой, смолистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 836,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 10,1 мм²/с и при 50°C – 4,3 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти составляет 7,2, 0,9 и 0,1 масс% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 43,5%.

Надвинутая зона

I горизонт (III, IV блок)

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам анализа 5 проб. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 859,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 19,2 мм²/с и при 50°C – 7,3 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти составляет 3,9; 1,5 и 0,5 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 46,4%.

I-A горизонт (II блок)

Свойства поверхностной нефти горизонта исследованы по 2 пробам из скважины №14. По результатам исследования плотность в среднем составляет 834,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 9,9 мм²/с и при 50°C – 4,1 мм²/с. Содержание смол составляет 6,0 масс%. Концентрация серы и парафина равняется 0,3 и 1,4 масс% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 52,2%.

I-A горизонт (III блок)

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 1 пробе из скважины №16. Плотность нефти в поверхностных условиях составляет 869,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 14,6 мм²/с и при 50°C – 8,3 мм²/с. Содержание смол силикагелевых составляет 6,3 масс%. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 31,2%.

II-горизонт (II блок)

Основная масса проб отобрана из горизонта-II (II блока) в количестве 19 проб из 4 скважин №№16, 27, 37, 41. Нефть II блока является легкой, парафинистой, малосмолистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 833,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C составляет 9,5 мм²/с и при 50°C – 4,4 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти составляет 7,1; 0,6 и 0,2 масс% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 46,9%.

IV-горизонт (II блок)

Физико-химические свойства IV горизонта определены по результатам анализа 12 проб нефти. Нефть II блока является легкой, малосмолистой, малопарафинистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем составляет 828 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем равна 7.2 мм²/с и при 50°C – 3.5 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти составляет 4.5; 1,3 и 0,1% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, составляет 52.9%.

V-горизонт (III блок)

Физико-химические свойства нефти V горизонта изучены по результатам анализа 2 проб нефти из III блока. Нефть является легкой, парафинистой, малосмолистой и малосернистой. Плотность нефти в поверхностных условиях составляет 839,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем равна 8,5 мм²/с и при 50°C – 4,9 мм²/с. Содержание смол и серы в нефти составляет 3,8 и 0,5 масс% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, составляет 53,2%.

В целом, анализ показал, что значения плотности сепарированной нефти и других основных параметров по пробам, отобранных в процессе эксплуатации, находятся в пределах диапазона вариаций по начальным пробам, не проявляя определенных тенденций к изменению.

В дальнейшем следует предусмотреть отбор и исследование поверхностных проб для прослеживания изменения свойств флюида в поверхностных условиях. Предусмотреть полный комплекс исследований дегазированной нефти, в частности обратить особое внимание на точное определение содержания всех компонентов: серы, смол, парафинов и асфальтенов.

Таблица 2.3.2. – Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

| Зона | | Поднадвиговая зона | | | | | | | | | | Надвинутая зона | | | | | | | | | |
|------------------------------------|---------------------|-------------------------|------|------|------------------|----------------|-----------------------|--------------------|-----------|------------------|----------------|--------------------------|--------------------|-------|------------------|----------------|------------------------|--------------------|-----------|------------------|-------|
| горизонт | | I горизонт (I блок) | | | | | II горизонт (I блок) | | | | | I горизонт (III-IV блок) | | | | | I-A горизонт (II блок) | | | | |
| №/№ | Кол-во исс-ных | Диапазон изменения | | | Среднее значение | Кол-во исс-ных | | Диапазон изменения | | Среднее значение | Кол-во исс-ных | | Диапазон изменения | | Среднее значение | Кол-во исс-ных | | Диапазон изменения | | Среднее значение | |
| | | скв | проб | | | скв | проб | скв | проб | | скв | проб | скв | проб | | скв | проб | | | | |
| Плотность нефти. кг/м3 | | 2 | 4 | 835 | 851 | 840.5 | 1 | 4 | 830 | 841 | 835 | 3 | 6 | 845 | 874 | 859.0 | 1 | 2 | | | 834.0 |
| Кинематическая вязкость | при 20°C | 2 | 4 | 10.8 | 12.6 | 11.7 | 1 | 4 | 7.2 | 12.5 | 9.6 | 3 | 6 | 12.5 | 31.8 | 18.2 | 1 | 2 | 8.2 | 11.5 | 9.9 |
| | при 50°C | 2 | 4 | 4.4 | 5.3 | 4.9 | 1 | 4 | 3.4 | 6 | 4.3 | 3 | 6 | 5 | 9.7 | 7.1 | 1 | 2 | 3.6 | 4.7 | 4.1 |
| Температура застывания. оС | | 2 | 3 | -39 | -5 | -14 | 1 | 4 | -20 | -7 | -18.3 | 3 | 6 | -20 | -5 | -10.7 | 1 | 2 | | | -20 |
| Температура плавления парафина. °С | | 1 | 1 | - | - | 57 | 3 | 3 | 55.2 | 56.4 | 55.9 | - | - | - | - | - | - | - | | | - |
| Массовое содержание, % | серы | 2 | 4 | 0.1 | 0.9 | 0.3 | 1 | 3 | - | - | 0.1 | 3 | 6 | 0.1 | 0.6 | 0.4 | 1 | 2 | 0.2 | 0.3 | 0.3 |
| | парафинов | 2 | 4 | 0.4 | 1.6 | 0.7 | 1 | 3 | 0.3 | 1.3 | 0.7 | 2 | 4 | 0.9 | 1.7 | 1.5 | 1 | 2 | 1.3 | 1.5 | 1.4 |
| | смола силикагелевых | 2 | 3 | 8 | 12 | 9.7 | 1 | 3 | 6.5 | 7.8 | 7.0 | 2 | 6 | 2.6 | 5.5 | 3.9 | 1 | 2 | | | 6.0 |
| | асфальтенов | 2 | 4 | 0.2 | 1.6 | 1.1 | 1 | 1 | - | - | 0.2 | 2 | 6 | 0.04 | 2.02 | 0.6 | 1 | 2 | 0.1 | 0.6 | 0.3 |
| Фракционный состав, % | нач. кипения. °С | 2 | 4 | 45 | 47 | 46 | 1 | 4 | 50 | 85 | 72.8 | 2 | 6 | 92 | 141 | 116 | 1 | 2 | | | 70 |
| | до 100 °С | 2 | 4 | 5 | 10.1 | 8.7 | 1 | 4 | 1 | 6 | 4.3 | 1 | 1 | | | 1.0 | 1 | 2 | 3.6 | 4.4 | 4.0 |
| | до 150 °С | 2 | 4 | 13 | 23 | 19.4 | 1 | 4 | 11 | 19 | 15.3 | 2 | 3 | 6 | 14.2 | 11 | 1 | 1 | | | 17.2 |
| | до 200 °С | 2 | 4 | 26.0 | 29.0 | 27.5 | 1 | 4 | 24.0 | 29.0 | 26.3 | 2 | 3 | 20.4 | 27.4 | 23.4 | 1 | 2 | 26.3 | 28.2 | 27.3 |
| | до 300 °С | 2 | 4 | 39.0 | 45.2 | 42.6 | 1 | 4 | 40.0 | 51.0 | 44.7 | 2 | 4 | 42.0 | 50.4 | 46.4 | 1 | 2 | 51.7 | 52.6 | 52.2 |
| Зона | | Надвинутая зона | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| горизонт | | I-A горизонт (III блок) | | | | | II горизонт (II блок) | | | | | IV горизонт (II блок) | | | | | V горизонт (III блок) | | | | |
| №/№ | Кол-во | Диапазон изменения | | | Ср. знач. | Кол-во | | Диапазон изменения | | Ср. знач. | Кол-во | | Диапазон изменения | | Ср. знач. | Кол-во | | Диапазон изменения | | Ср. знач. | |
| | | скв | проб | | | скв | проб | изменения | изменения | | скв | проб | изменения | знач. | | скв | проб | изменения | Ср. знач. | | |
| Плотность нефти. кг/м3 | | 1 | 1 | - | 869.0 | 3 | 17 | 825 | 847 | 833.0 | 4 | 10 | 820 | 833 | 828.0 | 1 | 2 | 832 | 846 | 839.0 | |
| Кинематическая вязкость | при 20°C | 1 | 1 | - | 14.6 | 3 | 17 | 6.2 | 18.6 | 9.4 | 4 | 10 | 6.2 | 9.1 | 7.2 | 1 | 2 | 7.43 | 9.59 | 8.5 | |
| | при 50°C | 1 | 1 | - | 8.3 | 3 | 17 | 2.9 | 8 | 4.3 | 4 | 10 | 3.1 | 4.4 | 3.5 | 1 | 2 | | | 4.9 | |
| Температура застывания. оС | | 1 | 1 | - | -84 | 3 | 17 | -28 | -2 | -12 | 4 | 10 | -59 | -7 | -29.6 | 1 | 2 | | | -3 | |
| Массовое содержание, % | серы | - | - | - | - | 3 | 17 | 0.1 | 0.3 | 0.2 | 4 | 10 | 0.1 | 0.4 | 0.1 | 1 | 2 | | | 0.5 | |
| | парафинов | - | - | - | - | 3 | 17 | 0.4 | 5 | 2.3 | 4 | 10 | 0.2 | 3.6 | 1.3 | - | - | | | - | |
| | смола силикагелевых | 1 | 1 | - | 6.3 | 3 | 17 | 2 | 16 | 7.0 | 4 | 10 | 2.2 | 5.5 | 4.5 | 1 | 2 | | | 3.8 | |
| | асфальтенов | 1 | 1 | - | 0.3 | 3 | 17 | 0.1 | 2.4 | 0.97 | 4 | 10 | 0.01 | 0.6 | 0.2 | - | - | | | - | |
| Фракционный состав, % | нач. кипения. °С | 1 | 1 | - | 194 | 3 | 17 | 28 | 75 | 48.9 | 4 | 10 | 45 | 90 | 59.9 | 1 | 2 | 39 | 54 | 47 | |
| | до 100 °С | - | - | - | - | 3 | 17 | 1 | 30 | 9.1 | 4 | 10 | 3 | 10 | 6.3 | 1 | 1 | | | 6.0 | |
| | до 150 °С | - | - | - | - | 3 | 17 | 17 | 22.3 | 20.5 | 4 | 10 | 16 | 21.2 | 18.5 | 1 | 1 | | | 19.6 | |
| | до 200 °С | - | - | - | - | 3 | 17 | 22.8 | 34.5 | 31.0 | 4 | 10 | 28.0 | 32.7 | 29.8 | 1 | 2 | | | 32.4 | |
| | до 300 °С | 1 | 1 | - | 14.4 | 3 | 17 | 41.3 | 53.0 | 47.1 | 4 | 10 | 49.6 | 61.0 | 52.9 | 1 | 2 | | | 53.2 | |

2.3.3. Компонентный состав и свойства растворенного газа

Компонентный состав растворенного в нефти газа исследованы по 23 анализам проб из горизонтов:

| Исследование после однократного разгазирования | | |
|--|-----------------|------------|
| горизонт | количество проб | № скважины |
| Поднадвиговая зона | | |
| I | 3 | 40; |
| II | 4 | 34; |
| Надвиговая зона | | |
| II | 8 | 37, 41; |
| IV | 6 | 41, 46; |
| V | 2 | 16; |
| Всего: | 23 | 11 |

Сравнение компонентного состава нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти и их средние значения по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.3.

Поднадвиговая зона

Горизонт-II (I блок)

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства I-горизонта изучены по 2-м анализам из скважины №40. Основными компонентами газа являются метан – 37,4%, этан – 17,9% и пропан – 23,5%. Растворенный газ является высокожирным, содержание C₂+высшие >25% (61,7%). Углекислый газ и азот присутствуют в среднем – 0,4 - 0,52% соответственно. Сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 1,222 доли ед. Молекулярная масса в среднем составляет 217,0 г/моль.

Горизонт-II (I блок)

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по анализам 4 проб из скважины №34. Основным компонентом газа является метан, содержание которого составляет 73,7%. Содержание C₂+высшие <25% (24,1%) и характеризуется как «жирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 1,9 моль% и 0,3 моль%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,790 доли ед. Молекулярная масса в среднем составляет 216,0 г/моль.

Надвинутая зона

Горизонт-II (II блок)

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по анализам 8 проб из скважин №37 и 41. Содержание метана в среднем – 61,3 моль%. Содержание C₂+высшие >25% (36,6%) и характеризуется как «высокожирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 0,7 и 0,1 моль%,

соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 1,038 доли ед. Молекулярная масса в среднем составляет 206,8 г/моль.

Горизонт-IV (II блок)

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по анализам 6 проб из скважины №41 и 46. Основным компонентом газа является метан, содержание которого составляет 64,7%. Содержание C_2 +высшие <25% (33,3%) и характеризуется как «жирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 1,4 и 0,2 моль%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,871 доли ед. Молекулярная масса в среднем составляет 194 г/моль.

V горизонт (III блок)

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по анализам 2 проб из скважины №16 (инт.4006-4082м). Компонентный состав выделившегося газа является высокожирным, содержание C_2 +высшие >25% (54,6%), низкоуглекислым (0,6 моль%) и низкоазотным (2,3 моль%). Содержание метана составляет 42,6%. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 1,470 доли ед.

Таблица 2.3.3. – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (мольное содержание, %)

| Наименование | Поднадвиговая зона | | | | | | Надвинутая зона | | | | | | | | |
|---|---|--------|-----------------|---|--------|-----------------|---|--------|-----------------|---|--------|-----------------|---|--------|-----------------|
| | Горизонт I блок I | | | Горизонт II блок I | | | Горизонт II блок II | | | Горизонт IV блок II | | | Горизонт V блок III | | |
| | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях | | Пластовая нефть | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях | | Пластовая нефть | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях | | Пластовая нефть | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях | | Пластовая нефть | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях | | Пластовая нефть |
| | выделившийся газ | нефть | | выделившийся газ | нефть | | выделившийся газ | нефть | | выделившийся газ | нефть | | выделившийся газ | нефть | |
| мол. % | мол. % | мол. % | мол. % | мол. % | мол. % | мол. % | мол. % | мол. % | мол. % | мол. % | мол. % | мол. % | мол. % | мол. % | |
| Сероводород | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Углекислый газ | 0.3 | - | - | 0.3 | - | 0.23 | 0.1 | - | 0.06 | 0.2 | - | 0.1 | 0.6 | - | 0.1 |
| Азот+редкие | 1.07 | - | - | 1.9 | - | 1.33 | 0.7 | - | 1.4 | 1.4 | - | 1.0 | 2.3 | - | 1.4 |
| метан | 45.1 | - | - | 73.7 | - | 50.5 | 61.3 | - | 34.3 | 64.7 | - | 46.1 | 42.6 | - | 34.3 |
| этан | 16.2 | - | - | 10.8 | - | 7.07 | 13.7 | - | 7.9 | 13 | - | 8.4 | 13.1 | - | 7.9 |
| пропан | 20.4 | - | - | 7.8 | 0.13 | 5.17 | 12.3 | 0.02 | 7.5 | 10.5 | 0.2 | 6.7 | 19.9 | 0.02 | 7.5 |
| изобутан | 3.5 | - | - | 1.4 | 0.37 | 1.06 | 2.3 | 0.19 | 1.5 | 2.1 | 0.4 | 1.4 | 4.8 | 0.2 | 1.5 |
| н. бутан | 7.9 | - | - | 2.2 | 1.17 | 1.83 | 4.7 | 0.53 | 3.0 | 4.2 | 1.8 | 3.5 | 8.4 | 0.5 | 3.0 |
| изопентан | 2 | - | - | 0.6 | 1.94 | 1.00 | 1.3 | 1.62 | 1.1 | 1.4 | 2.1 | 1.5 | 8.4 | 1.6 | 1.1 |
| н. пентан | 2.1 | - | - | 0.6 | 2.73 | 1.19 | 0.8 | 0.76 | 1.2 | 1.5 | 3.0 | 1.9 | - | 0.8 | 1.2 |
| гексаны | 1.2 | - | - | 0.4 | 4.94 | 1.78 | 0.3 | 2.18 | 1.3 | 0.5 | 5.8 | 2.5 | - | 2.2 | 1.3 |
| гептаны | 0.2 | - | - | 0.2 | 7.71 | 2.71 | 0.03 | 5.99 | 2.1 | 0.1 | 8.0 | 2.7 | - | 6.0 | 2.1 |
| остаток (C ₈ +высшие) | 0.2 | - | - | 0.018 | 81.02 | 26.11 | 0.03 | 90.14 | 38.6 | 0.01 | 78.7 | 24.1 | - | 90.1 | 38.6 |
| Молекулярная масса | 217 | - | - | 216.0 | - | - | 206.8 | - | - | 194 | - | - | - | - | - |
| Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед. | 1.129 | - | - | 0.790 | - | - | 1.038 | - | - | 0.871 | - | - | 1.470 | - | - |
| Плотность газа, кг/м ³ | 1.243 | - | - | 0.878 | - | - | 1.251 | - | - | 1.049 | - | - | 1.771 | - | - |
| Плотность нефти, кг/м ³ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

2.3.4 Физические свойства и химический состав подземных вод

На дату составления настоящего отчета на месторождении отбор проб воды не проводился, соответственно параметры свойств вод остаются на уровне предыдущего проекта ПР-2021г. Физико-химическая характеристика подземных вод дается по результату анализа одной пробы воды из скважины №16, полученной при проведении опробования (интервал 3741-3775 м).

В таблице 2.3.4 приведены диапазоны изменения и средние значения содержания основных ионов в пластовых водах, плотность воды, общая минерализация, рН и т.д.

По классификации В. А. Сулина пластовая вода относится к средним рассолам хлоркальциевого типа. Общая минерализация воды составляет 91,7 г/дм³, удельная плотность воды равно 1056 кг/м³. Вода жесткая, величина общей жесткости равна 570,1 мг-экв/дм³, рН среда вод кислая равная 5,9. Микрокомпонентный состав вод представлен не промышленным содержанием брома - 27,3 мг/л, йода - 1,06 мг/л.

Таблица 2.3.4 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде

| Характеристика и содержание | | ДПР-2025г | | | |
|--|---------------------------------|---------------|---|--------------------|------------------|
| | | *I горизонт | | | |
| | | Кол-во иссл-х | | Диапазон изменения | Среднее значение |
| скв | проб | | | | |
| Содержание ионов, мг/дм ³ | Cl ⁻ | 1 | 1 | 49,6 | 49,6 |
| | SO ₄ ²⁻ | 1 | 1 | 6,1 | 6,1 |
| | HCO ₃ ⁻ | 1 | 1 | - | - |
| | Ca ²⁺ | 1 | 1 | 10,4 | 10,4 |
| | Mg ²⁺ | 1 | 1 | 6,1 | 6,1 |
| | Na ⁺ +K ⁺ | 1 | 1 | 19,5 | 19,5 |
| Содержание металлов, мг/дм ³ | Барий | - | - | - | - |
| | Стронций | - | - | - | - |
| | Марганец | - | - | - | - |
| | Кобальт | - | - | - | - |
| | Медь | - | - | - | - |
| | Никель | - | - | - | - |
| | Алюминий | - | - | - | - |
| | Цинк | - | - | - | - |
| Содержание, мг/дм ³ : | бора | 1 | 1 | 43,2 | 43,2 |
| | йода | 1 | 1 | 1,06 | 1,06 |
| | брома | 1 | 1 | 27,3 | 27,3 |
| | оксида кремния | - | - | - | - |
| Содержание сероводорода, мг/100г | | - | - | - | - |
| Общая жесткость, мг-экв/дм ³ | | 1 | 1 | 570,1 | 570,1 |
| Суммарная минерализация, г/дм ³ | | 1 | 1 | 91,7 | 91,7 |
| Плотность, кг/м ³ | | 1 | 1 | 1056 | 1056 |
| Вязкость, мПа·с | | - | - | - | - |
| Тип воды | | 1 | 1 | ХК | ХК |
| Примеси, мг/дм ³ | | - | - | - | - |
| рН | | 1 | 1 | 5,9 | 5,9 |

*- Свойства вод горизонта остались на уровне предыдущего проекта ПР-2021г

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

В целях прослеживания миграции флюидов в коллекторе на физических моделях продуктивного пласта проводятся экспериментальные исследования по определению коэффициента вытеснения нефти водой, относительной фазовой проницаемости в системе вода-нефть, капиллярного давления и смачиваемости пород.

В 2023г. керн отобран в скважине №46. Проходка с отбором керна составляет 74 м, вынос керна 64,9 м или 87,70% от проходки. На данный момент керн находится на стадии изучения в лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг».

В таблице 2.4.1 представлен комплекс специальных исследований и количество использованных образцов.

Таблица 2.4.1 – Виды специальных исследований

| Виды исследований | Номер скважины (год выполнения анализа) | Количество |
|---|---|------------|
| Параметр пористости, образец | №43 (2018г.) | 32 |
| Параметр насыщения, образец/определение | | 32/352 |
| Кривые капиллярного давления, образец | | 32 |
| Относительная фазовая проницаемость в системе нефть-вода, образец | | 9 |

Капиллярное давление с определением остаточной водонасыщенности.

Измерение капиллярного давления было проведено по 32 образцам скважины №43. Зависимость капиллярного давления и насыщения рассчитывают для каждого образца, с использованием равновесных объемов вытеснения и эквивалентных данных по давлению.

В таблице 2.4.2 представлены данные образцов и полученные результаты.

Таблица 2.4.2 – Результаты эксперимента по определению капиллярного давления (скважина №43)

| Номер образца | Глубина, м | Горизонт | Пористость, % | Проницаемость, мкм ² * 10 ⁻³ | Остаточная водонасыщенность, доли ед. | Капиллярное давление макс., МПа |
|-----------------------------|------------|----------|---------------|--|---------------------------------------|---------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| <i>Кондиционные образцы</i> | | | | | | |
| 020701001P02H | 3824,84 | II (H) | 10 | 38,6 | 23,6 | 1,23 |
| 020701001P03H | 3824,89 | II (H) | 15,7 | 200,1 | 18,4 | 1,23 |
| 020701002P02H | 3826,1 | II (H) | 13,4 | 38,7 | 22,6 | 1,23 |
| 020701002P03H | 3826,31 | II (H) | 9,6 | 5,37 | 31 | 1,23 |
| 020701002P04H | 3826,37 | II (H) | 13,1 | 35,1 | 22,7 | 1,23 |
| 020701002P05H | 3826,45 | II (H) | 18,7 | 22,9 | 30,6 | 1,23 |
| 020701002P06H | 3826,55 | II (H) | 21,4 | 495,9 | 16,6 | 1,23 |
| 020701003P01H | 3826,66 | II (H) | 21,2 | 733,5 | 17,3 | 1,23 |
| 020701003P02H | 3826,71 | II (H) | 21,3 | 883,9 | 17,1 | 1,23 |
| 020701003P03H | 3826,76 | II (H) | 23,3 | 530,7 | 17,5 | 1,23 |
| 020701003P04H | 3826,81 | II (H) | 22,7 | 992,2 | 14,5 | 1,23 |
| 020701003P05H | 3826,87 | II (H) | 22,7 | 434,8 | 16,2 | 1,23 |
| 020701003P06H | 3827,28 | II (H) | 19,8 | 46,6 | 23,5 | 1,23 |
| 020701003P07H | 3827,44 | II (H) | 10,6 | 167,7 | 17,5 | 1,23 |
| 020701004P01H | 3827,7 | II (H) | 15,8 | 112,7 | 19,3 | 1,23 |
| 020701004P02H | 3827,75 | II (H) | 15,7 | 139,9 | 20,4 | 1,23 |
| 020701004P03H | 3827,93 | II (H) | 21,6 | 59,4 | 24,4 | 1,23 |
| 020701006P01H | 3829,68 | II (H) | 16,2 | 337,4 | 19 | 1,23 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|-------------------------------|---------|--------|------|--------|------|------|
| 020701007P02H | 3831,32 | II (H) | 19,7 | 127,5 | 18,7 | 1,23 |
| 020701007P03H | 3831,38 | II (H) | 20,1 | 159,5 | 19,6 | 1,23 |
| 020701007P04H | 3831,44 | II (H) | 19,9 | 175,6 | 19,6 | 1,23 |
| 020701007P05H | 3831,5 | II (H) | 19,2 | 148,1 | 18,5 | 1,23 |
| 020701007P06H | 3831,56 | II (H) | 18,9 | 185 | 18 | 1,23 |
| 020701008P01H | 3831,64 | II (H) | 18,7 | 136,7 | 21,1 | 1,23 |
| 020701008P02H | 3831,7 | II (H) | 18,1 | 149,5 | 20,7 | 1,23 |
| 020701008P03H | 3831,75 | II (H) | 17,3 | 126,2 | 21,1 | 1,23 |
| 020701008P04H | 3831,81 | II (H) | 16,1 | 122,7 | 21,5 | 1,23 |
| 020701008P05H | 3832,34 | II (H) | 17,2 | 54,1 | 26 | 1,23 |
| <i>Некондиционные образцы</i> | | | | | | |
| 020701001P01H | 3824,78 | II (H) | 8,4 | 3,21 | 32,3 | 1,23 |
| 020701002P01H | 3825,96 | II (H) | 5,2 | 0,118 | 48,3 | 1,23 |
| 020701005P01H | 3829,49 | II (H) | 5,7 | 0,502 | 43,3 | 1,23 |
| 020701005P02H | 3829,56 | II (H) | 3,7 | 0,0365 | 54,7 | 1,23 |

Эксперименты, выполненные на образцах керн, показали, что:

- для кондиционных образцов при K_p – 9,6 до 23,3% и при $K_{пр}$ – 5,37 до 992,2 мД, имеют остаточную водонасыщенность от 14,5 до 31%, в среднем составляя 20,61%;
- для образцов с низкой ФЕС (K_p – 3,7 до 8,4% и при $K_{пр}$ – 0,037 до 3,21 мД), остаточная водонасыщенность в среднем составляет 44,7%.

Кривые капиллярного давления представлены на рис. 2.4.1.

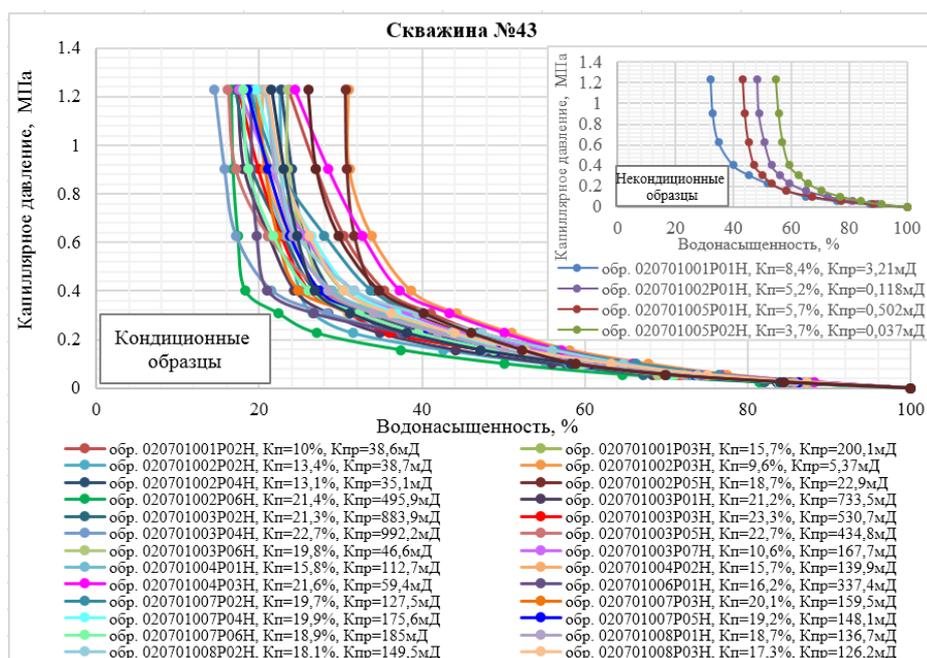


Рис. 2.4.1 – Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности (сква. №43)

Определение относительной проницаемости (ОФП) для системы вода-нефть при установившемся режиме в атмосферных условиях. Для определения относительных фазовых проницаемостей использовалась двухфазная вертикальная фильтрационная установка (LXRT-400T), предназначенная для исследования профилей насыщения при фильтрации двухфазных потоков в пластовых условиях в режиме реального времени, представляя средние насыщенности в виде функции длины керн и дискретные точки вдоль керн в виде функции времени.

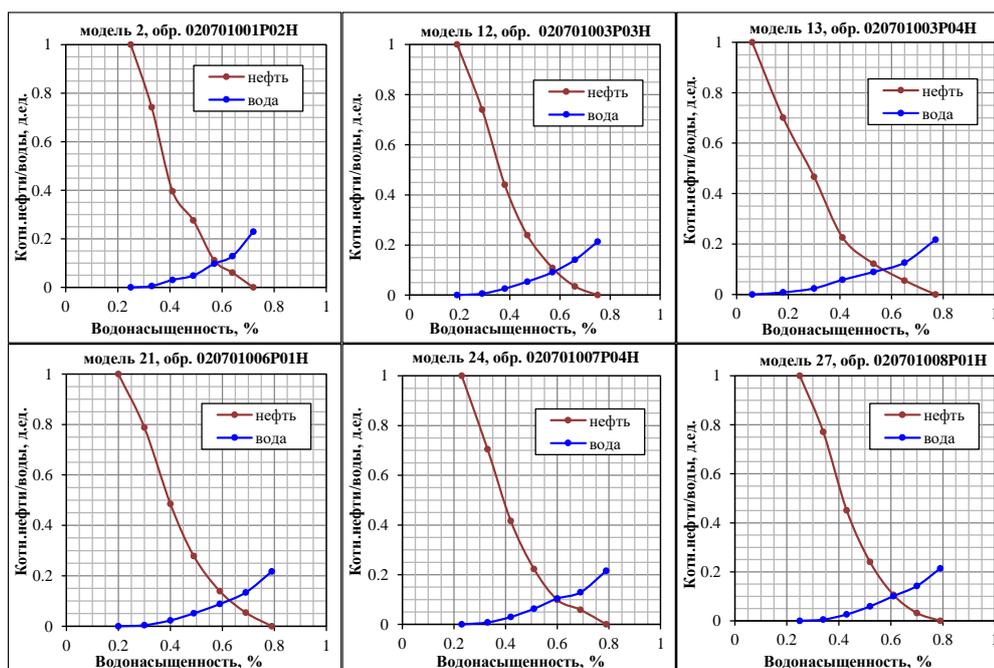
Эксперимент проведен на 9 образцах керна скважины №43. Итоговые результаты эксперимента представлены в таблице 2.4.3.

Таблица 2.4.3 – Относительная проницаемость в системе вода-нефть. Горизонт II (надвиг)

| Номер модели | Номер образца | Глубина, м | Глубина (привязанная глубина), м | Проницаемость по газу, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ | Проницаемость по пластовой воде, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ | Открытая пористость, доли ед. | Остаточная водонасыщенность, доли ед. | Остаточная нефтенасыщенность, доли ед. | $K_{\text{относительной проницаемости по воде, доли ед.}}$ | $K_{\text{относительной проницаемости по нефти, доли ед.}}$ |
|--------------|---------------|------------|----------------------------------|---|---|-------------------------------|---------------------------------------|--|--|---|
| 2 | 01P02H | 3824,84 | 3826,26 | 38,6 | 12,1 | 0,116 | 0,25 | 0,277 | 0,23 | 1 |
| 12 | 03P03H | 3826,76 | 3827,56 | 530,7 | 369 | 0,254 | 0,194 | 0,246 | 0,213 | 1 |
| 13 | 03P04H | 3826,81 | 3827,61 | 992,2 | 465 | 0,249 | 0,061 | 0,232 | 0,217 | 1 |
| 21 | 06P01H | 3829,68 | 3831,1 | 337,4 | 132 | 0,176 | 0,199 | 0,209 | 0,217 | 1 |
| 24 | 07P04H | 3831,44 | 3832,86 | 175,6 | 61 | 0,215 | 0,233 | 0,214 | 0,216 | 1 |
| 27 | 08P01H | 3831,64 | 3833,06 | 136,7 | 51 | 0,202 | 0,251 | 0,209 | 0,214 | 1 |
| 28 | 08P02H | 3831,7 | 3833,12 | 149,5 | 60 | 0,197 | 0,14 | 0,239 | 0,205 | 1 |
| 30 | 08P04H | 3831,81 | 3833,23 | 122,7 | 35,6 | 0,175 | 0,142 | 0,291 | 0,232 | 1 |
| 31 | 08P05H | 3832,34 | 3833,76 | 54,1 | 19,3 | 0,179 | 0,237 | 0,227 | 0,208 | 1 |

По результатам определения относительных проницаемостей, остаточная водонасыщенность изменяется в пределах 0,061-0,251 доли ед., в среднем составляя 0,189 доли ед., остаточная нефтенасыщенность изменяется в пределах 0,209-0,291 доли ед., среднее значение составляет 0,238 доли ед.

Пересечение кривых относительной фазовой проницаемости характеризует породы как гидрофильные (рис. 2.4.2).



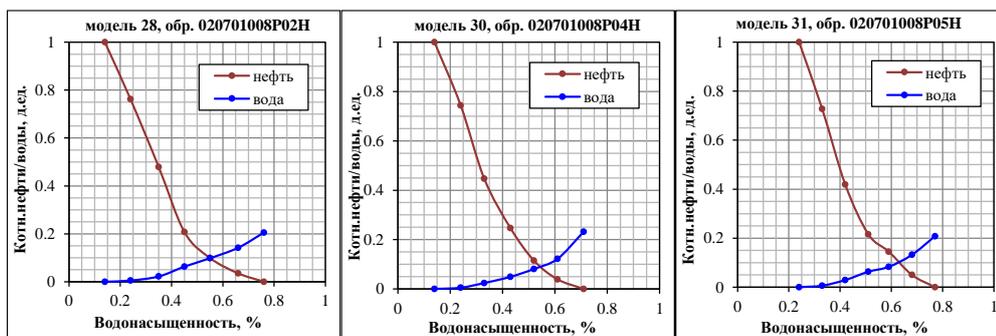


Рис. 2.4.2 – Кривые относительной проницаемости для нефти и воды (скв. №43)

Определение коэффициента вытеснения в системе «нефть-вода». Коэффициент вытеснения нефти определялся по 12 образцам скважины №43 (таблица 2.4.4.).

Таблица 2.4.4 - Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой. Горизонт II (надвиг)

| Номер модели | Номер образца | Глубина, м | Привязанная глубина, м | Открытая пористость, доли ед. | Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ | | | Остаточная водонасыщенность, доли ед. | Остаточная нефтенасыщенность, доли ед. | Коэффициент вытеснения, β , доли ед. |
|--------------|---------------|------------|------------------------|-------------------------------|---|-----------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------|--|--|
| | | | | | по газу | по воде при 100% водонасыщенности | по нефти при ост. водонасыщенности | | | |
| 1 | 01P01H | 3824,78 | 3826,2 | 0,097 | 3,2 | 1,3 | 1,5 | 0,319 | 0,317 | 0,53 |
| 5 | 02P02H | 3826,1 | 3826,9 | 0,161 | 38,7 | 11,2 | 16,8 | 0,24 | 0,286 | 0,62 |
| 6 | 02P03H | 3826,31 | 3827,11 | 0,123 | 5,4 | 1,8 | 2 | 0,357 | 0,265 | 0,59 |
| 8 | 02P05H | 3826,45 | 3827,25 | 0,218 | 22,9 | 8,5 | 9,3 | 0,262 | 0,303 | 0,59 |
| 10 | 03P01H | 3826,66 | 3827,46 | 0,23 | 733,5 | 365 | 465 | 0,207 | 0,212 | 0,73 |
| 14 | 03P05H | 3826,87 | 3827,67 | 0,243 | 434,8 | 185 | 222 | 0,19 | 0,24 | 0,7 |
| 18 | 04P02H | 3827,75 | 3828,55 | 0,17 | 139,9 | 42 | 67 | 0,162 | 0,303 | 0,64 |
| 19 | 04P03H | 3827,93 | 3828,55 | 0,237 | 59,4 | 21 | 33 | 0,269 | 0,267 | 0,63 |
| 20 | 05P01H | 3829,49 | 3830,91 | 0,062 | 0,5 | 0,12 | 0,2 | 0,406 | 0,299 | 0,5 |
| 23 | 07P03H | 3831,38 | 3832,8 | 0,219 | 159,5 | 63 | 76 | 0,198 | 0,227 | 0,72 |
| 26 | 07P06H | 3831,56 | 3832,98 | 0,207 | 185 | 65 | 80 | 0,218 | 0,269 | 0,66 |
| 29 | 08P03H | 3831,75 | 3833,17 | 0,188 | 126,2 | 46,3 | 62,3 | 0,23 | 0,262 | 0,66 |

Остаточная водонасыщенность варьируются от 0,162 до 0,406 доли ед., среднее значение равно 0,255 доли ед., остаточная нефтенасыщенность – от 0,212 до 0,317 доли ед. и характеризуется средним значением 0,271 доли ед. Коэффициент вытеснения нефти водой изменяется в диапазоне $0,50 \div 0,73$ доли ед., составляя в среднем 0,631 доли ед.

В таблице 2.4.5 приведены характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта. Используются данные коэффициента вытеснения нефти водой и относительной фазовой проницаемости.

Таблица 2.4.5 – Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта. Горизонт II (надвиг)

| Период изученности | Зоны пласта | Наименование величин | Проницаемость, 10^{-3} мкм ² | Содержание связанной воды, доли ед. | Начальная нефтенасыщенность, доли ед. | Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед. | Коэффициент вытеснения, доли ед. | Значения относительных проницаемостей, доли ед. | |
|----------------------|-------------|------------------------|---|-------------------------------------|---------------------------------------|---|----------------------------------|--|--|
| | | | | | | | | для рабочего агента при остаточной нефтенасыщенности | для нефти при насыщенности связанной водой |
| ПР-2021г./ДПР-2025г. | ЧНЗ | Количество определений | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 9 | 9 |
| | | Среднее значение | 222,3 | 0,22 | 0,78 | 0,25 | 0,67 | 0,22 | 1 |
| | | Интервал изменения | 3,2-992,2 | 0,06-0,36 | 0,64-0,94 | 0,21-0,32 | 0,53-0,75 | 0,205-0,232 | - |

По результатам эксперимента значения остаточной водонасыщенности варьируются от 0,06 до 0,36 доли ед., среднее значение равно 0,22 доли ед., остаточной нефтенасыщенности – от 0,21 до 0,32 доли ед. и характеризуется средним значением 0,25 доли ед. Значения коэффициента вытеснения нефти водой изменяются от 0,53 до 0,75 доли ед., составляя в среднем 0,67 доли ед.

Анализ смачиваемости. Эксперимент выполнен на 10 образцах керна скважины №43. Исследования показывают, что все образцы – гидрофильные (таблица 2.4.6).

Таблица 2.4.6 - Результаты анализа смачиваемости по Амотту. Горизонт II (надвиг)

| Номер образца | Глубина, м | Привязанная глубина, м | Вытеснение водой | | Вытеснение нефтью | | Показатель смачиваемости Амотта | |
|---------------|------------|------------------------|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|--------------|
| | | | Самопронзвольный выход нефти, мл | Принудительный выход нефти, мл | Самопронзвольный выход воды, мл | Принудительный выход воды, мл | | |
| 01P01H | 3824,78 | 3826,2 | 0,68 | 2,53 | 0,32 | 2,89 | 0,16 | гидрофильная |
| 01P03H | 3824,89 | 3826,31 | 1,77 | 5,52 | 0,64 | 5,69 | 0,21 | гидрофильная |
| 02P04H | 3826,37 | 3827,17 | 1,35 | 4,72 | 0,55 | 4,91 | 0,17 | гидрофильная |
| 02P06H | 3826,55 | 3827,35 | 1,98 | 7,67 | 0,87 | 7,79 | 0,15 | гидрофильная |
| 03P02H | 3826,71 | 3827,51 | 2,25 | 7,83 | 0,81 | 7,29 | 0,18 | гидрофильная |
| 03P06H | 3827,28 | 3828,08 | 1,87 | 5,98 | 0,77 | 6,88 | 0,2 | гидрофильная |
| 03P07H | 3827,44 | 3828,24 | 2,13 | 6,65 | 0,91 | 8,12 | 0,21 | гидрофильная |
| 04P01H | 3827,7 | 3828,5 | 1,54 | 5,51 | 0,67 | 6,04 | 0,17 | гидрофильная |
| 07P02H | 3831,32 | 3832,74 | 1,89 | 6,59 | 0,81 | 7,27 | 0,18 | гидрофильная |
| 07P05H | 3831,5 | 3832,92 | 2,13 | 6,67 | 0,75 | 6,71 | 0,21 | гидрофильная |

Таким образом, эксперименты проведены на очищенных образцах керна с невозстановленной смачиваемостью. При очистке образцы породы теряют свою естественную смачиваемость. Чтобы обеспечить соответствие смачиваемости составных цилиндров пластовым условиям, применяется метод восстановления смачиваемости. Метод предполагает очистку образцов совместимыми растворителями до состояния

смачивания преимущественно водой, с установлением исходной водонасыщенности и последующим выдерживанием образцов в пластовой нефти.

Полученные параметры по результатам специальных исследований на керне (остаточная водонасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой, показатель смачиваемости) использованы в гидродинамических расчетах.

2.5 Запасы нефти и растворенного газа

Первый подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Лактыбай выполнен институтом ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» в 2002г. по результатам пробной эксплуатации скважинами №№27, 32, 34 и 37. Запасы утверждены ГКЗ РК Протоколом №173-08-У от 18.09.2002г и поставлены на баланс в следующих количествах:

| | Геологические, тыс.т | Извлекаемые, тыс.т |
|--------------|----------------------|--------------------|
| Категория С1 | 4579 | 1270 |
| Категория С2 | 5793 | 579 |

В 2011г. с бурением разведочной скважины №40, ее положительным опробованием на I горизонте и выделением эффективных нефтенасыщенных толщин в продуктивных горизонтах, где ранее обозначались зоны фациального замещения, появилась необходимость в составлении отчета по приросту запасов нефти и растворенного газа.

Утвержденные запасы нефти согласно Протоколу №1085-11-У от 22.07.2011г составили:

| | Геологические, тыс.т | Извлекаемые, тыс.т |
|--------------|----------------------|--------------------|
| Категория С1 | 5395 | 1526 |
| Категория С2 | 6918 | 692 |

В 2015г с бурением двух эксплуатационных скважин №№41 и 43 и положительными результатами их опробования на II и IV горизонтах ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет по приросту запасов нефти и растворенного газа по состоянию на 01.09.2015г и утвержден ГКЗ РК (протокол №1649-16-У от 29 февраля 2016г). (таблица 2.5.1).

| Категории | нефть, тыс.т | | растворенный газ, млн. м ³ | |
|-----------|---------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | геологические | извлекаемые | геологические | извлекаемые |
| С1 | 10 425 | 2 347 | 1 446 | 315 |
| С2 | 9 538 | 953 | 1 143 | 116 |

Исходя из потенциального содержания попутных компонентов, были подсчитаны запасы этана, пропана, бутана, содержащихся в растворенном в нефти газе (табл. 2.5.2).

На основании среднего содержания серы и парафина в нефти подсчитаны запасы серы и парафина (табл. 2.5.3).

На месторождении, за отчетный период ТОО “PGS Kazakhstan” провели повторную переобработку 3Д материалов сейсмоки 2007 года во временной и в глубинной области и пробурена одна добывающая скважина №46, которая находится в действующем фонде.

Таблица 2.5.1 – Утвержденные запасы нефти и растворенного газа

| Горизонт | Блок | Зона | Категория запасов | Площадь нефтеносности, | средняя нефтенасыщенность | толщина открытой пористости, м | Нефтенасыщенность, д.ед. | Объемный коэффициент нефти, д.ед. | Плотность нефти, кг/м ³ | Начальные балансовые запасы нефти, | Коэффициент извлечения нефти, | Начальные извлекаемые запасы нефти, | Добыча нефти на дату составления проектного | Остаточные запасы нефти, тыс. т | | Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т | Начальные запасы газа, растворенного в нефти, млн. м ³ | | Добыча растворенного газа на дату составления проектного | Остаточные запасы растворенного газа, млн. м ³ | |
|-------------------------------|------------------------|------|-------------------|------------------------|---------------------------|--------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|---|---------------------------------|-------------|---|---|--------------|--|---|-------------|
| | | | | | | | | | | | | | | балансовые | извлекаемые | | балансовые | извлекаемые | | балансовые | извлекаемые |
| Поднадвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| I | I | H | C1 | 1825 | 11,9 | 0,11 | 0,6 | | 0,837 | 1025 | 0,315 | 323 | | | | 71,5 | 73 | 23 | | | |
| | | ВН | | 1225 | 5,3 | 0,11 | 0,6 | | 0,837 | 305 | 0,315 | 96 | | | | 71,5 | 22 | 7 | | | |
| | II | H | C2 | 150 | 6 | 0,11 | 0,6 | | 0,837 | 43 | 0,1 | 4 | | | | 71,5 | 3 | 0,3 | | | |
| | | ВН | | 1675 | 2,8 | 0,11 | 0,6 | | 0,837 | 220 | 0,1 | 22 | | | | 71,5 | 16 | 2 | | | |
| Надвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| II | H | C2 | 8087,5 | 8,1 | 0,08 | 0,63 | | 0,837 | 2374 | 0,1 | 237 | | | | | 71,5 | 170 | 17 | | | |
| | | | ВН | 1460 | 2,7 | 0,08 | 0,63 | | 0,837 | 142 | 0,1 | 14 | | | | 71,5 | 10 | 1 | | | |
| Итого по I горизонту | | | C1 | 3050 | 9,2 | | | | 1330 | | 419 | 168,6 | 1161,4 | 250,4 | | 95 | 30 | 9,7 | 85,3 | 20,3 | |
| | | | C2 | 11373 | 6,6 | | | | 2779 | | 277 | | | | | 199 | 20,3 | | | | |
| I-A | II | H | C2 | 3923 | 1,5 | 0,12 | 0,46 | | 0,834 | 230 | 0,1 | 23 | | | | 71,5 | 16 | 2 | | | |
| | III | H | C2 | 3560 | 2,5 | 0,11 | 0,48 | | 0,869 | 350 | 0,1 | 35 | | | | 71,5 | 25 | 3 | | | |
| Итого по I-A горизонту | | | C2 | 7483 | 2 | | | | | 580 | | 58 | | | | 41 | 5 | | | | |
| Поднадвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| II | I | H | C1 | 500 | 7 | 0,12 | 0,63 | | 0,837 | 173 | 0,315 | 54 | | | | 137,7 | 24 | 7 | | | |
| | | ВН | | 1500 | 5 | 0,12 | 0,63 | | 0,837 | 373 | 0,315 | 117 | | | | 137,7 | 51 | 16 | | | |
| | II | H | C2 | 7125 | 3,2 | 0,12 | 0,63 | | 0,837 | 1139 | 0,1 | 114 | | | | 137,7 | 157 | 16 | | | |
| | | ВН | | 4700 | 2,4 | 0,12 | 0,63 | | 0,837 | 564 | 0,1 | 56 | | | | 137,7 | 78 | 8 | | | |
| Надвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| II | H | C1 | 10703 | 5,7 | 0,17 | 0,64 | | 0,835 | 4196 | 0,315 | 1322 | | | | 149,3 | 626 | 197 | | | | |
| Итого по II горизонту | | | C1 | 12703 | 5,6 | | | | 4742 | | 1493 | 933,2 | 3808,8 | 559,8 | | 701 | 220 | 94,8 | 606,2 | 125,2 | |
| | | | C2 | 11825 | 2,9 | | | | 1703 | | 170 | | | | | 235 | 24 | | | | |
| Поднадвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| III | I | H | забалан. | 875 | 4,7 | 0,13 | 0,49 | | 0,835 | 171 | | | | | | | | | | | |
| | Надвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| II | H | C2 | 5725 | 3,5 | 0,14 | 0,59 | | 0,835 | 1040 | 0,1 | 104 | | | | 149,3 | 155 | 16 | | | | |
| Итого по III горизонту | | | C2 | 5725 | 3,5 | | | | 1040 | | 104 | | | | | 155 | 16 | | | | |
| | | | забалан. | 875 | 4,7 | | | | 171 | | | | | | | | | | | | |
| Поднадвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IV | I | H | забалан. | 6500 | 8,1 | 0,1 | 0,55 | | 0,833 | 1887 | | | | | | | | | | | |
| | | ВН | забалан. | 8650 | 5,2 | 0,1 | 0,55 | | 0,833 | 1615 | | | | | | | | | | | |
| | II | H | C1 | 4725 | 18,7 | 0,13 | 0,57 | | 0,833 | 4160 | 0,1 | 416 | | | | 149,3 | 621 | 62 | | | |
| | | ВН | | 523 | 7,9 | 0,13 | 0,57 | | 0,833 | 193 | 0,1 | 19 | | | | 149,3 | 29 | 3 | | | |
| | | | H | C2 | 9203 | 7,9 | 0,13 | 0,57 | | 0,833 | 3436 | 0,1 | 344 | | | 149,3 | 513 | 51 | | | |
| Итого по IV горизонту | | | C1 | 5248 | 17,6 | | | | 4353 | | 435 | 43 | 4310 | 392 | | 650 | 65 | 4,3 | 645,7 | 60,7 | |
| | | | C2 | 9203 | 7,9 | | | | 3436 | | 344 | | | | | 513 | 51 | | | | |
| | | | забалан. | 15150 | 6,5 | | | | 3502 | | | | | | | | | | | | |
| Надвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| V | II | H | забалан. | 18600 | 2,9 | 0,13 | 0,53 | | 0,838 | 2406 | | | | | | | | | | | |
| | | ВН | забалан. | 6875 | 1 | 0,13 | 0,53 | | 0,838 | 313 | | | | | | | | | | | |
| | III | H | забалан. | 2250 | 0,9 | 0,09 | 0,5 | | 0,838 | 58 | | | | | | | | | | | |
| Итого по V горизонту | | | забалан. | 27725 | 2,3 | | | | 2777 | | | | | | | | | | | | |
| Итого по месторождению | | | C1 | | | | | | 10425 | | 2347 | 1144,9 | 9280,1 | 1202,1 | | 1446 | 315 | 108,8 | 1337,2 | 206,2 | |
| | | | C2 | | | | | | 9538 | | 953 | | | | | 1143 | 116,3 | | | | |
| | | | забалан. | | | | | | 6450 | | | | | | | | | | | | |

Таблица 2.5.2 - Подсчет запасов этана, пропана и бутана месторождения Лактыбай

| Горизонт | Блок | Вид газа | Категория | Запасы газа, млн.м ³ | | Потенциальное содержание, г/м ³ | | | Геологические запасы, тыс.т. | | | Извлекаемые запасы, тыс.т. | | |
|--------------------------------|-----------------|------------|-----------|---------------------------------|-------------|--|---------|--------|------------------------------|------------|------------|----------------------------|-----------|-----------|
| | | | | геологические | извлекаемые | этана | пропана | бутана | этана | пропана | бутана | этана | пропана | бутана |
| Поднадвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | |
| I | I | растворен. | C1 | 95 | 30 | 223,6 | 422,2 | 336,6 | 21 | 40 | 32 | 7 | 13 | 10 |
| | | | C2 | 19 | 2 | 223,6 | 422,2 | 336,6 | 4 | 8 | 6 | 1 | 1 | 1 |
| Итого по I горизонту | | | C1 | 95 | 30 | | | | 21 | 40 | 32 | 7 | 13 | 10 |
| | | | C2 | 19 | 2,3 | | | | 4 | 8 | 6 | 1 | 1 | 1 |
| Поднадвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | |
| II | I | растворен. | C1 | 75 | 23 | 124,5 | 133,4 | 90,6 | 9 | 10 | 7 | 3 | 3 | 2 |
| | | | C2 | 235 | 24 | 124,5 | 133,4 | 90,6 | 29 | 31 | 21 | 3 | 3 | 2 |
| | Надвинутая зона | | | | | | | | | | | | | |
| | II | растворен. | C1 | 626 | 197 | 171,1 | 225,7 | 180,5 | 107 | 141 | 113 | 34 | 44 | 36 |
| Итого по II горизонту | | | C1 | 701 | 220 | | | | 116 | 151 | 120 | 37 | 48 | 38 |
| | | | C2 | 235 | 24 | | | | 29 | 31 | 21 | 3 | 3 | 2 |
| Итого по месторождению: | | | C1 | 796 | 250 | | | | 138 | 191 | 152 | 43 | 60 | 48 |
| | | | C2 | 254 | 26 | | | | 34 | 39 | 28 | 4 | 4 | 3 |

Таблица 2.5.3 - Подсчет запасов серы и парафина месторождения Лактыбай

| Горизонт | Блок | Категория | Запасы нефти, тыс.т. | | Содержание серы, % весовое | Содержание парафина, % весовое | Запасы серы, тыс.т. | | Запасы парафина, тыс.т. | |
|-------------------------------|------|-----------|----------------------|-------------|----------------------------|--------------------------------|---------------------|-------------|-------------------------|-------------|
| | | | геологические | извлекаемые | | | геологические | извлекаемые | геологические | извлекаемые |
| Всего по I горизонту | I | C1 | 1330 | 419 | 0.1 | 0.4 | 1 | 0.4 | 5 | 2 |
| | | C2 | 263 | 26 | 0.1 | 0.4 | 0.3 | 0.03 | 1 | 0.1 |
| Всего по I-A горизонту | II | C2 | 230 | 23 | 0.3 | 1 | 0.7 | 0.1 | 3 | 0.3 |
| II | I | C1 | 546 | 1703 | 0.1 | 0.8 | 0.5 | 2 | 4 | 14 |
| | | C2 | 1703 | 170 | 0.1 | 0.8 | 1.7 | 0.2 | 14 | 1 |
| Всего по II горизонту | II | C1 | 4196 | 1322 | 0.2 | 3 | 8 | 3 | 105 | 33 |
| | | C2 | | | | | 9 | 4 | 109 | 47 |
| Всего по IV горизонту | II | C1 | 4353 | 1371 | 0.2 | 2 | 9 | 3 | 70 | 22 |
| | | C2 | 3436 | 344 | 0.2 | 2 | 7 | 0.7 | 55 | 6 |

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

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

Анализ результатов гидродинамических исследований проведен на базе данных, представленных компанией ТОО «Казахтуркмунай». Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) проведены и интерпретированы ТОО «НурОйлСервис» и ТОО «ВестГеоТехнолоджи». Интерпретация результатов произведена при помощи специализированного программного продукта Saphir (КАРРА).

Забойные давления при исследованиях замерялись глубинными манометрами марки «АМТ-108», PPS-25, отбивки динамических уровней при исследовании КВУ проводились прибором типа «Микон-101».

Результаты гидродинамических исследований приведены в таблице 3.3.1. Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по объектам приведены в таблицах 3.3.6 – 3.3.7

I продуктивный горизонт опробован почти во всех скважинах. Коллектора данного горизонта представлены карбонатными отложениями. Притоки нефти получены в скважинах 14, 15, 32, 34, 36, 40. В скважине №14 получен слабый приток нефти с дебитом 1,7 м³/сут. В скважине 32 при 7 мм штуцере получен приток нефти с максимальным дебитом 344,8 м³/сут. В скважинах 15, 36 получены непромышленные притоки нефти соответственно с дебитами 0,34 и 1,44 м³/сут. По скважине 34 получен приток нефти с дебитом 1,6 м³/сут, по скважине 40 – 30 м³/сут. Из 6 опробованных скважин только 2 скважины (32, 40) были подключены в эксплуатацию. Начальное пластовое давление составляет 71,8 МПа.

Гидродинамическими исследованиями охвачены скважины 32, 40.

Анализ результатов исследований на неустановившихся режимах показал, что коллектор данного горизонта является слабо проницаемым по классификации Теодоровича Г.И. Среднее значение проницаемости составляет $4,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², интервал изменения $0,4-17,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². Минимальное значение проницаемости ($0,38 \cdot 10^{-3}$ мкм²) получено по скважине 40, пробуренной 2010г. Учитывая сравнительно низкие значения фильтрационных свойств пластов можно предполагать, что зоны дренирования работающих скважин на I горизонте еще не пересеклись. Т.е. данное обстоятельство позволило предположить, что значительная доля запасов на сегодня не отображена. Линии тока флюида к скважинам по длине и направлению весьма хаотичны и обоснование данного фактора является весьма сложной задачей. В результате проведенных исследований радиальный режим течения не наблюдается.

Если судить по диагностическому графику, то на расстоянии 22 м наблюдается

непроницаемая граница, что подтверждает проходящий разлом F (рис.3.3.1). Из графика не наблюдается влияние соседней добывающей скважины 32.

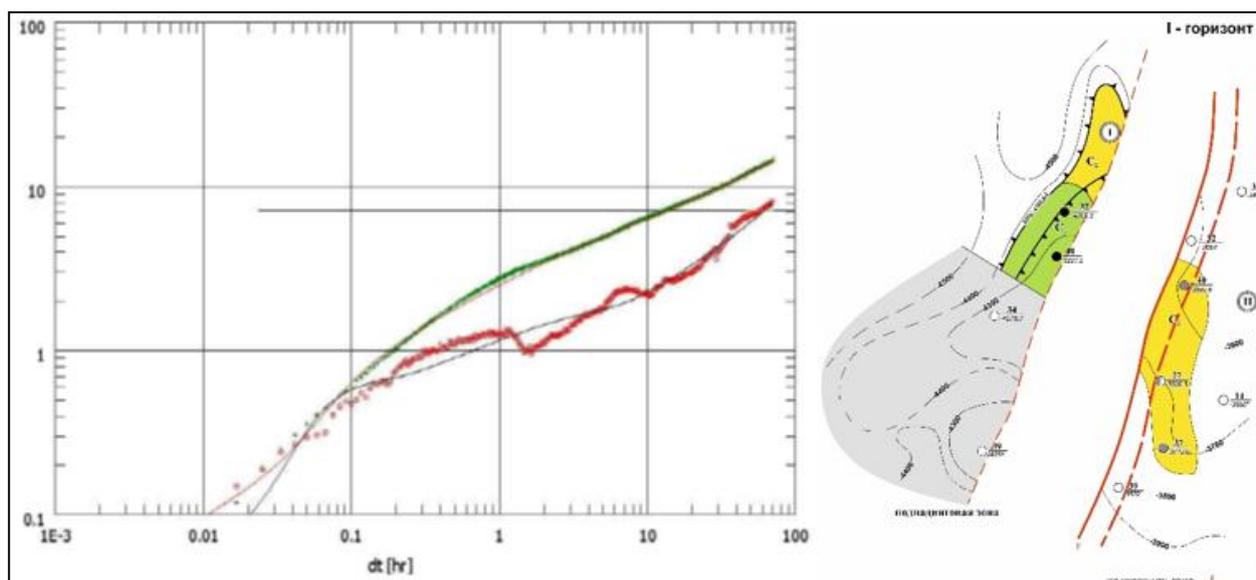


Рис 3.1.1 - Диагностический график по результатам исследования КВД по скважине 40 и структурная карта по I горизонту

Из двух исследованных скважин получены отрицательные значения скин-фактора, что указывает хорошее состояние призабойных зон скважин. Последний раз скин-фактор определялся в 2010г по скважине 40. Однако учитывая отсутствие проведенных гидродинамических исследований с 2010г, оценка текущего состояния призабойных зон не представляется возможным.

Также по скважине 40 в 2010 г было проведено исследование МУО в трех разных режимах (3, 5, 7 мм штуцер). По данным исследований МУО строилась индикаторная диаграмма. По наклону индикаторной диаграммы определялся коэффициент продуктивности по нефти, что составил $2,7 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$. По данной скважине R^2 корреляции составляет 0,92 (рис. 3.3.2). Из этого следует, что рассчитанный с помощью индикаторных диаграмм коэффициент продуктивности по данной скважине имеет погрешность около 8%.

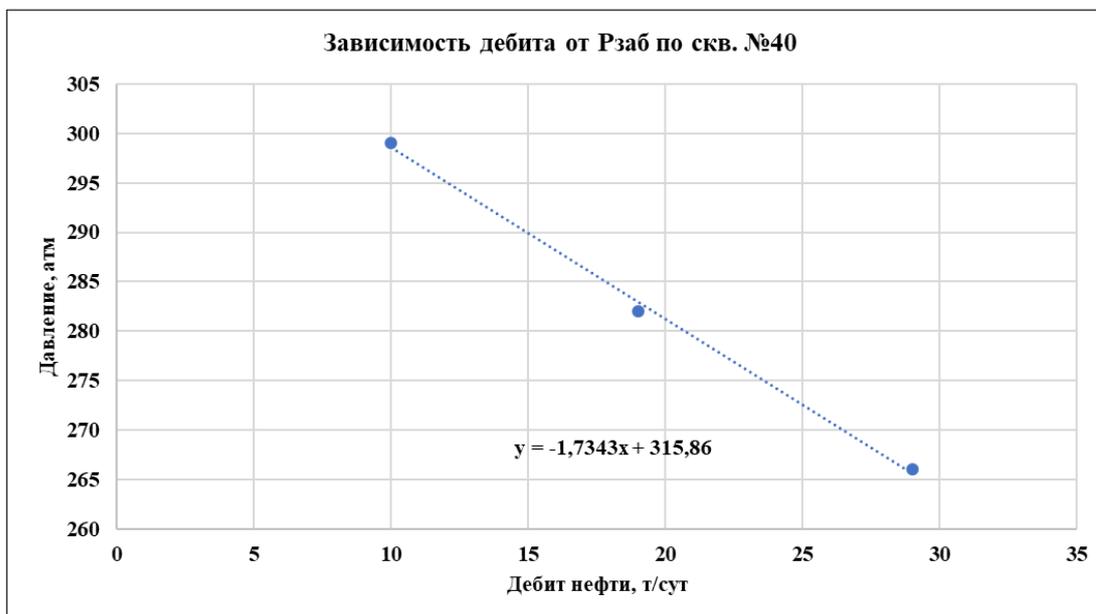


Рис 3.1.2 – Индикаторная диаграмма по скважине 40

Таблица 3.1.1- Результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 40.

| №№ п/п | Диаметры штуцера, мм | Дебит нефти, м ³ /сут. | P _{заб.} , атм | dP | K _{прод} , мЗ/(сут*МПа) | ГФ, мЗ/мЗ |
|--------|----------------------------|---|-------------------------|-----|-------------------------------------|-----------|
| 1 | 7 | 29,0 | 265,6 | 7,1 | 4,1 | 68,6 |
| 2 | 5 | 19,0 | 282,0 | 5,5 | 3,5 | 71,1 |
| 3 | 3 | 10,1 | 299,2 | 3,7 | 2,7 | 30,7 |

I-А продуктивный горизонт опробован в скважинах 14, 15, 16, 28, 34. Из них нефть получена по скважине 14 с дебитом 1,7 м³/сут, 16 с дебитом 0,16 м³/сут. Опробование по скважине 34 проводилось совместно с горизонтами I и II и получен приток нефти с максимальным дебитом 49,2 м³/сут. Коэффициент продуктивности при опробовании изменяется от 0,047 до 0,18 м³/МПа*сут, в среднем составляя 0,09 м³/МПа*сут. Начальное пластовое давление составляет 43,87 МПа.

II продуктивный горизонт – нефтегазоносность доказана опробованием в скважинах 14, 16, 27, 34, 37. Дебиты нефти изменяются от 0,11 м³/сут (скв. 16) до 228 м³/сут при 5 мм штуцере (скв. 37). Коэффициент продуктивности при опробовании составляет в среднем 1,81 м³/МПа*сут. Начальное пластовое давление определено при опробовании скважин 14, 27, 34 и составляет в среднем 68,9 МПа.

По данному горизонту исследования КВД проведены по скважинам 27, 37, 43. Исследование МУО не проводилось.

Проницаемости изменяется в интервале 0,2 - 173*10⁻³ мкм², в среднем составляя 40,5*10⁻³ мкм². Коллекторы данного горизонта относятся к категории среднепроницаемых по классификации Теодоровича Г.И. Минимальное значение проницаемости (1*10⁻³ мкм²)

зафиксировано по скважине 27. Однако в связи с отсутствием повторных гидродинамических исследований утверждать достоверность полученных данных по скважине 27 не представляется возможным. По скважине 37 проницаемость составила в среднем $43,7 \cdot 10^{-3}$ мкм². По данной скважине исследования КВД проведены 5 раз. Полученных результатов можно принимать, как достоверным, т.к. не наблюдаются сильные отклонения в полученных параметрах. По скважине 43 КВД во II объекте проведен один раз, проницаемость составляет $7,98 \cdot 10^{-3}$ мкм².

За анализируемый период скин-фактор определен по трем вышеупомянутым скважинам. По данным скважинам наблюдаются положительные значения скин-фактора, что вероятно связано с плохим состоянием призабойных зон скважин.

В дальнейшем требуется уточнение фильтрационных параметров пласта в районе пробуренных скважин 41, и повторное проведение КВД в скважинах 37, 43. Также рекомендуются провести исследования МУО для определения истинных значений продуктивности данного горизонта.

Гидродинамические исследования скважины 34 были проведены совместно по горизонтам I, I-A и II. Скважина была остановлена два раза для снятия КВД в 13.12.2008г и 24.01.2010г. Проницаемость пласта в районе данной скважины низкая, изменяется от 1,28 до $1,58 \cdot 10^{-3}$ мкм². Соответственно были получены низкие коэффициенты продуктивности – 0,54-0,74 м³/(сут*МПа), что подтверждается относительно небольшим дебитом нефти (14 т/сут) на месторождении. Призабойная зона скважины в хорошем состоянии, скин-фактор в последнем исследовании снижается от (1,96) до (-1,34).

III продуктивный горизонт опробован в скважинах 14, 15, 27, 37. Приток нефти получен только из скважины 27 с дебитом 4,8 м³/сут, который после дострела нижних интервалов уменьшился до 0,4 м³/сут.

Начальное пластовое давление составляет 63,7 МПа. Данный горизонт в отличие от горизонтов I и II не подключен к промышленной разработке, поэтому гидродинамические исследования не проведены. Коэффициент продуктивности, определенный расчетным путем при опробовании, составляет 0,69 м³/(сут*МПа).

IV продуктивный горизонт. Промышленная продуктивность в надвинутой зоне доказана результатами опробования скважины 27 (II блок), где получен приток нефти дебитом 15,2 м³/сут на 5 мм штуцере. Две новые скважины 41, 43 также дали промышленные притоки нефти с дебитами 184 м³/сут на 7 мм штуцере при совместном опробовании интервалов 4006-4010м, 4017-4024м, 4030-4040м, 4053-4063м, 4066-4082м, и 35 м³/сут на 7 мм штуцере при

совместном опробовании интервалов 4071-4093м, 4097-4104м, соответственно. В скважине 14 получен приток нефти непромышленного значения дебитом 0,38 м³/сут.

По данному горизонту по скважине 43 было проведено исследование КВД в январе 2015г. Скважина была закрыта на 72 часов. Проницаемость составила 0,171 *10⁻³ мкм². Коллектор является плохо проницаемым. Пьезопроводность составляет 0,0063 м²/с. Скорость распределения давления довольно низкая. Интерполированное пластовое давление на середину интервала перфорации составило 53,7 МПа. В начальном периоде отмечается большое влияние ствола скважины, что вероятно связано с сегрегацией флюида. Наблюдается положительное значение скин-фактора (плюс 4), что возможно связано с проникновением бурового раствора в пласт в процессе бурения.

В сентябре 2020г по скважине 41 проведены исследования методом КВД. Согласно результатам исследования проницаемость пласта составила 1,05*10⁻³ мкм², пьезопроводность – 0,002 м²/с. Интерполированное пластовое давление на середину интервала перфорации составило 43,9 МПа. Скин фактор по результатам исследования - отрицательный, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны пласта.

По скважине 41 в 2020г было проведено исследование МУО в четырех режимах (3, 5, 7 мм штуцер). По данным исследований МУО строилась индикаторная диаграмма. По наклону индикаторной диаграммы определялся коэффициент продуктивности по нефти, который составил 5,9 м³/(сут*МПа) (Рис. 3.3.3).

Проницаемости изменяются в интервале 0,2 – 1,05*10⁻³ мкм², в среднем составляя 0,6*10⁻³ мкм²

В таблице 3.1.2 указаны результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 41.

Таблица 3.1.2- Результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 41.

| №№ п/п | Диаметры штуцера, мм | Дебит нефти, м ³ /сут. | Р _{заб.} , атм | dP | Кпрод, м3/(сут*МПа) | Кпрод, м3/(сут*атм) | ГФ,м3/м3 |
|-----------|----------------------------|---|----------------------------|------|------------------------|------------------------|----------|
| 1 | 5 | 83,0 | 311,7 | 10,9 | 7,6 | 0,76 | 198,0 |
| 2 | 3 | 63,0 | 347,7 | 7,4 | 7,2 | 0,73 | 196,0 |
| 3 | 5 | 83,2 | 309,9 | 11,2 | 5,9 | 0,60 | 197,3 |
| 4 | 7 | 113,5 | 289,0 | 13,3 | 5,9 | 0,59 | 189,3 |

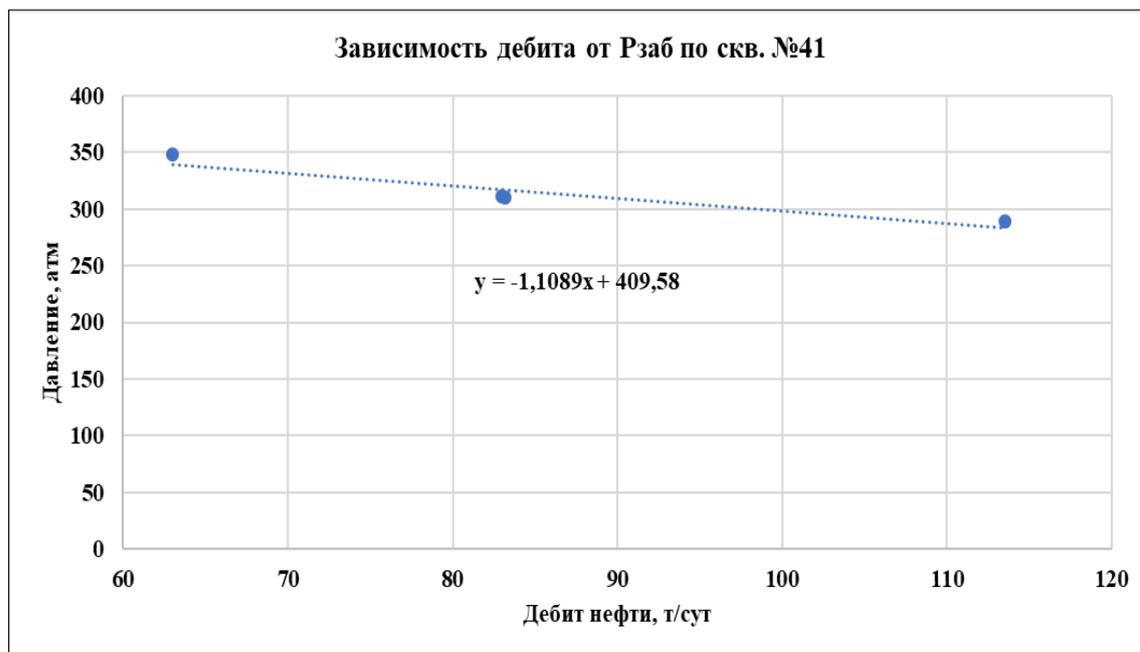


Рис 3.1.3 – Индикаторная диаграмма по скважине 41

В мае 2024 г. по скважине № 41 проведены исследования методом КВД, Согласно результатам исследования проницаемость пласта составила $10,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², пьезопроводность – 0,00225 м²/с. Интерполированное пластовое давление на середину интервала перфорации составило 40,8 МПа. Скин фактор по результатам исследования - отрицательный, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны пласта.

Также в скважине № 41 был проведен МУО в трех разных режимах (3,5,7 мм штуцер). По наклону индикаторной диаграммы определялся коэффициент продуктивности по нефти, который составил 0,91 м³/(сут*МПа) (Рис. 3.1.4).

В таблице 3.1.3 указаны результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 41.

Таблица 3.1.3- Результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 41.

| №№ п/п | Диаметры штуцера, мм | Дебит нефти, м ³ /сут. | Р _{заб.} , атм | dP | Кпрод, м ³ /(сут*МПа) | Кпрод, м ³ /(сут*атм) | ГФ, м ³ /м ³ |
|--------|----------------------|-----------------------------------|-------------------------|------|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| 1 | 3 | 55,8 | 335,1 | 7,3 | 7,6 | 0,77 | 29,7 |
| 2 | 5 | 109,7 | 300,7 | 10,8 | 10,1 | 1,03 | 28,2 |
| 3 | 7 | 120,5 | 277,6 | 13,2 | 9,2 | 0,93 | 71,4 |

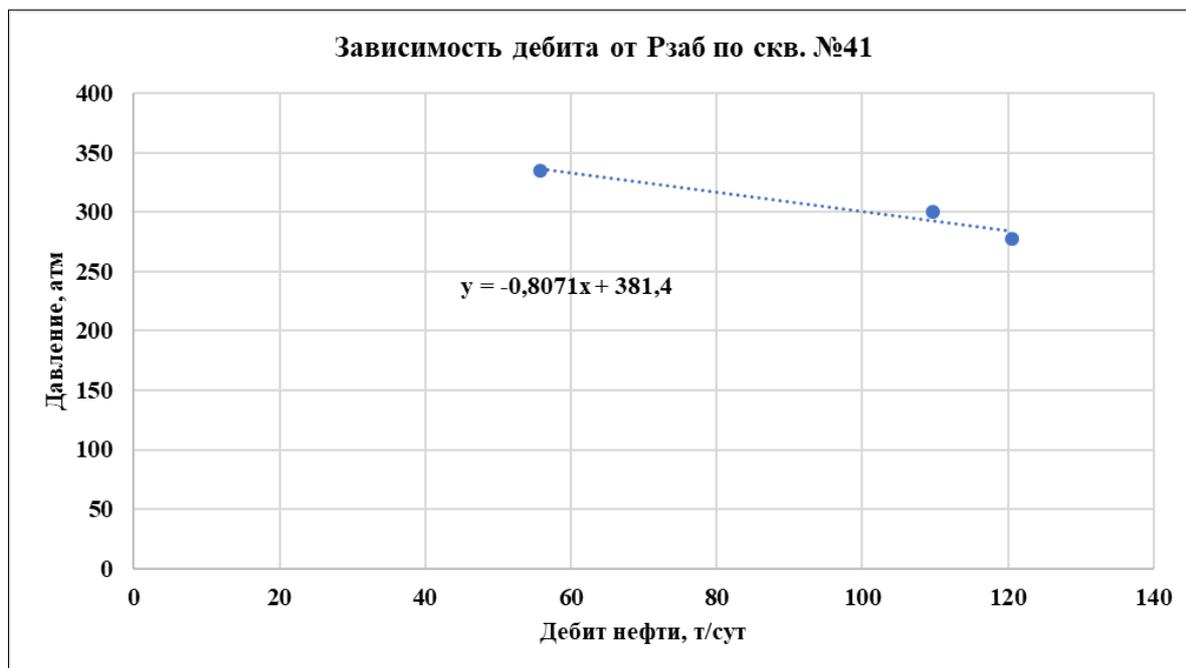


Рис 3.1.4 – Индикаторная диаграмма по скважине 41

В сентябре 2024г в новой пробуренной скважине 46 проведены исследования методом КВД. Согласно результатам исследования проницаемость пласта составила $22,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², пьезопроводность – 0,0022 м²/с. Интерполированное пластовое давление на середину интервала перфорации составило 60,7 МПа. Скин фактор по результатам исследования - отрицательный, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны пласта.

Проницаемости в среднем составляет $22,1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Также по данной скважине в сентябре было проведено исследование МУО в трех разных режимах (3, 5, 7 мм штуцер). По данным исследований МУО строилась индикаторная диаграмма. По наклону индикаторной диаграммы определялся коэффициент продуктивности по нефти, который составил 0,66 м³/(сут*МПа) (Рис. 3.3.4).

В таблице 3.1.4 указаны результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 46.

Таблица 3.1.4- Результаты режимных гидродинамических исследований на скважине № 46.

| №№ п/п | Диаметры штуцера, мм | Дебит нефти, м ³ /сут. | Р _{заб.} , атм | dP | К _{прод} , м ³ /(сут*МПа) | К _{прод} , м ³ /(сут*атм) | ГФ, м ³ /т |
|--------|----------------------|-----------------------------------|-------------------------|------|---|---|-----------------------|
| 1 | 3 | 32,5 | 509,11 | 6,6 | 4,9 | 0,50 | 409,8 |
| 2 | 5 | 68,5 | 485,33 | 9,0 | 7,6 | 0,77 | 401 |
| 3 | 7 | 131,9 | 434,2 | 14,2 | 9,3 | 0,94 | 362,8 |
| 4 | 3 | 32,9 | 499,41 | 7,6 | 4,3 | 0,44 | 408,2 |

В начальном периоде отмечается большое влияние ствола скважины, что вероятно связано с сегрегацией флюида. В начале эксплуатации отмечается повышенной газовый фактор (403,4 м³/т).

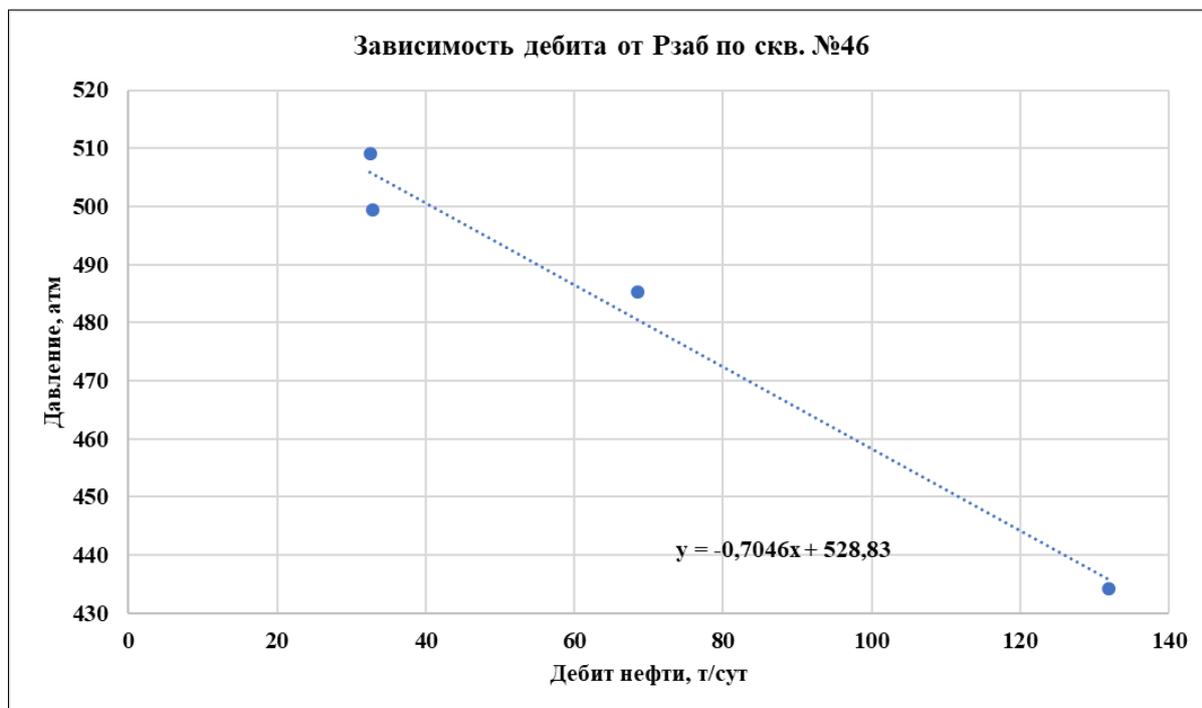


Рис 3.1.5 – Индикаторная диаграмма по скважине 46

V продуктивный горизонт опробован в скважинах 15, 16, 27, 28, 34. Притоки нефти получены только из скважин 16, 27. Скважина №16 переливала нефтью с водой, при дебите жидкости 0,4 м³/сут. В скважине 27 дебит нефти составил 0,89 м³/сут при динамическом уровне 972 м.

Таблица 3.1.5 – Результаты гидродинамических исследований в целом по месторождению

| № скв | Вид исследования | Горизонт | Дата исследований | Интервал перфорации, м | Пластовое давление на СИП, МПа | Кпрод, м ³ /(МПа*сут) | Кпрон, 10 ⁻³ мкм ² | Кгидроп мкм ² *м/(МПа*с) | Скин-фактор |
|-------|------------------|----------|-------------------|--|--------------------------------|----------------------------------|--|-------------------------------------|-------------|
| 27 | КВД | II | 21.10.2003 | 3941-3959; 3972-3983 | 48,6 | 4,2 | 1,0 | 31,7 | 6,2 |
| 37 | КВД | II | 11.10.2003 | 3954-3950 | 49,2 | 15,9 | 16,0 | 326,2 | 6,1 |
| 32 | КВД | I | 12.10.2003 | 4524-4560 | 62,8 | 1,6 | 6,0 | 43,6 | 6,9 |
| 37 | КВД | II | 29.12.2004 | 3954-3980 | 47,4 | 12,8 | 29,0 | 13,7 | 17,3 |
| 37 | КВД | II | 07.11.2005 | 3954-3980 | 43,7 | 12,3 | 28,0 | 13,3 | 7,5 |
| 32 | КВД | I | 10.11.2005 | 4524-4560 | 53,7 | 12,1 | 8,0 | 20,4 | -3,2 |
| 37 | КВД | II | 04.04.2006 | 3954-3980 | 42,9 | 11,1 | 57,0 | 98,2 | 18,1 |
| 32 | КВД | I | 08.04.2006 | 4524-4560 | 52,4 | 10,7 | 17,0 | 20,2 | -1,9 |
| 37 | КВД | II | 19.06.2007 | 3954-3981 | 37,1 | 9,4 | 59,6 | 368,83 | 8,5 |
| 37 | КВД | II | 02.02.2008 | 3954-3981 | 35,7 | 14,6 | 72,8 | 449,9 | 5,89 |
| 32 | КВД | I | 18.08.2008 | 4524-4560 | 38,3 | 9,7 | 4,6 | 0,055 | -3,77 |
| 34 | КВД | I+IA+II | 13.12.2008 | 4500-4525, 4532-4536, 4595-4612 | 66,6 | 0,5 | 0,188 | 12,37 | 0,97 |
| 34 | КВД | I+IA+II | 24.01.2010 | 4500-4525, 4532-4536, 4542-4575, 4595-4612 | 59,4 | 0,7 | 0,16 | 10,07 | -1,34 |
| 40 | МУО+КВД | I | 26.12.2010 | 4310-4322; 4348-4351; 4355-4359; 4363-4372; 4376-4380; 4384-4387; 4498-4508; | 36,1 | 2,7 | 0,38 | 14,66 | -4,98 |
| 43 | КВД | IV | 09.01.2015 | 4071-4093, 4097-4104 | 53,8 | 1,0 | 0,171 | 103 | 4 |
| 41 | Узловой анализ | IV | 13.10.2017 | 4006-4082 | 59,6 | - | - | - | - |
| 40 | КВД | I | 12.03.2018 | 4310-4322; 4348-4351; 4355-4359; 4363-4372; 4376-4380; 4384-4387; 4498-4508; | 24,2 | - | - | - | - |
| 43 | КВД | II | 09.05.2018 | 3824-3838 | 21,2 | 2,1 | 8,5 | - | 5,8 |
| 41 | МУО+КВД | IV | 20.09.2020 | 4006-4082 | 42,06 | 8,1 | 1,05 | 0,103 | -1,75 |
| 37 | КВД | II | 09.07.2021 | 3954-3980 | 22,3 | 48,9 | 173 | 2,096 | 3,6 |
| 41 | МУО+КВД | IV | 26.05.2024 | 4006-4082 | 40,8 | 9,0 | 10,1 | 3,3 | -0,2 |
| 46 | МУО+КВД | IV | 27.09.2024 | 4101,8-4134 | 60,9 | 6,6 | 22,1 | 1,5 | -5,03 |

Таблица 3.1.6 – Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по I и III объектам

| Наименование | I объект (I горизонт- поднадвиговая зона) | | | | | | | | III объект (IV горизонт- надвиговая зона) | | | | | | | |
|--|---|------|-------------|-----------|----------------|------|-------------|-----------|---|------|-----------|-----------|----------------|------|------------|-----------|
| | На дату проектирования | | | | На дату отчета | | | | На дату проектирования | | | | На дату отчета | | | |
| | Кол-во | | Инт. изм. | Ср. знач. | Кол-во | | Инт. изм. | Ср. знач. | Количество | | Инт. изм. | Ср. знач. | Кол-во | | Инт. изм. | Ср. знач. |
| | скв. | изм. | | | скв. | изм. | | | скв. | изм. | | | скв. | изм. | | |
| Начальное пластовое давление, МПа | 1 | 2 | 64,3-79,3 | 71,8 | 1 | 2 | 64,3-79,3 | 71,8 | 3 | 3 | 47,4-74,4 | 60,8 | 3 | 3 | 47,4-74,4 | 60,8 |
| Текущее пластовое давление, МПа | 1 | 1 | - | 24,2 | 1 | 1 | - | 24,2 | 1 | 1 | - | 43,9 | 2 | 2 | 40,8-60,9 | 50,8 |
| Пластовая температура, °С | 2 | 3 | 76,7-84 | 79,8 | 2 | 3 | 76,7-84 | 79,8 | 2 | 4 | 76,2-82 | 79,5 | 2 | 4 | 76,2-82 | 79,5 |
| Коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа) | 2 | 5 | 1,6-12,1 | 5,6 | 2 | 5 | 1,6-12,1 | 7,36 | 2 | 2 | 1,0-8,1 | 4,55 | 2 | 3 | 1,0-9,0 | 6,18 |
| Удельная продуктивность, м³/(м·сут·МПа) | 2 | 5 | 0,1-1,2 | 0,5 | 2 | 5 | 0,1-1,2 | 0,5 | 2 | 2 | 0,01-0,07 | 0,4 | 2 | 3 | 0,01-0,07 | 0,4 |
| Гидропроводность, мкм²*м/(мПа*с) | 2 | 5 | 0,022-0,380 | 0,109 | 2 | 5 | 0,022-0,380 | 0,109 | 2 | 2 | 0,103-3,3 | 1,833 | 2 | 3 | 0,103-3,3 | 1,749 |
| Пьезопроводность, м²/с | 2 | 5 | 0,5-42,3 | 11,1 | 2 | 5 | 0,5-0,42 | 0,46 | 2 | 2 | 0,2-0,01 | 0,105 | 2 | 3 | 0,2-0,01 | 0,105 |
| Проницаемость, 10 ⁻³ мкм² | 2 | 5 | 0,4-17,5 | 4,7 | 2 | 5 | 0,4-17,5 | 7,2 | 2 | 2 | 0,2-1,05 | 0,6 | 2 | 3 | 0,17-22,10 | 8,36 |

Таблица 3.1.7 – Сравнение результатов гидродинамических исследований скважин по II объекту по блокам

| Наименование | II горизонт (поднадвиговая зона) | | | | | | | | II горизонт (надвиговая зона) | | | | | | | |
|--|----------------------------------|------|-------------|-----------|----------------|------|-------------|-----------|-------------------------------|------|-------------|-----------|----------------|------|-------------|-----------|
| | На дату проектирования | | | | На дату отчета | | | | На дату проектирования | | | | На дату отчета | | | |
| | Кол-во | | Инт. изм. | Ср. знач. | Кол-во | | Инт. изм. | Ср. знач. | Кол-во | | Инт. изм. | Ср. знач. | Кол-во | | Инт. изм. | Ср. знач. |
| | скв. | изм. | | | скв. | изм. | | | скв. | изм. | | | скв. | изм. | | |
| Начальное пластовое давление, МПа | 1 | 1 | 75 | 75 | 1 | 1 | 75 | 75 | 3 | 3 | 60,8-75 | 68,9 | 3 | 3 | 60,8-75 | 68,9 |
| Текущее пластовое давление, МПа | 1 | 2 | 59,4-66,6 | 63 | 1 | 2 | 59,4-66,6 | 63 | 2 | 2 | 21,2-22,3 | 21,7 | 2 | 2 | 21,2-22,3 | 21,7 |
| Пластовая температура, °С | | | | | | | | | 3 | 3 | 54-72 | 61 | 3 | 3 | 54-72 | 61 |
| Коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа) | 1 | 2 | 0,5-0,7 | 0,6 | 1 | 2 | 0,5-0,7 | 0,6 | 3 | 9 | 2,1-48,9 | 14,6 | 3 | 9 | 2,1-48,9 | 14,6 |
| Удельная продуктивность, м³/(м·сут·МПа) | 1 | 2 | 0,066-0,090 | 0,078 | 1 | 2 | 0,066-0,090 | 0,078 | 3 | 9 | 0,2-5,2 | 1,5 | 3 | 9 | 0,2-5,2 | 1,5 |
| Гидропроводность, мкм²*м/(мПа*с) | 1 | 2 | 0,101-0,124 | 0,112 | 1 | 2 | 0,101-0,124 | 0,112 | 3 | 8 | 0,133-4,499 | 1,889 | 3 | 8 | 0,133-4,499 | 1,889 |
| Пьезопроводность, м²/с | 1 | 2 | 0,043-0,050 | 0,047 | 1 | 2 | 0,043-0,050 | 0,047 | 3 | 9 | 0,518-0,84 | 0,68 | 3 | 9 | 0,518-0,84 | 0,68 |
| Проницаемость, 10 ⁻³ мкм² | 1 | 2 | 0,164-0,188 | 0,176 | 1 | 2 | 0,16-0,19 | 0,18 | 3 | 9 | 1-72,8 | 49,4 | 3 | 9 | 1-173,0 | 49,4 |

Характеристика энергетического состояния залежей

С целью контроля за разработкой и энергетическим состоянием залежей на месторождении регулярно проводятся онлайн замеры забойных и пластовых давлений с помощью глубинных манометров установленные на УЭЦН.

Также для оценки энергетического состояния залежи использовались забойные и пластовые давления полученных по результатам гидродинамических исследований.

В целом количество и качество проводимых замеров на месторождении удовлетворительное. Пересчет динамических или статических уровней в забойные или пластовые давления на отметке середина интервала перфорации и начального ВНК произведен следующим образом.

$$P_{прив} = P_{зам} + 0.1 \cdot \rho_{ж} \cdot (H_{прив} - H_{зам}), \quad (1)$$

где

$$\rho_{ж} = \rho_{в} - W \cdot (\rho_{в} - \rho_{н}) / 100 - \text{плотность жидкости, г/см}^3 \quad (2)$$

$\rho_{в}$ – плотность воды, г/см³;

$\rho_{н}$ – плотность нефти, г/см³;

W – обводненность продукции, %.

За анализируемый период с 2020-01.01.2025гг был проведено 19 замеров пластового давления, в том числе 4 КВД, 14 замеров статического уровня и 1 прямой замер пластового давления. Результаты исследования представлены в таблице 3.3.8.

Таблица 3.1.8 – Результаты исследования пластового давления за 2020-01.01.2025гг

| Дата | № скв | Объект | Вид иссл. | Пластовое давление |
|------------|-------|--------|-----------|--------------------|
| 12.02.2020 | 32 | I | Нстат | 27,6 |
| 16.05.2020 | 43 | II | Рпл | 22,7 |
| 01.06.2020 | 37 | II | Нстат | 18,9 |
| 20.09.2020 | 41 | III | МУО-КВД | 45,4 |
| 09.07.2021 | 37 | II | КВД | 22,3 |
| 08.10.2021 | 40 | I | Нстат | 24,5 |
| 01.12.2021 | 37 | II | Нстат | 24,4 |
| 12.11.2022 | 37 | II | Нстат | 22,7 |
| 23.10.2023 | 40 | I | Нстат | 23,9 |
| 07.10.2023 | 37 | II | Нстат | 21,7 |
| 19.01.2024 | 37 | II | Нстат | 18,4 |
| 15.03.2024 | 40 | I | Нстат | 24,5 |
| 13.03.2024 | 37 | II | Нстат | 18,1 |
| 20.04.2024 | 37 | II | Нстат | 18,5 |
| 12.05.2024 | 40 | I | Нстат | 24,4 |
| 22.05.2024 | 37 | II | Нстат | 18,5 |
| 26.05.2024 | 41 | III | МУО-КВД | 40,7 |
| 18.06.2024 | 37 | II | Нстат | 18,5 |
| 27.09.2024 | 46 | III | МУО-КВД | 60,9 |

Ниже энергетическое состояние залежи анализируется по горизонтам.

I горизонт (I объект)

Начальное пластовое давление, замеренное при опробовании скважины 32,

составляет 71,8 МПа.

На дату составления отчета по данному горизонту добыча ведется по одной скважине 40. Текущее пластовое давление залежи по последнему замеру по скважине 40, составляет 24,2 МПа.

Текущее забойное давление определено с помощью ТМС, уставленный на ЭЦН скважины 40 и в среднем составляя 13 МПа. На рисунке 3.3.5 приведена динамика пластового и забойного давлений скважины 40. Из рисунка наблюдается тенденция к снижению пластового давления, что связано с достаточно интенсивным отбором жидкости. Как было отмечено, в главе 3.2, данный горизонт характеризуется сравнительно низкими фильтрационными свойствами коллекторов, что в свою очередь способствует низкому темпу перераспределения давления.

Залежь разрабатывается на естественном режиме истощения пластовой энергии. В данный момент скважина 32 находится в бездействии, скважина 40 работает без воды, что говорит об отсутствии влияния законтурных областей на процесс разработки.

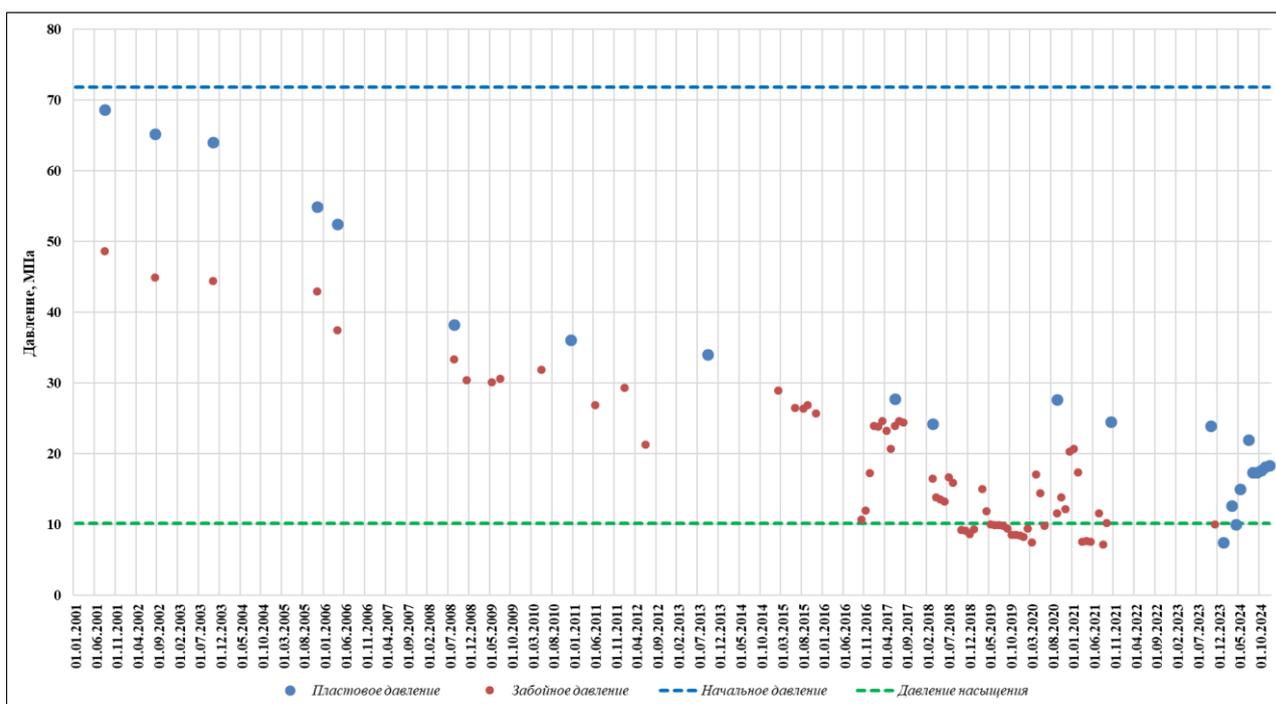


Рис.3.1.6 – Динамика изменения пластового и забойного давления I объекта

II горизонт (II объект)

Начальное пластовое давление определено при опробовании скважины 14, 27, 34 и составляет в среднем 68,9 МПа.

На дату составления отчета в данном горизонте эксплуатируется 1 скважины 37. Текущее среднее пластовое давление, определенное по действующей скважине, составляет 21,7 МПа. Данный объект разрабатывается на естественном режиме истощения пластовой энергии, аналогично I объекту.

Текущее забойное давление определено с помощью ТМС, уставленных на ЭЦН по скважине 37 и в среднем составляет 13,5 МПа. Следует отметить, что скважина 37 с 1997г работала фонтанным способом, в октябре 2015г перестала фонтанировать и скважину перевели на механизированный способ эксплуатации. На данную скважину приходится наибольшая доля накопленной добычи нефти в целом по месторождению (57%). С начала разработки по данной скважине отобрано 747,1 тыс.т нефти. Кроме того, по результатам проведенных гидродинамических исследований район данной скважины характеризуется относительно высокими значениями фильтрационных свойств. На рисунке 3.3.6 приведена динамика пластового и забойного давлений скважин II объекта.

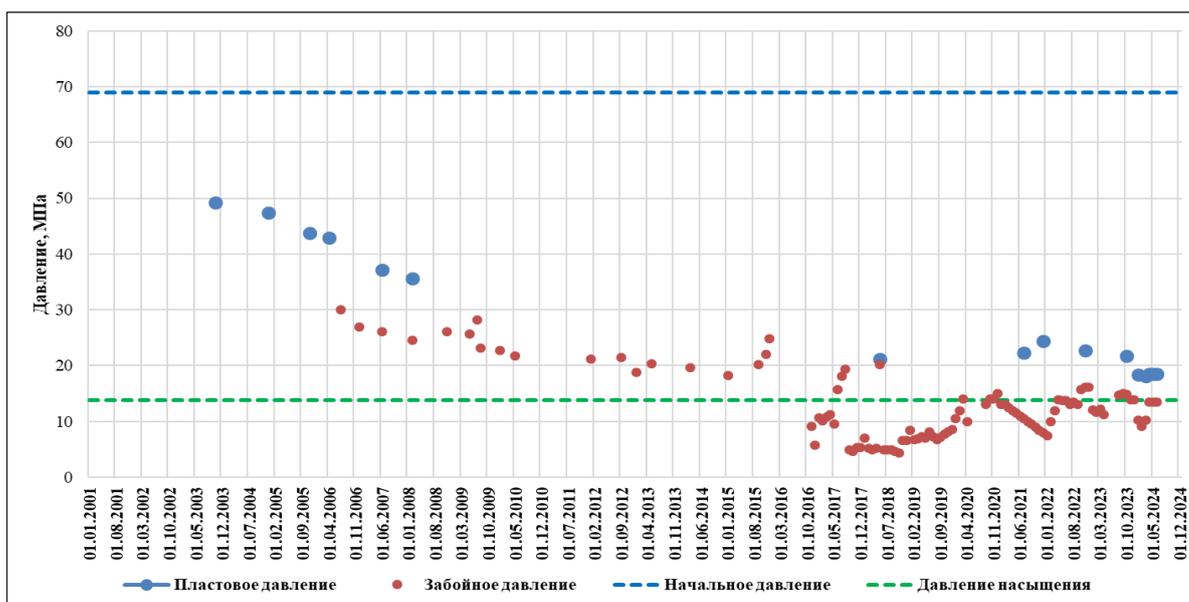


Рис.3.1.7 – Динамика изменения пластового и забойного давления II объекта

Пластовое давление скважины 34, которая работала совместно по горизонтам I, I-A и II, замерено 2 раза в 2008г, 2010г при исследовании КВД и составили 66,2 и 59 МПа соответственно. Забойное давление, замеренное при КВД в 2010г, составило 35,5 МПа. По последнему замеру Ндин в 2017г, забойное давление скважины составляет 32,1 МПа.

IV горизонт (III объект)

Начальное пластовое давление III эксплуатационного объекта определено на основе замеров давления при испытании скважин №№27, 41 и 43, при этом следует отметить, что замеренное начальное пластовое давление составило 74,4 МПа по скважине №27, 60,5 МПа – согласно замеру в скважине №41 в 2013г, а также 47,4 МПа – при испытании в скважине №43 в 2014г. В конечном итоге начальное пластовое давление определено как среднее значение замеров равным 60,8 МПа. На дату составления отчета данный объект разрабатывается скважиной №41,46.

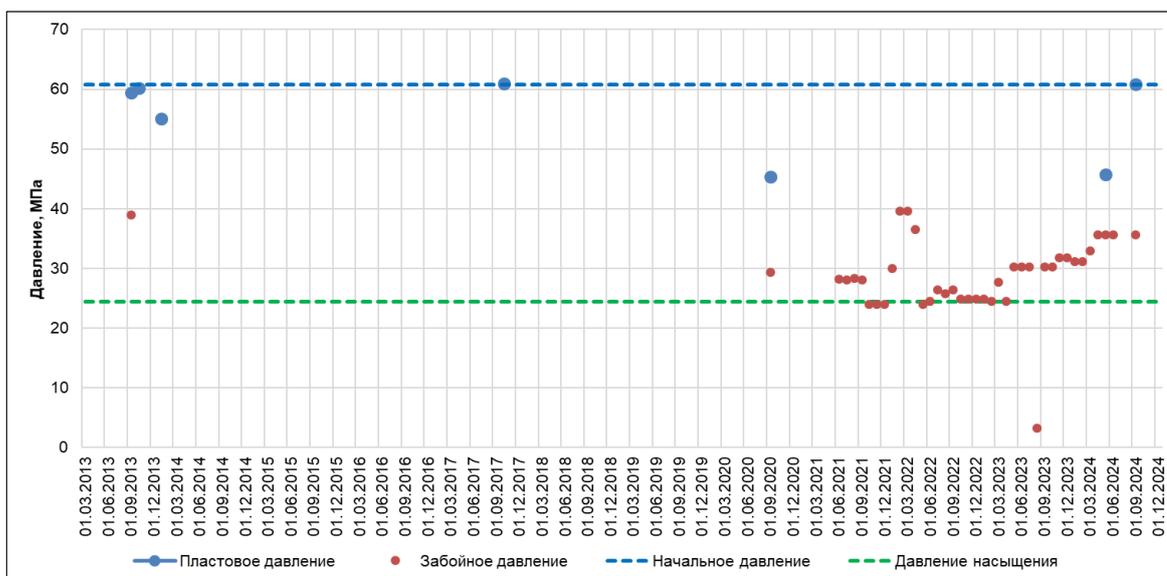


Рис. 3.1.8 – Динамика изменения пластового и забойного давления III объекта

В промышленную эксплуатацию на III объект была введена только скважина №41, которая до сентября 2024г оставалась единственной скважиной на объекте. В сентябре 2020г по скважине 41 проведены исследования методом КВД. Согласно результатам исследования текущее пластовое давление составило 43,9 МПа. По скважине 41 в 2020г были проведены исследования МУО. Текущее забойное давление составило 28,9 МПа, что выше значения давления насыщения, принятого по данному горизонту.

Как говорилось ранее в мае 2024г по скважине №41 проведены исследования методом КВД+МУО. Согласно результатам исследования текущее пластовое давление составило 40,8 МПа. Текущее забойное давление составило 27,8 МПа, что выше значения давления насыщения, принятого по данному горизонту.

В сентябре 2024г в новой пробуренной скважине №46 проведены исследования методом КВД. Согласно результатам исследования пластовое давление составило 60,9 МПа. Текущее забойное давление составило 49,9 МПа, что выше значения давления насыщения, принятого по данному горизонту.

Согласно результатам исследований 2024г текущее пластовое давление по скважине №41 составляет 40,8 МПа, при этом замеренное давление по скважине №46 составляет 60,9 МПа. Такое различие энергетической характеристики разных частей залежи III объекта в первую очередь обусловлено тем, что скважина №46 была введена в неразрабатываемую часть залежи и попала в начальные условия залежи, так как расстояние между скважинами составляет порядка 875м. Однако различия в энергетической характеристике различных частей залежи могут быть обусловлены наличием разлом f7, который имеет амплитуду около 25 метров и может выступать в качестве непроницаемой границы. Также следует отметить наличие различий фильтрационно-емкостных свойств коллекторов частей залежи

разделенных разломом, так как проницаемость по новой пробуренной скважине №46 составляет 22,1 мД, что значительно отличается от показателей проницаемости, полученным по скважинам №41 и №43, проницаемость по которым кратно ниже. Дальнейшее проведение исследований в большем количестве скважин позволит более детальном уточнить закономерности распределения ФЕС коллекторов и гидродинамическую характеристику залежи.

За отчётный период на месторождении было проведено 4 МУО в трёх скважинах — №№ 40, 41 и 46. С целью определения оптимального режима скважин в условиях забойного давлеления на уровне давления насыщения рекомендуется проводить во всех новых скважинах, вводимых из бурения, МУО не менее чем на 6-ти режимах. При условии в 3-х режимах выше давления насыщения в 3-х режимах ниже давления насыщения.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Месторождение Лактыбай введено в пробную эксплуатацию в 1999г скважинами №№27, 32, 34, 37, которые эксплуатировали залежи I и II продуктивных горизонтов каменноугольной системы.

В 2003г была выполнена «Технологическая схема разработки месторождения Лактыбай».

В 2018 году был выполнен «Анализ разработки...» согласованный Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки МЭ РК (Протокол ЦКРР № 4/8 от 16.11.2018г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2018-2020гг.

Согласно утвержденному проектному документу на месторождении Лактыбай выделены 3 эксплуатационных объекта:

- I объект – I горизонт (I блок);
- II объект – II горизонт (I, II блоки);
- III объект – IV горизонт (II блок);

В настоящее время разработка месторождения Лактыбай осуществляется согласно отчету «Анализ разработки месторождения Лактыбай», выполненному в 2024г, рассмотренный и утвержденный на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №25/2 от 28.04.2022г).

Согласно утвержденному 3 варианту разработки предусматривается продолжение разработки месторождения путем бурения четырех добывающих скважин в 2023-2026 годах, в т.ч. с реализацией технологии одновременнораздельной эксплуатации и перевода под закачку двух добывающих скважин в целях увеличения эффективности разработки продуктивных залежей и достижения коэффициента извлечения нефти:

I объект

- в 2022г – ввод из БД скважин 32, 40;
- в 2023г – перевод добывающей скважины 32 под нагнетание;
- в 2025г – бурение добывающей скважины 45;
- в 2026г – бурение добывающей скважины 47;

II объект

- в 2023г – ввод из (БД) скважин 34, 43;
- в 2023г – бурение добывающей скважины 46 с реализацией технологии ОРЭ совместно с III объектом;
- в 2024г – ввод из БД скважины 27 и перевод под нагнетание;
- в 2024г – бурение добывающей скважины 48;

III объект

- 2023г – бурение добывающей скважины 46 с реализацией технологии ОРЭ.

Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

По состоянию на 01.01.2025г на месторождении Лактыбай фонд скважин составляет 14 единиц (14, 15, 16, 27, 28, 32, 34, 36, 37, 39, 40, 41, 43, 46). Из них эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 8 ед. (27, 32, 34, 37, 40, 41, 43, 46), в том числе действующий – 4 ед., из которых скважина 40 эксплуатируются на I объекте (I продуктивный горизонт), скважина 37 эксплуатируются на II объекте (II продуктивный горизонт) и скважины 41, 46 эксплуатируются на III объекте (IV продуктивный горизонт). В бездействии находятся скважины 27, 32, 34, 43. Ликвидированный фонд составляет 6 ед. Добывающие скважины 37 и 40 эксплуатируются механизированным способом с помощью УЭЦН, скважина 41 эксплуатируется фонтанным способом. Характеристика фонда скважин представлена в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 – Структура пробуренного фонда скважин месторождения Лактыбай по состоянию на 01.01.2025г

| Фонд | Категория | Объекты | | | Всего | |
|--|--------------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------|---|
| | | I объект (I горизонт) | II объект (II горизонт) | III объект (IV горизонт) | | |
| Эксплуатационный фонд добывающих скважин | в т.ч. действующих, шт. | 1 | 1 | 2 | 4 | |
| | из них | фонт. | - | - | 2 (41,46) | 2 |
| | | ЭЦН | 1 (40) | 1 (37) | - | 2 |
| | дающих продукцию, шт. | 1 | 1 | 2 | 4 | |
| | в простое, шт. | - | - | - | - | |
| | в бездействии, шт. | 1 (32) | 3 (27, 34, 43) | - | 4 | |
| Всего, шт. | | 2 | 4 | 2 | 8 | |
| Фонд ликвидированных скважин | по геологическим причинам, шт. | 6 (14, 15, 16, 28, 36, 39) | | | 6 | |
| | Всего, шт. | 6 | | | 6 | |
| Фонд водозаборных скважин | | 1 | | | 1 | |
| Итого пробуренный фонд, шт. | | 15 | | | | |

Ниже приводится краткая характеристика работы скважин.

Скважина 27 пробурена до глубины 4515 м. В январе и марте 1993г после перфорации интервалов 3941-3959м и 3972-3983м II горизонта были получены фонтанные притоки нефти со среднесуточным дебитом 86 и 90 м³/сут соответственно при диаметре штуцера 3 мм. В пробную эксплуатацию данная скважина вступила на II объект в ноябре 1999г. Первоначальный среднесуточный дебит нефти составил 65,8 т/сут. Из динамики наблюдается снижение продуктивности за весь срок эксплуатации скважины. Вероятно, призабойная зона скважины загрязнена, так как результаты ГДИС, проведенные в 2003 и 2006гг показывают положительный скин-эффект. В феврале 2005г были проведены работы

по очистке НКТ от АСПО с закачкой ингибитора и парафинорезкой до глубины 2500м. После мероприятия скважина из-за поступления породы из призабойной зоны перестала фонтанировать, и находилась в бездействии до февраля 2006г. После очистки от породы скважина начинает фонтанировать с постепенным снижением дебита нефти. В январе 2010г скважина проработала всего 2 дня, после чего перестала давать продукцию, тогда же в скважине произвели очистку НКТ от парафина парафинорезками до глубины 1500м. На дату отчета скважина находится в бездействующем фонде по причине выноса песка из перфорированной зоны и отсутствия притока жидкости.

Накопленная добыча на 01.01.2025г составляет 73,4 тыс. т нефти и 5,4 млн. м³ газа. На рисунке 3.2.1 представлена динамика работы скважины с проведенными ГТМ.

Согласно плану по вводу бездействующих скважин по скважине №27, в сентябре 2024 года пытались вернуть скважину №27 в добывающей фонд. Во время проведения КРС в пределах глубины 3950м были неоднократные посадки. Также при промывке скважины получали шлам и песок. 21.09.2024г провели ГИС контроль с целью определения качества цементирования и технического состояния колонны. По данным ЭМДС в интервале 2555,4-2557,3 отмечается аномальное поведение кривых метода, свидетельствующее о наличии нарушения целостности эксплуатационной колонны. Также в пределах интервала 2653-2656м отмечается разгерметизации колонны.

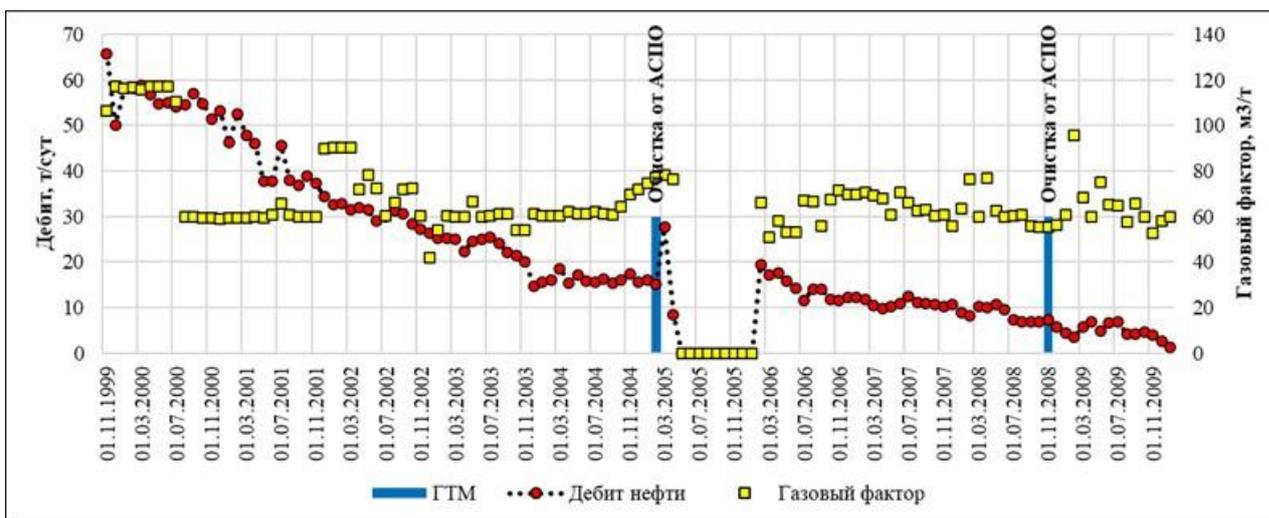


Рис. 3.2.1 - График эксплуатации скважины 27

Скважина 32 пробурена до глубины 5090м. В эксплуатацию скважина введена в июле 1997г с дебитом нефти 64,7 т/сут в интервалах перфорации 4540-4560м горизонта I.

Как видно из рисунка 3.1.2, с января 2003г по июль 2005г наблюдается стабильный уровень добычи и дебита нефти скважины. В августе 2005г после проведения соляно-кислотной обработки в скважине дебит нефти увеличился с 16,0 до 124,3 т/сут, высокий приток получен при 5 мм штуцере. Максимальная добыча нефти 20,4 тыс.т была достигнута

в 2006г, при среднегодовом дебите нефти 57,2 т/сут, добыча газа составила 1,3 млн.м3.

В 2007г добыча нефти снижается на 46% и составляет 11,1 тыс. т. Это объясняется снижением эффекта соляно-кислотной обработки, проведенной в августе 2005г. В результате проведения в октябре 2006г КГРП увеличения дебита скважины не наблюдается. В декабре того же года производится соляно-кислотная обработка ПЗС. Наблюдается незначительное реагирование на мероприятие в виде увеличения дебита нефти. Проведение этих мероприятий позволило замедлить снижение дебита скважины. В 2008г с дебитом нефти 24,8 т/сут и газовым фактором 65,9 м3/т было добыто 9 тыс. т нефти и 0,594 млн. м3 попутного газа. В 2009г наблюдается продолжение темпа снижения отбора, который составляет 7,2 тыс. т нефти. В 2010г добыча нефти по скважине составила 5,2 тыс.т, газа - 0,335 млн.м3 при среднем дебите нефти - 14,1 т/сут и газовом факторе - 65,0 м3/т. В феврале 2011г скважина переведена в бездействующий фонд по причине слабого притока. В декабре 2012г были проведены работы по переводу скважины на механизированный способ эксплуатации. Скважина введена в эксплуатацию при помощи ШГН 7 января 2013г с дебитом 5,8 т/сут. После перевода в ШГН скважина работала стабильно до 2016г. В декабре 2015г дебит нефти снизился с 15 до 8 т/сут. В первом квартале 2016г в скважине провели КРС, но увеличения дебита нефти не получено, что впоследствии скважину перевели в бездействующий фонд. В октябре 2016г в скважине поменяли способ эксплуатации со штангового насоса на более мощную по производительности электроцентробежный насос. После пуска на ЭЦН скважина введена с дебитом нефти 52 т/сут, последующие месяцы после оптимизаций работы насоса скважина стабилизировалась на дебите нефти 25 т/сут. В 2020 г. был проведен гидроразрыв пласта с закачкой 34 т проппанта. При освоении скважины после ГРП возникли технические неисправности с подъемным оборудованием. На дату отчёта скважина находится в бездействии по причине прихвата подъемного оборудования.

По состоянию 01.01.2025г по данной скважине накопленная добыча нефти составляет – 144,4 тыс.т, газ – 9,1 млн.м3.

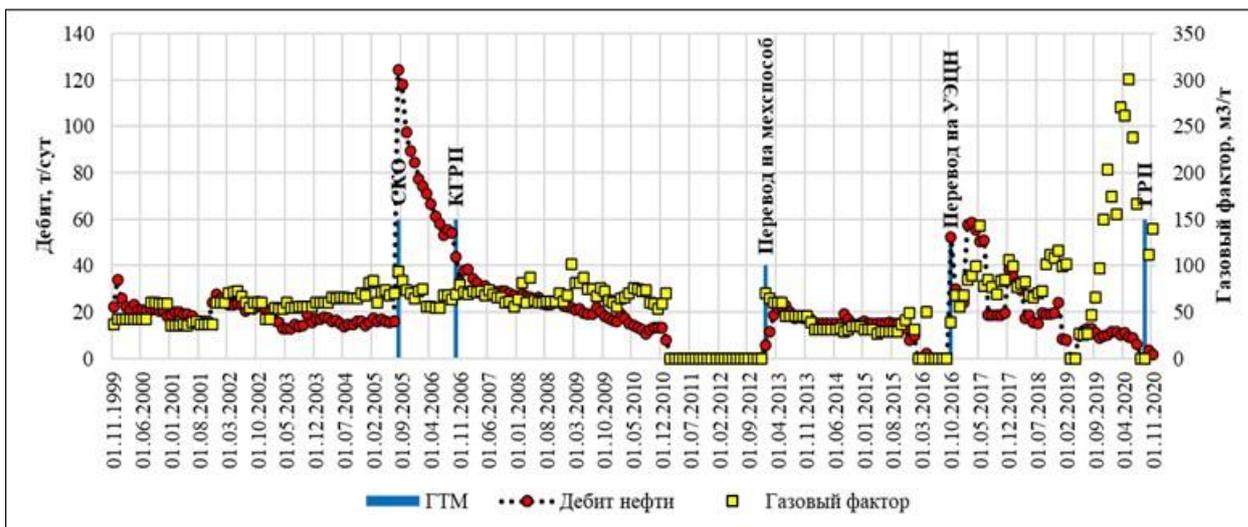


Рис. 3.2.2 - График эксплуатации скважины 32

Скважина 34 введена из бурения в 1994г, с фактической глубиной 5010 м. В результате перфорации и опробования интервалов 4500-4525, 4532-4535, 4542-4575, 4595-4612м в феврале-апреле 1995г был получен фонтанный приток нефти со среднесуточным дебитом 1,6 м³/сут. Скважина вступила в эксплуатацию в ноябре 1999г с первоначальным дебитом нефти 20,3 т/сут на II горизонт. Как видно из рисунка 3.1.3, наблюдается работа скважины со стабильным дебитом нефти за весь период эксплуатации. В конце ноября 2010г скважина перестала давать продукцию. Были проведены работы по очистке внутренней полости НКТ до глубины 4000м парафинорезками от 42 до 52 мм. От очистки результаты не получены. Вероятно, забита нижняя часть НКТ в районе постоянного эксплуатационного пакера. После неоднократных открытий, набора давления в трубном пространстве скважина вновь заработала с 5 апреля 2011г. В ноябре 2013г были проведены работы по переводу скважины на механизированный способ эксплуатации. Скважина введена в эксплуатацию при помощи ШГН в декабре 2013г с дебитом 27,1 т/сут. Как видно из рисунка 5.1.3, после перевода на ШГН наблюдается увеличения дебита нефти на 15,8 т/сут. В ноябре 2017г в скважине проведена СКО, после проведения в скважине поменяли способ эксплуатации со штангового насоса на электроцентробежный насос. После запуска скважина отработала 11 часов и УЭЦН автоматический отключился. При подъеме УЭЦН лифт спущенных в скважину труб НКТ с электронасосом оказался в прихваченном состоянии. Попытки освободить лифт НКТ установкой 15% соляно-кислотной ванны в затрубном пространстве не дали положительных результатов. На дату отчета скважина находится в бездействующем фонде.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2025г составляет 87,6 тыс. т нефти и 5 млн.м³ газа.

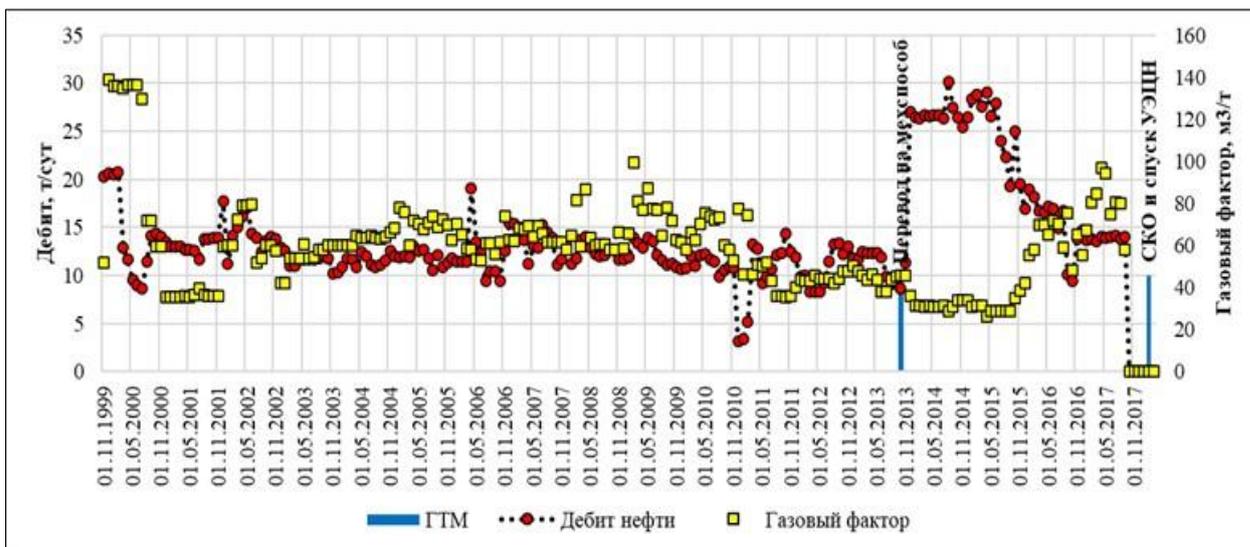


Рис. 3.2.3 - График эксплуатации скважины 34

Скважина 37 пробурена до глубины 4171 м. Действующий интервал перфорации 3954-3980м, из которой в ноябре 1994г при опробовании был получен фонтанный приток нефти со среднесуточным дебитом нефти 118,8 м³/сут. Ввод скважины в эксплуатацию осуществлен в июле 1997г на II горизонт. Скважина является наиболее продуктивной и на нее приходится максимальная добыча нефти по месторождению. С начала разработки по скважине было отобрано 69% от всей суммарной добычи месторождения. Из динамики технологических показателей эксплуатации наблюдается постепенное снижение продуктивности, начиная с января 2003г. Среднесуточный дебит нефти снижается от 172,4 т/сут (январь 2003г) до 77 т/сут (апрель 2013г). Текущий газовый фактор составляет 93 м³/т. В декабре 2015г в связи с снижением пластового давления скважина была переведена на механизированный способ эксплуатации при помощи ШГН, также проведена промывка ПЗС сульфанолам, что положительно повлияло на производительность скважины, дебит нефти вырос с 9,7 до 32 т/сут. В октябре 2016г произвели смену способа эксплуатации на ЭЦН с пусковым дебитом нефти 96,5 т/сут. В 2020г был проведен ГРП, после проведения был получен прирост дебита в 74 т/сут. Дебит до ГРП составлял 18т/сут, после ГРП работает дебитом нефти 85,8 т/сут. Суммарная доп.добыча составила 28,6 тыс.т нефти. На дату отчета скважина работает с текущим дебитом нефти – 95,6 т/сут и газовым фактором 90 м³/т.

Накопленная добыча на 01.01.2025г составляет – 871,7 тыс.т нефти и 95,1 млн.м³ газа.

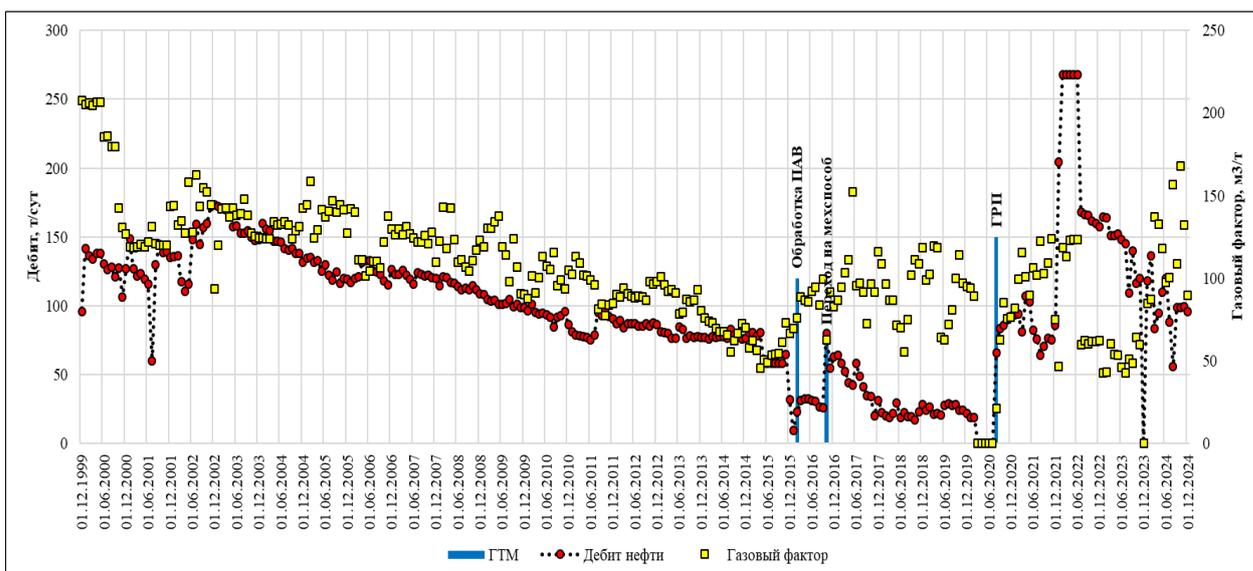


Рис. 3.2.4 - График эксплуатации скважины 37

Скважина 40 введена в эксплуатацию в ноябре 2010г с начальным дебитом 27,5 т/сут на режиме 7 мм с интервалами перфорации 4348-4351м, 4355-4359м, 4363-4372м, 4376-4380м, 4384-4387м, относящимися к I горизонту. За 2 месяца 2010г было добыто 1,1 тыс.т нефти и 0,057 млн м³ газа.

В 2011г по скважине 40 было добыто 7,6 тыс. т нефти и 0,353 млн.м3 попутного нефтяного газа при среднем дебите нефти 21,0 т/сут и газовом факторе 46,3 м3/т. Добыча нефти в период с января по октябрь 2012г составила 5,6 тыс. т, добыча попутного нефтяного газа – 0,230 млн.м3, при среднем дебите 20,1 т/сут и газовом факторе 40,9 м3/т.

В апреле 2011г в скважине проведено исследование по определению профиля притока. Согласно результатам PLT, приток поступал из интервала 4475-4476м относящиеся к I горизонту из спец. отверстия в эксплуатационной колонне.

В октябре 2012г скважина остановлена для проведения перфорации в интервале 4468-4482м в результате проведенного профиля притока. В декабре 2012г в скважине проведена кислотная обработка с применением гибких НКТ. В мае 2013г скважина вступила в эксплуатацию механизированным способом с дебитом нефти 14,9 т/сут и газовым фактором 42,4 м3/т.

В июле 2021г скважина была остановлена на КРС из-за неполадок с насосным оборудованием. В 2023г скважина введена в эксплуатацию с дебитом нефти 17,8 т/сут.

Также стоит отметить, что в 2021-2023г после простоя скважины №40 скважина начала эксплуатироваться с забойным давлением в диапазоне от 7,4 до 22,0 МПа, в среднем забойное давление составило 13 МПа при давлении насыщения в 10 МПа, что могло сказаться на снижении ГФ. Однако скважина эксплуатируется при ГФ ниже утвержденного газосодержания, в связи с чем недропользователю рекомендуется проведение контрольных

замеров ГФ.

На рисунке 3.1.5 представлена динамика показателей скважины 40. На дату отчета накопленный отбор нефти составил 45,8 тыс.т, газа – 3,1 млн.м³.

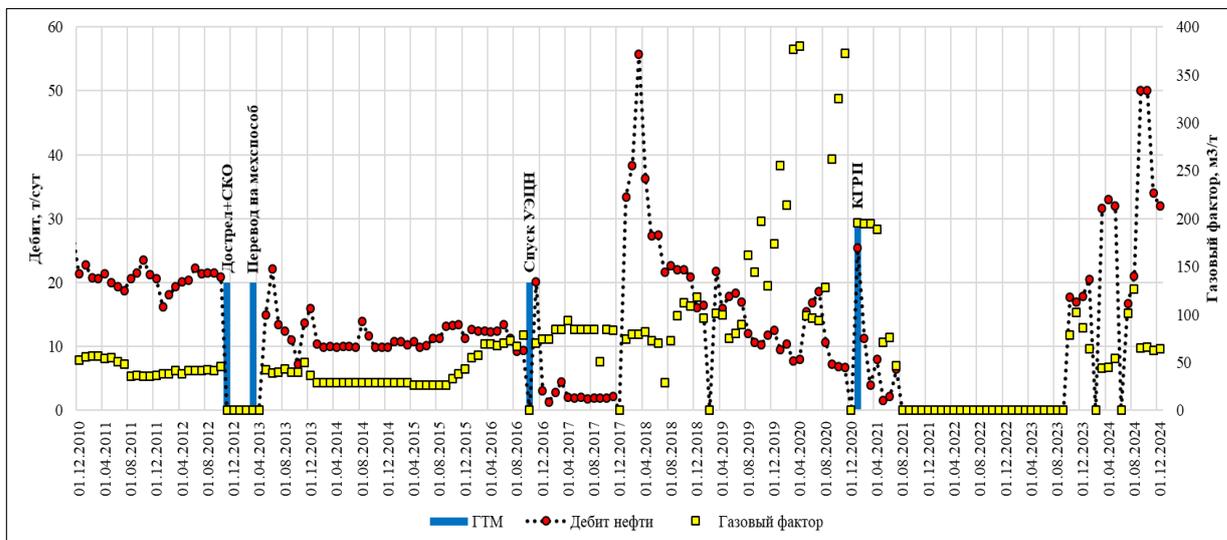


Рис. 3.2.5 – График эксплуатации скважины 40

Скважина 41 пробурена до глубины 4115м. Ввод скважины в эксплуатацию осуществлен в декабре 2013г. Начальный дебит нефти составил 23,7 т/сут. Действующий интервал перфорации 3862-3876м (II горизонт). В июне 2016г были начаты работы по переводу скважины 41 со II горизонта на нижележащий IV горизонт. В июле производили работы по изоляции верхнего горизонта (интервал перфорации 3862-3876м) для последующего перехода на нижележащий горизонт. При переходе на нижележащий горизонт произошла авария – прихват колонны НКТ из-за оседания твердой фазы бурового раствора. Авария ликвидирована в июне 2017г. После ликвидации аварии разбурили пакер-пробку и провели работы по вызову притока. Перфорация проведена в интервале 4006-4082м.

На 01.01.2025г текущий дебит нефти составляет – 26,0 т/сут, газовый фактор – 150 м³/т. Накопленная добыча нефти составила – 212,5 тыс.т, газ – 22,3 млн.м³.

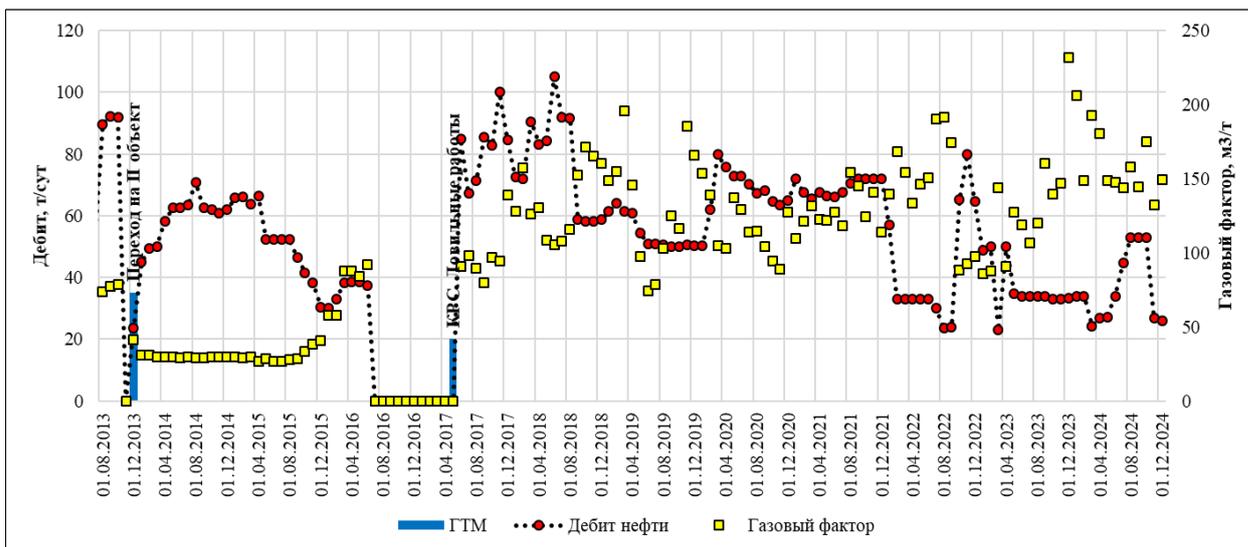


Рис. 3.2.6 - График эксплуатации скважины 41

Скважина 43 пробурена до глубины 4115м. Ввод скважины в эксплуатацию осуществлен в феврале 2015г механизированным способом ШГН с интервалом перфорации 3824-3838м на II горизонт. Начальный дебит нефти составил 22,3 т/сут. После трех месяцев добычи нефти с помощью ШГН, скважина начала работать фонтанным способом, который продолжался в течение пяти месяцев, дебит нефти увеличился до 41 т/сут. В октябре 2015г скважину снова запустили на ШГН с пусковым дебитом нефти 24 т/сут. В июне 2016г произвели смену способа эксплуатации на ЭЦН, дебит нефти увеличился в среднем на 6-7 т/сут. На дату отчёта скважина находится в бездействии. Причиной послужило смещение пакера, произошедшее в процессе проведения гидроразрыва пласта (ГРП) в ноябре 2020 года.

На дату отчета накопленная добыча нефти составляет – 45,4 тыс.т, газа – 3,5 млн.м³.

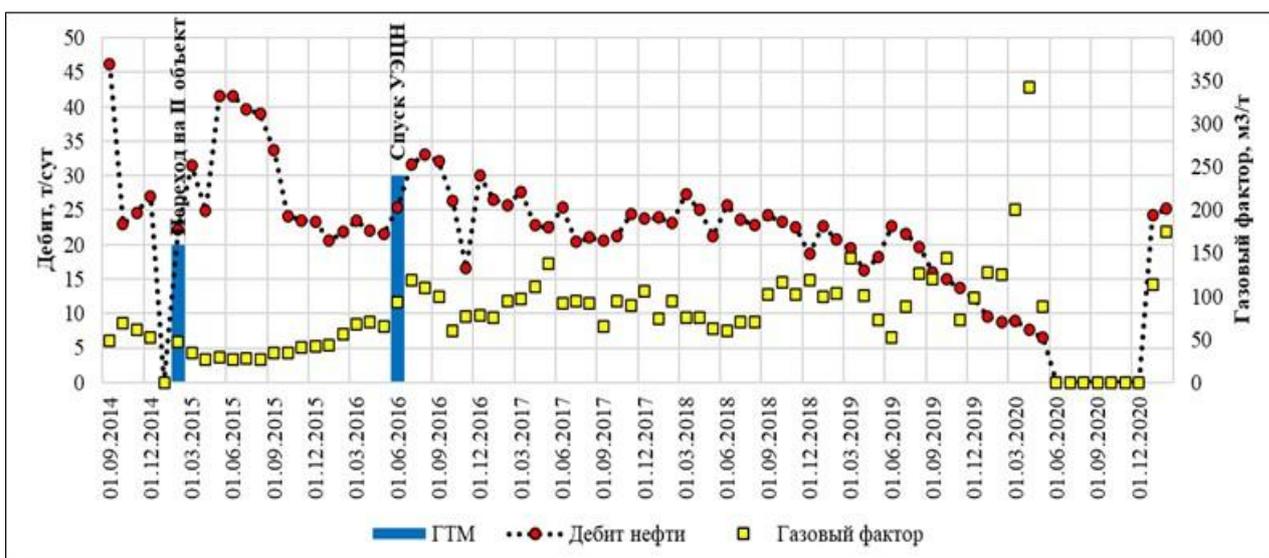


Рис. 3.2.7 – График эксплуатации скважины 43

Скважина 46 ввелась в эксплуатацию в сентябре 2024г с начальным дебитом нефти 66,7 т/сут. На дату отчета скважина работает с дебитом нефти 178 т/сут, газовый фактор - 67 м³/т.

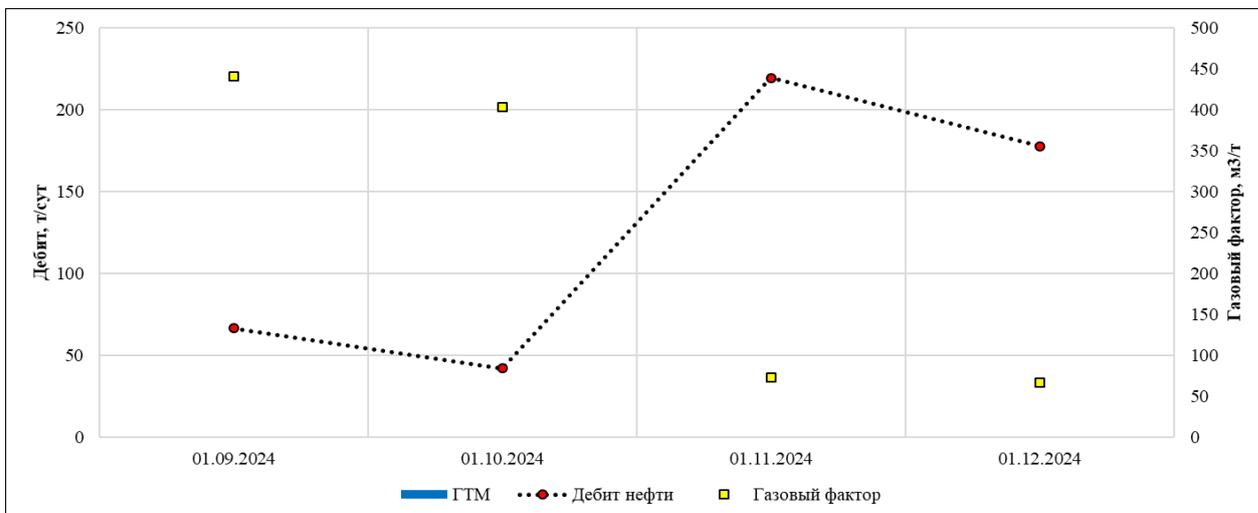


Рис. 3.2.8 – График эксплуатации скважины 46

Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки

На промышленном этапе освоения месторождение начало разрабатываться на основании Технологической схемы разработки 2003г. В настоящее время разработка месторождения Лактыбай осуществляется согласно отчету Анализ разработки 2024г. В данном разделе приведены фактические технологические показатели разработки за 2021-2024гг.

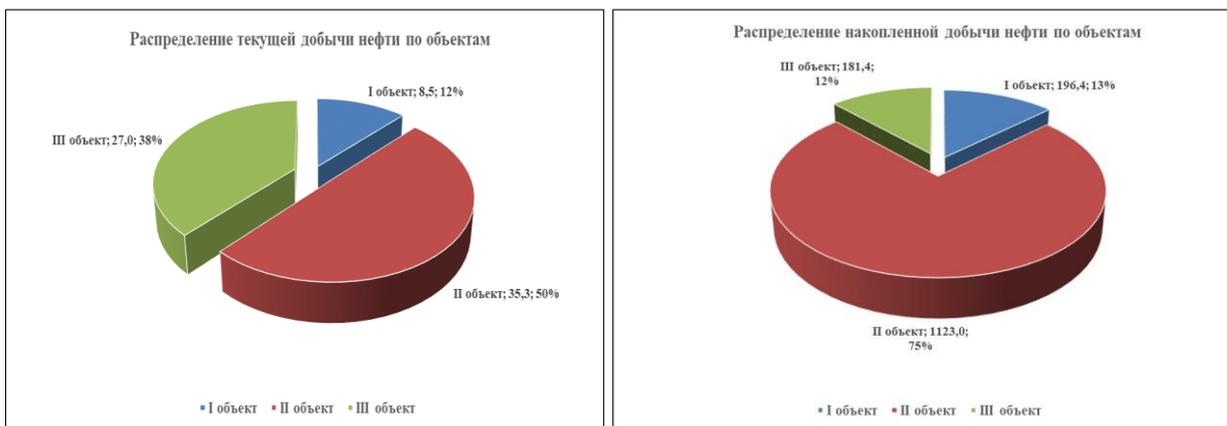


Рис. 3.2.9 – Распределение добычи нефти по объектам на 01.01.2025г

I объект

Доля объекта в общем объеме накопленной добычи нефти с начала разработки по месторождению составляет 12%. В таблице 3.2.1 представлены основные показатели разработки I объекта. На рисунке 3.2.2 представлена динамика основных технологических показателей разработки I объекта. Как видно из рисунка добыча нефти показывает стабильный уровень.

Максимальная добыча нефти была достигнута в 2005-2006гг, что связано с

проведением оптимизационных работ (штуцер увеличен с 2 на 5) по скважине 32. После этого наблюдается постепенное снижение добычи и дебит нефти. В ноябре 2010г добыча нефти увеличивается за счет новой скважины 40, введенной из бурения. В феврале 2011г скважина переведена в бездействующий фонд по причине снижения дебита нефти до 7,9 т/сут. Однако за счет полноценной работы скважины 40 в 2011г снижающая тенденция добычи нефти не наблюдается.

В 2020г. добыча нефти составила 4,9 тыс.т, добыча газа составила 1,033 млн.м3. КИН составляет 0,139 доли ед. Выработанность запасов составила 44,2%.

За 2021г добыча по объекту составила 1 тыс.т нефти и 0,2 млн.м3 газа. Снижение добычи нефти связано с простоем скважин в ожидании освоения после проведенного ГРП.

В 2022г добычи на объекте не велась ввиду бездействия скважины 32 по причине прихвата подъемного оборудования. С начала разработки по объекту добыто 186,3 тыс.т нефти, 12 млн.м3 газа. КИН составляет 0,14 доли ед. Выработанность запасов составила 44,5%.

В 2023г добыча нефти составила 1,5 тыс.т, добыча газа составила 0,135 млн.м3. Коэффициент эксплуатации за 2023г составил 0,93 д.ед. при коэффициенте использования равной 0,16 д.ед.

За 2024г добыча нефти составила 8,5 тыс.т, добыча газа 0,568 млн.м3. Текущий КИН составляет 0,15 доли ед.

Накопленная добыча нефти по объекту составляет 196,4 тыс.т, что соответствует значению текущего КИН равному 0,15 доли ед. и выработке запасов в 46,86%. Накопленная добыча растворенного газа по данному объекту составляет 12,73 млн.м3. Остаточные извлекаемые запасы нефти данного объекта оцениваются в 222,6 тыс.т.

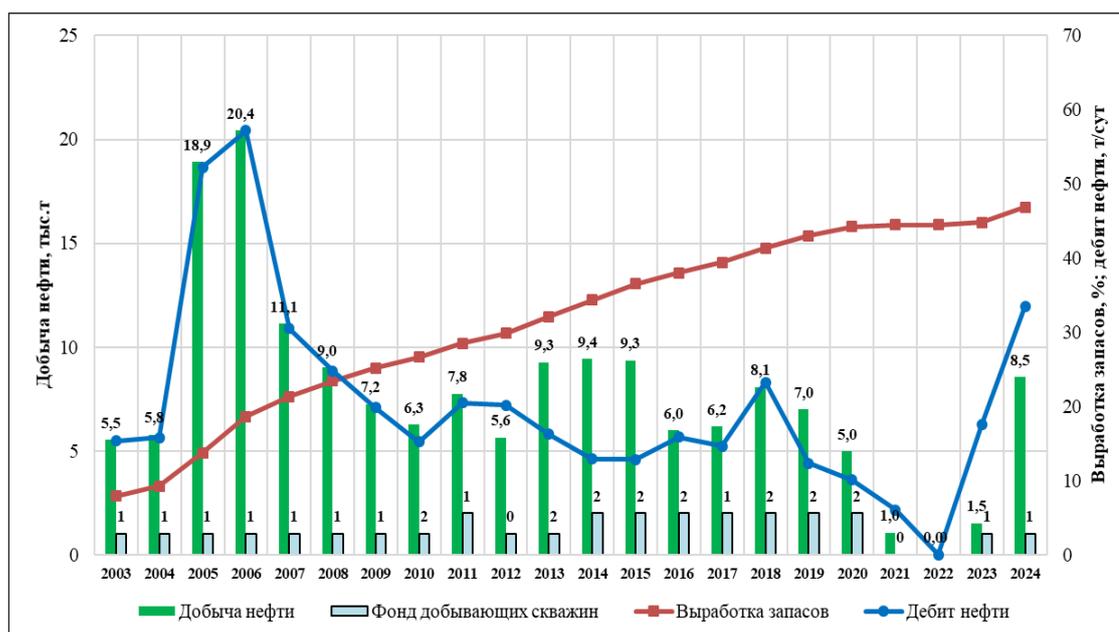


Рис. 3.2.10- График разработки I объекта

II объект

По данному объекту с начала разработки добыто: нефти – 1087,8 тыс.т, газа – 106,6 млн.м³, разработка ведется на естественном режиме истощения пластовой энергии. Остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 405,2 тыс.т, выработанность запасов – 72,9%, текущий КИН 0,229 д.ед. В эксплуатационном фонде по состоянию на 01.07.2024г находятся 4 добывающие скважины, в том числе 1 действующая добывающая скважина. Динамика основных показателей разработки II эксплуатационного объекта представлена на рисунке 3.2.3 и в таблице 3.2.2.

Максимальный отбор нефти 69,2 тыс.т по объекту был достигнут в первом же году (2003г) промышленной разработки. В 2004г добыча нефти составила 63,0 тыс.т при среднем дебите нефти 57,7 т/сут и газовом факторе 119,4 м³/т.

В 2020г добыча нефти составила 13,7 тыс.т, добыча газа составила 1,087 млн.м³. КИН составляет 0,204 доли ед. Выработанность запасов составила 64,9%.

В 2021г было отобрано 29,1 тыс.т нефти и 3 млн.м³ газа. Коэффициент эксплуатации составил 0,8 доли единиц.

За 2022г добыча составила 43 тыс.т нефти и 3,2 млн.м³ газа. Среднегодовой дебит составил 183,8 т/сут. при коэффициенте эксплуатации скважин – 0,64 доли единиц.

За 2023г добыча нефти по II объекту составила 46,3 тыс.т. Значительное увеличение уровня добычи связано с успешно проведенным гидроразрывом пласта в скважине №37 в 2020г. Дебит нефти по данной скважине после ГРП составил 93 т/сут, при дебите до проведения данного мероприятия в 18 т/сут.

За 2024г скважиной №37 добыто 35,3 тыс.т нефти и 4,01 млн.м³ газа, при среднем дебите нефти 99,9 т/сут и газовом факторе 90 м³/т.

На дату отчета по II объекту накопленная добыча нефти составила 1123,0 тыс.т, жидкости – 1123,4 тыс.т, растворенного газа – 110,620 млн.м³, КИН равен 0,237 доли

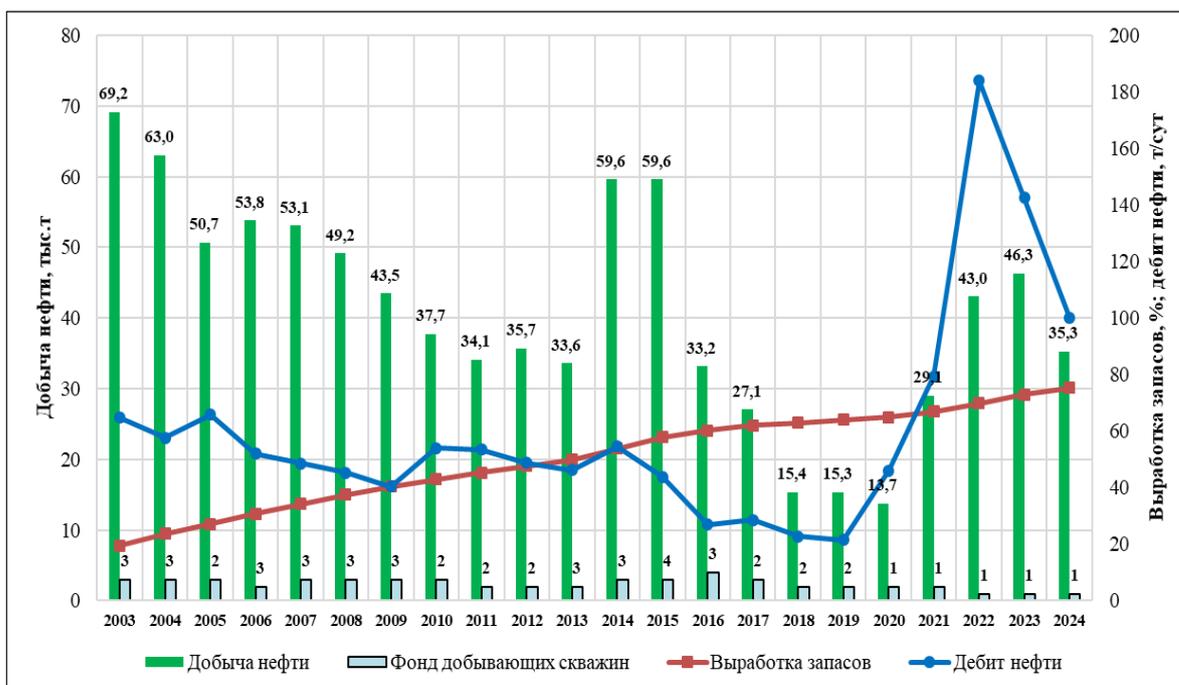


Рис. 3.2.11 - График разработки II объекта

III объект

Данный объект вступил в разработку в 2017г, после перевода скважины №41, согласно «Аналізу разработки...» (2016г). Скважина вступила в эксплуатацию с начальным дебитом нефти 85 т/сут.

В 2020г добыча нефти составила 24,4 тыс.т, добыча газа составила 2,852 млн.м3. КИН составляет 0,023 доли ед. Выработанность запасов составила 23,0%.

За 2021г отобрано 25,3 тыс.т нефти и 3,2 млн.м3 газа. Объект разрабатывается скважиной 41, средний дебит по которому составил 69,3 т/сут. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составили 5,8 и 7,6% соответственно.

За 2022г добыча нефти по данному объекту составила 15,5 тыс.т, газа – 2 млн.м3 при фонде скважин 1 ед., выработанности запасов 32,4% и коэффициенте извлечения нефти – 0,032 д.ед.

В 2023г по данному объекту отобрано 13,4 тыс.т нефти, при среднегодовом дебите 36,7 т/сут. Добыча газа составляет 1,7 млн.м3, при газовом факторе 125,4 м3/т. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 3,1%, темп отбора от текущих извлекаемых запасов – 4,6%.

За 2024г по III объекту добыто 27,0 тыс.т нефти и 3,62 млн.м3 газа. В сентябре 2024 скважина № 46 ввелась в эксплуатацию с дебитом нефти 66 т/сут. На дату отчета работает с дебитом нефти 180 т/сут.

Накопленная добыча нефти на дату отчета составляет 181,4 тыс.т, газа – 22,230 млн.м3. Текущий КИН составляет 0,042 д.ед.

Динамика основных показателей разработки III эксплуатационного объекта

представлена в таблице 3.2.3 и графически на рисунке 3.2.4.

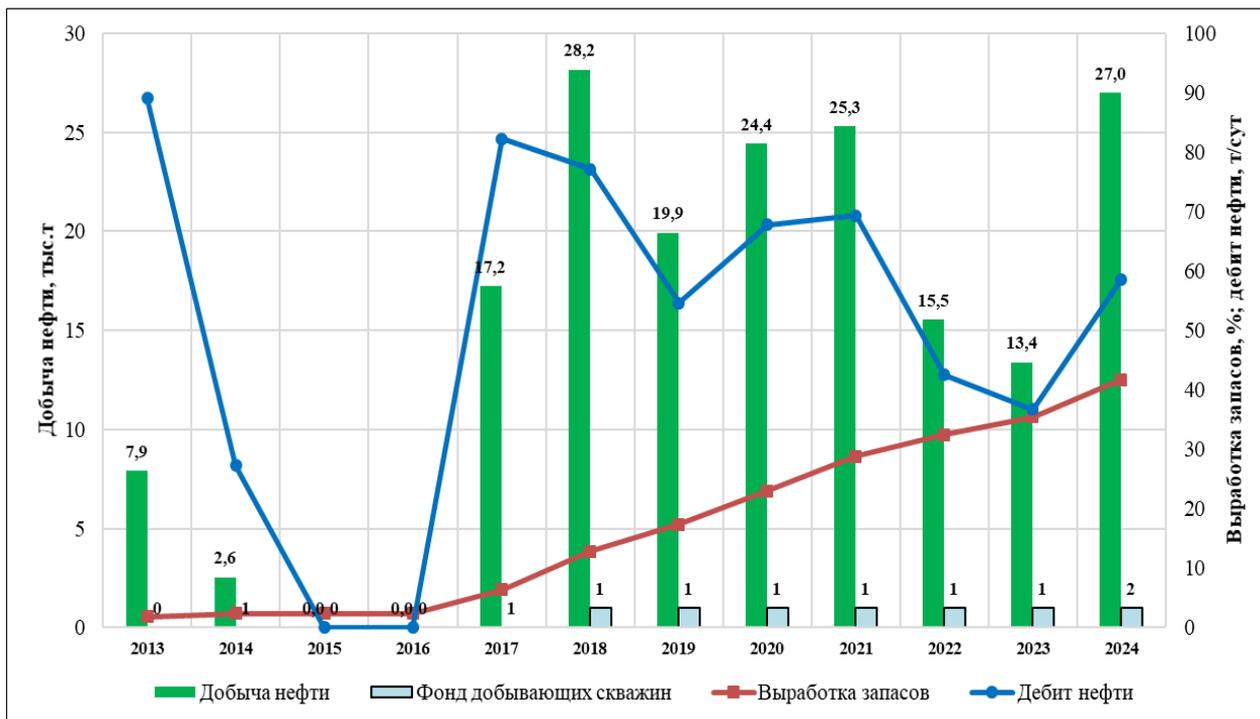


Рис. 3.2.12 - График разработки III объекта

По месторождению в целом

На дату составления настоящего отчета в целом по месторождению накопленная добыча нефти составляет 1500,8 тыс.т, газа – 145,578 млн.м³.

За 2024г добыча нефти составила 70,8 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти составил – 66,2 т/сут. Текущий КИН достиг 0,144 доли ед.

На рисунке 5.2.5 представлена динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению. Как видно из рисунка с начала реализации «Технологической схемы...» после 2003г максимальный отбор нефти (74,2 тыс.т) был достигнут в 2006г за счет успешного проведения СКО по скважине 32. После этого наблюдается снижающая тенденция добычи нефти до декабря 2013г. С января 2014г наблюдается увеличение объема добычи нефти, что связано в первую очередь, с вводом новой добывающей скважины 41 из бурения. Также из динамики видно, что в марте 2015г получен наибольший объем добычи нефти. Этому способствовал ввод в эксплуатацию новой пробуренной скважины 43. За счет ввода данной скважины месячная добыча нефти увеличилась от 5,8 тыс.т до 7,0 тыс.т

Следует отметить, что на дату составления отчета все скважины дают безводную нефть. Разработка месторождения осуществляется на естественном режиме истощения без поддержания пластового давления. В таблице 3.2.5 представлена динамика основных показателей разработки в целом по месторождению.

Коэффициент эксплуатации за последние полные годы варьирует от 0,85 до 0,94

доли ед., здесь основным отрицательным фактором является бездействие скважин 27, 32, 34, 43 и периодическая эксплуатация добывающих скважин. Рис. 3.2.5 - График разработки по месторождению в целом

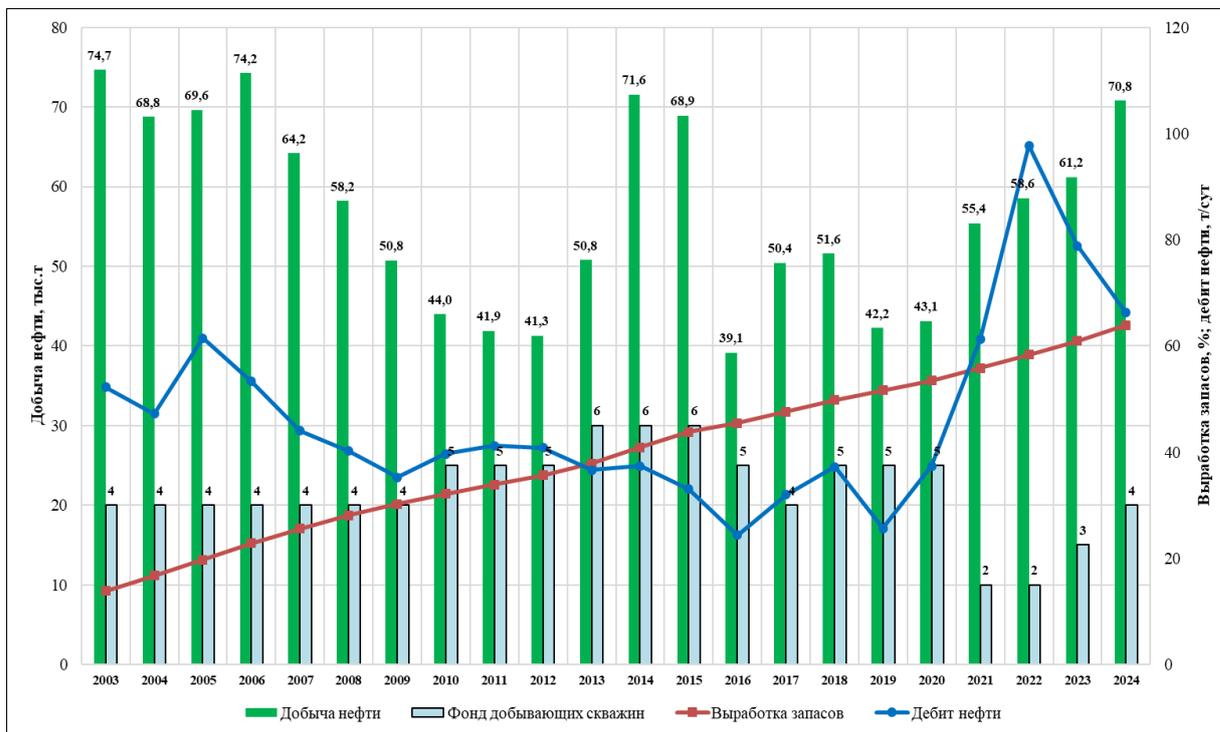


Рис. 3.2.13- График разработки по месторождению в целом

Таблица 3.2.2 – Динамика основных показателей разработки I объекта

| № № п/п | Показатели | Годы | | | |
|---------------|--|--------|-------|-------|-------|
| | | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| 1 | Добыча нефти, тыс.т | 1,0 | 0,0 | 1,5 | 8,5 |
| 2 | Накопленная добыча нефти, тыс.т | 186,3 | 186,3 | 187,8 | 196,4 |
| 3 | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | 0,140 | 0,140 | 0,141 | 0,148 |
| 4 | Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, % | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 0,6 |
| 5 | Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, % | 0,2 | 0,0 | 0,4 | 2,0 |
| 6 | Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, % | 0,4 | 0,0 | 0,6 | 3,7 |
| 7 | Отбор от начальных извлекаемых запасов, % | 44,5 | 44,5 | 44,8 | 46,9 |
| 8 | Добыча газа, млн.м ³ | 0,170 | 0,000 | 0,135 | 0,568 |
| 9 | Накопленная добыча газа, млн.м ³ | 12,026 | 12,02 | 12,16 | 12,73 |
| 10 | Газовый фактор, м ³ /т | 162,9 | - | 89,4 | 66,4 |
| 11 | Добыча жидкости, тыс.т | 1,1 | 0,0 | 1,5 | 8,6 |
| 12 | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | 186,4 | 186,4 | 187,9 | 196,5 |
| 13 | Обводненность продукции (по весу), % | 8,9 | 0,0 | 1,4 | 0,1 |
| 14 | Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 15 | Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 16 | Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, % | 0,0 | - | 0,0 | 0,0 |
| 17 | Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накоп. % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18 | Ввод новых добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | <i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i> | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | Выбытие добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | <i>в т.ч.: под закачку</i> | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22 | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 23 | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 1 | 1 |
| 24 | Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | <i>в т.ч.: из добывающего фонда</i> | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | Выбытие нагнетательных скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | Среднесуточный дебит одной добывающей скв., т/сут: по нефти | 6,0 | 0,0 | 17,5 | 33,5 |
| 30 | по жидкости | 6,6 | 0,0 | 17,8 | 33,5 |
| 31 | Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти | - | - | - | - |
| 32 | по жидкости | - | - | - | - |
| 33 | Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут | - | - | - | - |
| 34 | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед. | 0,72 | 0,00 | 0,93 | 0,70 |
| 35 | Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти | - | - | - | - |

Таблица 3.2.3 – Динамика основных показателей разработки II объекта

| № № п/п | Показатели | Годы | | | |
|---------------|--|---------|---------|---------|---------|
| | | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| 1 | Добыча нефти, тыс.т | 29,1 | 43,0 | 46,3 | 35,3 |
| 2 | Накопленная добыча нефти, тыс.т | 998,4 | 1041,5 | 1087,8 | 1123,0 |
| 3 | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | 0,211 | 0,220 | 0,229 | 0,237 |
| 4 | Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, % | 0,6 | 0,9 | 1,0 | 0,7 |
| 5 | Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, % | 1,9 | 2,9 | 3,1 | 2,4 |
| 6 | Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, % | 5,5 | 8,7 | 10,3 | 8,7 |
| 7 | Отбор от начальных извлекаемых запасов, % | 66,9 | 69,8 | 72,9 | 75,2 |
| 8 | Добыча газа, млн.м ³ | 2,962 | 3,175 | 2,359 | 4,069 |
| 9 | Накопленная добыча газа, млн.м ³ | 101,017 | 104,192 | 106,551 | 110,620 |
| 10 | Газовый фактор, м ³ /т | 101,9 | 73,7 | 51,0 | 115,4 |
| 11 | Добыча жидкости, тыс.т | 29,2 | 43,1 | 46,3 | 35,3 |
| 12 | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | 998,7 | 1041,8 | 1088,1 | 1123,4 |
| 13 | Обводненность продукции (по весу), % | 0,4 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| 14 | Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 15 | Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 16 | Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 17 | Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18 | Ввод новых добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | <i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i> | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | Выбытие добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | <i>в т.ч.: под закачку</i> | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22 | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 4 | 4 | 4 | 4 |
| 23 | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 24 | Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | <i>в т.ч.: из добывающего фонда</i> | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | Выбытие нагнетательных скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти | 79,5 | 183,8 | 142,5 | 99,9 |
| 30 | по жидкости | 79,9 | 183,8 | 142,5 | 100,1 |
| 31 | Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти | - | - | - | - |
| 32 | по жидкости | - | - | - | - |
| 33 | Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут | - | - | - | - |
| 34 | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед. | 0,80 | 0,64 | 0,89 | 0,96 |
| 35 | Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти | - | - | - | - |

Таблица 3.2.4 – Динамика основных показателей разработки III объекта

| №№ п/п | Показатели | Годы | | | |
|-----------|--|--------|--------|--------|--------|
| | | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| 1 | Добыча нефти, тыс.т | 25,3 | 15,5 | 13,4 | 27,0 |
| 2 | Накопленная добыча нефти, тыс.т | 125,5 | 141,0 | 154,4 | 181,4 |
| 3 | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | 0,029 | 0,032 | 0,035 | 0,042 |
| 4 | Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, % | 0,6 | 0,4 | 0,3 | 0,6 |
| 5 | Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, % | 5,8 | 3,6 | 3,1 | 6,2 |
| 6 | Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, % | 7,6 | 5,0 | 4,6 | 9,6 |
| 7 | Отбор от начальных извлекаемых запасов, % | 28,9 | 32,4 | 35,5 | 41,7 |
| 8 | Добыча газа, млн.м ³ | 3,230 | 2,032 | 1,680 | 3,619 |
| 9 | Накопленная добыча газа, млн.м ³ | 14,899 | 16,930 | 18,611 | 22,230 |
| 10 | Газовый фактор, м ³ /т | 127,7 | 130,8 | 125,4 | 134,1 |
| 11 | Добыча жидкости, тыс.т | 25,3 | 15,5 | 13,4 | 27,0 |
| 12 | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | 125,5 | 141,0 | 154,4 | 167,8 |
| 13 | Обводненность продукции (по весу), % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 14 | Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 15 | Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 16 | Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 17 | Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18 | Ввод новых добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 19 | <i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i> | 1 | 0 | 0 | 1 |
| 20 | Выбытие добывающих скважин, ед. | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | <i>в т.ч.: под закачку</i> | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 22 | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 1 | 1 | 1 | 2 |
| 23 | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 1 | 1 | 1 | 2 |
| 24 | Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед. | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | <i>в т.ч.: из добывающего фонда</i> | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | Выбытие нагнетательных скважин, ед. | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти | 69,3 | 42,5 | 36,7 | 58,6 |
| 30 | по жидкости | 69,3 | 42,5 | 36,7 | 58,6 |
| 31 | Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти | - | - | - | 144,1 |
| 32 | по жидкости | - | - | - | 144,1 |
| 33 | Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут | - | - | - | - |
| 34 | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед. | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 0,94 |

Таблица 3.2.5 – Динамика основных показателей разработки в целом по месторождению

| №№ п/п | Показатели | Годы | | | |
|-----------|--|----------|----------|----------|----------|
| | | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| 1 | Добыча нефти, тыс.т | 55,4 | 58,6 | 61,2 | 70,8 |
| 2 | Накопленная добыча нефти, тыс.т | 1310,2 | 1368,8 | 1430,0 | 1500,8 |
| 3 | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | 0,126 | 0,131 | 0,137 | 0,144 |
| 4 | Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, % | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,7 |
| 5 | Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, % | 2,4 | 2,5 | 2,6 | 3,0 |
| 6 | Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, % | 5,1 | 5,6 | 6,3 | 7,7 |
| 7 | Отбор от начальных извлекаемых запасов, % | 55,8 | 58,3 | 60,9 | 63,9 |
| 8 | Добыча газа, млн.м ³ | 6,361 | 5,206 | 4,174 | 8,256 |
| 9 | Накопленная добыча газа, млн.м ³ | 127,942 | 133,1 | 137,322 | 145,578 |
| 10 | Газовый фактор, м ³ /т | 114,8 | 88,9 | 68,2 | 116,6 |
| 11 | Добыча жидкости, тыс.т | 55,6 | 58,6 | 61,2 | 70,8 |
| 12 | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | 1310,6 | 1369,2 | 1430,4 | 1487,6 |
| 13 | Обводненность продукции (по весу), % | 0,4 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| 14 | Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 15 | Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 16 | Ввод новых добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 17 | <i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i> | <i>0</i> | <i>0</i> | <i>0</i> | <i>1</i> |
| 18 | Выбытие добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | <i>в т.ч.: под закачку</i> | <i>0</i> | <i>0</i> | <i>0</i> | <i>0</i> |
| 20 | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 7 | 7 | 7 | 8 |
| 21 | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 2 | 2 | 3 | 4 |
| 22 | Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | <i>в т.ч.: из добывающего фонда</i> | <i>0</i> | <i>0</i> | <i>0</i> | <i>0</i> |
| 24 | Выбытие нагнетательных скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти | 61,3 | 97,8 | 78,9 | 66,2 |
| 28 | по жидкости | 61,5 | 97,8 | 78,9 | 66,3 |
| 29 | Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти | - | - | - | 144,1 |
| 30 | по жидкости | - | - | - | 144,1 |
| 31 | Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 32 | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед. | 0,85 | 0,82 | 0,94 | 0,88 |

Ниже представлено сравнение проектных и фактических показателей разработки по эксплуатационным объектам.

Объект

В 2018г Филиалом ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» был выполнен «Анализ разработки...» утвержденный МЭ РК на основании заключения государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки, протокола заседания ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №4/8 от 16.11.2018г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2018-2020гг.

В 2021г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен «Проект разработки месторождения Лактыбай» рассмотренный и утвержденный на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №16/3 от 19.08.2021г) сроком на 1 год (до конца 2021г) согласно 3 варианту разработки.

В 2022 году был выполнен «Анализ разработки...» согласованный Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки МЭ РК (Протокол ЦКРР № 25/5 от 28.04.2022г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2022-2024гг.

В настоящее время разработка месторождения Лактыбай осуществляется согласно отчету «Анализ разработки месторождения Лактыбай», выполненному в 2024г, рассмотренный и утвержденный на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №55/8 от 03.10.2024г). В рамках Анализа разработки были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2025г.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту за период 2021-2024гг представлено в таблице 3.2.5 и графически на рисунке 3.2.6

Доля объекта в общем объеме накопленной добычи нефти с начала разработки по месторождению составляет 13,1%.

Добыча нефти за **2021г** составила 1 тыс.т, что на 5,6 тыс.т или 85 % ниже проектного значения (6,6 тыс.т). Отставание по добыче нефти связано с бездействием добывающих скважин 32, 40 по техническим причинам. Таким образом фактический среднегодовой дебит составил 6 т/сут, против проектного дебита 9,6 т/сут, при коэффициентах эксплуатации и использования 0,72 и 0,24 доли ед., при проектном 0,95 доли ед.

В **2022г** добычи на объекте не ввелась ввиду бездействия скважины 32 по причине прихвата подъемного оборудования. С начала разработки по объекту добыто 186,3 тыс.т нефти, 12 млн.м3 газа. Текущий КИН составляет 0,14 доли ед. Выработанность запасов составила 44,5%.

В **2023г** по объекту отобрано 1,5 тыс.т нефти, что ниже проектной добычи нефти в 6,7 тыс.т. При этом среднегодовой дебит составил 17,8 т/сут, против проектных 13,4. Отставание добычи связано с бездействием скважины 32, а также низким коэффициентом использования добывающих скважин в 0,16 при проектном в 0,95. Фонд скважин соответствует проектному фонду и составил 2 единицы. Согласно проекту в 2023г скважина 32 должна была перевестись под нагнетание, что не было выполнено по указанной ранее причине прихвата подъемного оборудования. Ввод скважины в эксплуатацию из бездействия в качестве добывающей запланирован на 2025г, а ее перевод под нагнетание – в 2026г.

В **2024г** при добывающем фонде в 1 скважину проектная годовая добыча нефти должна составить 3,9 тыс.т, по факту в эксплуатации находится одна скважина 40, а добыча нефти составила 8,5 тыс.т. Высокая фактическая добыча нефти обусловлена более высоким фактическим дебитом нефти, который составил 33,5 т/сут, при проектном значении в 11,2

т/сут.

Текущий КИН на дату отчета по данному объекту составляет 0,148 доли ед., что ниже проектного значения равного 0,152 доли ед. Выработанность запасов составила 46,8% против проектных 48,3%.

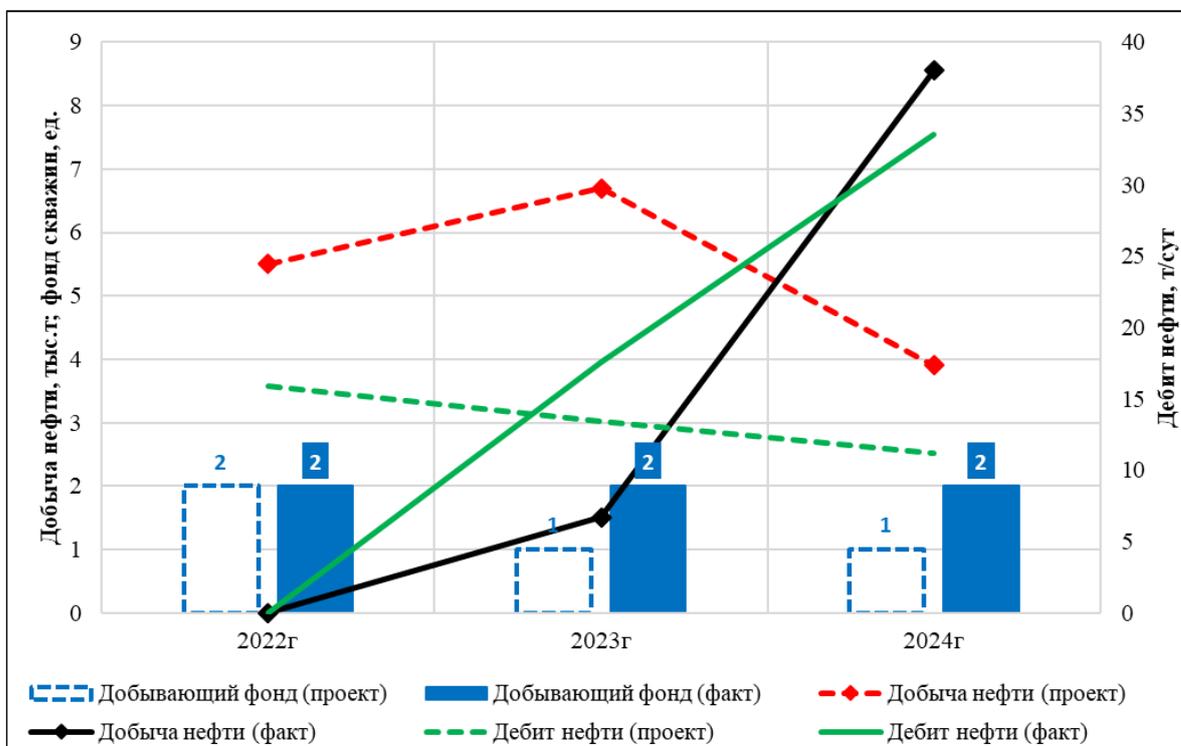


Рис. 3.2.14 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта

Таблица 3.2.6 – Сопоставление фактических показателей разработки по I объекту

| №№ п/п | Показатели | Годы | | | | | | | |
|--------|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 2021 | | 2022 | | 2023 | | 2024 | |
| 1 | Добыча нефти, тыс.т | 6,6 | 1,0 | 5,5 | 0,0 | 6,7 | 1,5 | 3,9 | 8,5 |
| 2 | Накопленная добыча нефти, тыс.т | 191,9 | 186,3 | 191,9 | 186,3 | 198,5 | 187,8 | 202,4 | 196,4 |
| 3 | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | 0,144 | 0,140 | 0,144 | 0,140 | 0,149 | 0,141 | 0,152 | 0,148 |
| 4 | Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, % | 0,5 | 0,1 | 0,4 | 0,0 | 0,5 | 0,1 | 0,3 | 0,6 |
| 5 | Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, % | 1,6 | 0,2 | 1,3 | 0,0 | 1,6 | 0,4 | 0,9 | 2,0 |
| 6 | Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, % | 2,8 | 0,4 | 2,4 | 0,0 | 2,9 | 0,6 | 1,8 | 3,7 |
| 7 | Отбор от начальных извлекаемых запасов, % | 45,8 | 44,5 | 45,8 | 44,5 | 47,4 | 44,8 | 48,3 | 46,9 |
| 8 | Добыча газа, млн.м ³ | 1,394 | 0,170 | 1,159 | 0,000 | 1,406 | 0,135 | 0,817 | 0,568 |
| 9 | Накопленная добыча газа, млн.м ³ | 13,250 | 12,026 | 13,185 | 12,026 | 14,591 | 12,161 | 15,407 | 12,729 |
| 10 | Газовый фактор, м ³ /т | 211,2 | 162,9 | 210,7 | - | 209,9 | 89,4 | 209,5 | 66,4 |
| 11 | Добыча жидкости, тыс.т | 6,6 | 1,1 | 5,5 | 0,0 | 6,7 | 1,5 | 3,9 | 8,6 |
| 12 | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | 191,9 | 186,4 | 191,9 | 186,4 | 198,5 | 187,9 | 202,5 | 196,5 |
| 13 | Обводненность продукции (по весу), % | 0,0 | 8,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,4 | 0,0 | 0,1 |
| 14 | Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,7 | 0,0 | 5,5 | 0,0 |
| 15 | Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,7 | 0,0 | 10,2 | 0,0 |
| 16 | Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | - | 48,8 | 0,0 | 98,0 | 0,0 |
| 17 | Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,6 | 0,0 | 3,5 | 0,0 |
| 18 | Ввод новых добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | <i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | Выбытие добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | <i>в т.ч.: под закачку</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 22 | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 |
| 23 | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 2 | 0 | 2 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 24 | Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | <i>в т.ч.: из добывающего фонда</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | Выбытие нагнетательных скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 28 | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 29 | Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти | 9,6 | 6,0 | 15,9 | 0,0 | 13,4 | 17,5 | 11,2 | 33,5 |
| 30 | по жидкости | 9,6 | 6,6 | 15,9 | 0,0 | 13,4 | 17,8 | 11,2 | 33,5 |
| 32 | Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 33 | по жидкости | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 34 | Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут | - | - | - | - | 28,7 | - | 15,8 | - |
| 36 | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед. | 0,95 | 0,72 | 0,95 | 0,00 | 0,95 | 0,93 | 0,95 | 0,70 |
| 37 | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед. | - | - | - | - | 0,95 | - | 0,95 | - |

II объект

В 2021г было отобрано 29,1 тыс.т нефти, что меньше относительно проектного уровня добычи (32,1 тыс.т) на 10%. Небольшое недостижение проектного уровня добычи нефти также связано с бездействием скважины 34.

За 2022 год добыча составила 43 тыс.т нефти и 3,2 млн.м3 газа. Среднегодовой дебит нефти составил 183,8 т/сут при коэффициенте эксплуатации скважин - 0,64 доли ед.

В 2023г по объекту фактически добыто 46,3 тыс.т, что на 71% больше проектного в 27 тыс.т. Превышение фактических показателей связано с высоким дебитом – 142,5 т/сут при проектном – 28 т/сут. Согласно проекту в 2023г планировался ввод в эксплуатацию из бездействия скважин 34 и 43, реализация которого оказалась неуспешной по причине прихвата насосного оборудования.

В 2024г проектная добыча нефти составляет 41,1 тыс.т, увеличение добычи нефти по сравнению с прошлым годом обусловлено планами по вводу из бурения скважины №48. По факту ввод скважины 48 отложен на 2025г, а добыча нефти составила 35,3 тыс.т, при среднем дебите нефти 99,9 т/сут, проектный дебит должен был составить 26,4 т/сут.

Текущий КИН по объекту составляет 0,237 доли ед. при проектном – 0,229 доли ед. Выработанность запасов составила 75,2%, что больше проектного значения равного 72,8%.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по объекту II представлено в таблице 3.2.14 и на рисунке 3.2.15

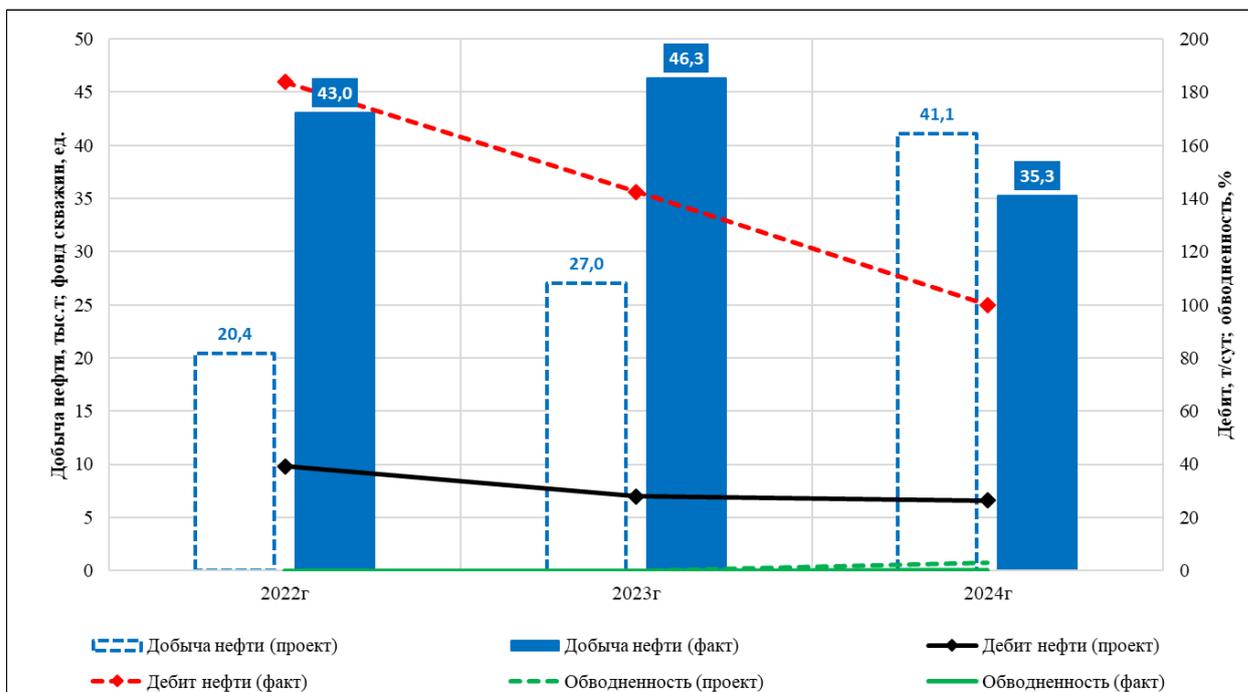


Рис. 3.2.15 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта

Таблица 3.2.7 – Сопоставление фактических показателей разработки по II объекту

| №№ п/п | Показатели | Годы | | | | | | | |
|-----------|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | | 2021 | | 2022 | | 2023 | | 2024 | |
| | | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт |
| 1 | Добыча нефти, тыс.т | 32,1 | 29,1 | 20,4 | 43,0 | 27,0 | 46,3 | 41,1 | 35,3 |
| 2 | Накопленная добыча нефти, тыс.т | 1001,5 | 998,4 | 1018,4 | 1041,5 | 1045,4 | 1087,8 | 1086,5 | 1123,0 |
| 3 | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | 0,211 | 0,211 | 0,215 | 0,220 | 0,220 | 0,229 | 0,229 | 0,237 |
| 4 | Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, % | 0,7 | 0,6 | 0,4 | 0,9 | 0,6 | 1,0 | 0,9 | 0,7 |
| 5 | Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, % | 2,2 | 1,9 | 1,4 | 2,9 | 1,8 | 3,1 | 2,8 | 2,4 |
| 6 | Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, % | 6,1 | 5,5 | 4,1 | 8,7 | 5,7 | 10,3 | 9,2 | 8,7 |
| 7 | Отбор от начальных извлекаемых запасов, % | 67,1 | 66,9 | 68,2 | 69,8 | 70,0 | 72,9 | 72,8 | 75,2 |
| 8 | Добыча газа, млн.м ³ | 4,748 | 2,962 | 3,020 | 3,175 | 3,987 | 2,359 | 6,072 | 4,069 |
| 9 | Накопленная добыча газа, млн.м ³ | 102,804 | 101,017 | 103,957 | 104,192 | 107,944 | 106,551 | 114,017 | 110,620 |
| 10 | Газовый фактор, м ³ /т | 147,9 | 101,9 | 148,0 | 73,7 | 147,7 | 51,0 | 147,7 | 115,4 |
| 11 | Добыча жидкости, тыс.т | 32,1 | 29,2 | 20,4 | 43,1 | 27,0 | 46,3 | 42,4 | 35,3 |
| 12 | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | 1001,6 | 998,7 | 1018,7 | 1041,8 | 1045,7 | 1088,1 | 1088,1 | 1123,4 |
| 13 | Обводненность продукции (по весу), % | 0,0 | 0,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,1 | 0,1 |
| 14 | Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 34,3 | 0,0 |
| 15 | Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 34,3 | 0,0 |
| 16 | Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 50,0 | 0,0 |
| 17 | Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,9 | 0,0 |
| 18 | Ввод новых добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 19 | <i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 20 | Выбытие добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 21 | <i>в т.ч.: под закачку</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 22 | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 4 | 4 | 4 | 4 | 5 | 4 | 5 | 4 |
| 23 | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 1 | 1 | 1 | 1 | 4 | 1 | 5 | 1 |
| 24 | Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 25 | <i>в т.ч.: из добывающего фонда</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 26 | Выбытие нагнетательных скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 28 | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 29 | Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти | 45,2 | 79,5 | 39,3 | 183,8 | 28,0 | 142,5 | 26,4 | 99,9 |
| 30 | по жидкости | 45,2 | 79,9 | 39,3 | 183,8 | 28,0 | 142,5 | 27,2 | 100,1 |
| 32 | Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти | - | - | - | - | 30,4 | - | 43,8 | - |
| 33 | по жидкости | - | - | - | - | 30,4 | - | 45,1 | - |
| 34 | Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут | - | - | - | - | - | - | 209,0 | - |
| 36 | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед. | 0,95 | 0,80 | 0,95 | 0,64 | 0,95 | 0,89 | 0,95 | 0,96 |
| 37 | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед. | - | - | - | - | - | - | 0,95 | - |

III объект

За **2021г** добыто – 25,3 тыс.т нефти, что превышает проектный уровень добычи (21,4 тыс.т.) Фонд скважин соответствует проектному значению и составляет 1 ед. Фактический среднегодовой дебит составил 69 т/сут, что превышает проектный дебит (61,5 т/сут), так же коэффициент эксплуатации составил единицу, при проектном 0,95 доли единиц.

За **2022** год добыча нефти по данному объекту составила 15,5 тыс.т, газа – 2 млн.м3 при фонде скважин 1 ед., выработанности запасов 32,4% и коэффициенте извлечения нефти – 0,032 д.ед.

За **2023г** по объекту добыча составила 13,4 тыс.т нефти, что меньше проектного значения на 52% равная 28,2 тыс.т нефти. Отставание связано с низким фактическим дебитом - 36,7 т/сут при проектном значении – 57,2 т/сут.

Добыча газа составляет 1,680 млн.м3, при проектном 4,208 млн.м3. Газовый фактор составляет 125,4 м3/т, при проектном 149,2 м3/т.

В **2024г** добыто 27,0 тыс.т нефти, 3,619 млн.м3 газа, при проектном 31,87 тыс.т нефти, 4,730 млн.м3 газа.

В сентябре **2024г** на данном объекте была проубрена скважина №46 и вступила к эксплуатацию с дебитом нефти 66,7 т/сут . На дату отчета работает с дебитом 178т/сут.

Фонд добывающих скважин составляет 2ед., что соответствует проектной.

На дату отчета текущий КИН составляет 0,042 доли ед., против проектного значения – 0,048 доли ед. Выработанность запасов составила – 41,7%, против проектного значения – 48,3%. Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки по III объекту представлены в таблице 3.2.7 и графически на рисунке 3.2.8

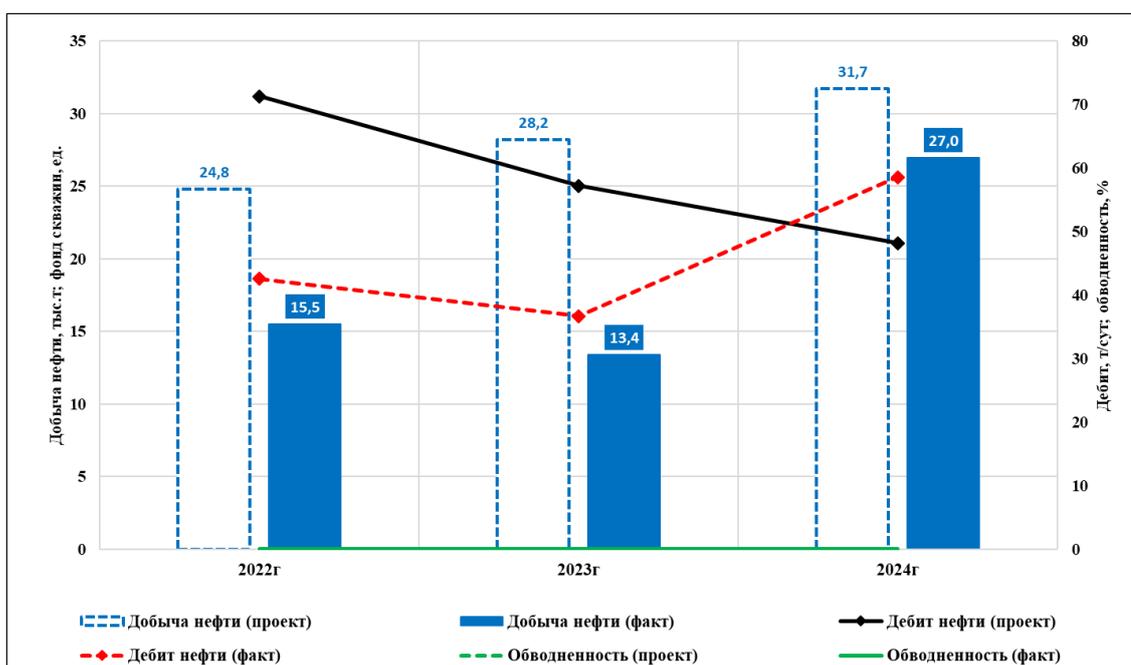


Рис. 3.2.16 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта

Таблица 3.2.8 – Сопоставление фактических показателей разработки по III объекту

| №№ п/п | Показатели | Годы | | | | | | | |
|-----------|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 2021 | | 2022 | | 2023 | | 2024 | |
| | | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт |
| 1 | Добыча нефти, тыс.т | 21,4 | 25,3 | 24,8 | 15,5 | 28,2 | 13,4 | 31,7 | 27,0 |
| 2 | Накопленная добыча нефти, тыс.т | 121,6 | 125,5 | 150,3 | 141,0 | 178,5 | 154,4 | 210,2 | 181,4 |
| 3 | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | 0,028 | 0,029 | 0,035 | 0,032 | 0,041 | 0,035 | 0,048 | 0,042 |
| 4 | Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, % | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,4 | 0,6 | 0,3 | 0,7 | 0,6 |
| 5 | Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, % | 4,9 | 5,8 | 5,7 | 3,6 | 6,5 | 3,1 | 7,3 | 6,2 |
| 6 | Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, % | 6,4 | 7,6 | 8,0 | 5,0 | 9,9 | 4,6 | 12,4 | 9,6 |
| 7 | Отбор от начальных извлекаемых запасов, % | 28,0 | 28,9 | 34,6 | 32,4 | 41,0 | 35,5 | 48,3 | 41,7 |
| 8 | Добыча газа, млн.м ³ | 3,200 | 3,230 | 3,704 | 2,032 | 4,208 | 1,680 | 4,730 | 3,619 |
| 9 | Накопленная добыча газа, млн.м ³ | 14,900 | 14,899 | 18,601 | 16,930 | 22,809 | 18,611 | 27,539 | 22,230 |
| 10 | Газовый фактор, м ³ /т | 149,5 | 127,7 | 149,4 | 130,8 | 149,2 | 125,4 | 149,2 | 134,1 |
| 11 | Добыча жидкости, тыс.т | 21,4 | 25,3 | 24,8 | 15,5 | 28,2 | 13,4 | 31,7 | 27,0 |
| 12 | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | 121,6 | 125,5 | 150,3 | 141,0 | 178,5 | 154,4 | 210,2 | 167,8 |
| 13 | Обводненность продукции (по весу), % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 14 | Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 15 | Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 16 | Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 17 | Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18 | Ввод новых добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| 19 | <i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| 20 | Выбытие добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | <i>в т.ч.: под закачку</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22 | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 1 | 2 | 2 |
| 23 | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 1 | 2 | 2 |
| 24 | Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | <i>в т.ч.: из добывающего фонда</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | Выбытие нагнетательных скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти | 61,5 | 69,3 | 71,3 | 42,5 | 57,2 | 36,7 | 48,2 | 58,6 |
| 30 | по жидкости | 61,5 | 69,3 | 71,3 | 42,5 | 57,2 | 36,7 | 48,2 | 58,6 |
| 32 | Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти | - | - | - | - | 42,2 | - | - | 144,1 |
| 33 | по жидкости | - | - | - | - | 42,2 | - | - | 144,1 |
| 34 | Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 36 | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед. | 0,95 | 1,00 | 0,95 | 1,00 | 0,95 | 1,00 | 0,95 | 0,94 |
| 37 | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед. | - | - | - | - | - | - | - | - |

По месторождению в целом

В **2021г** в целом по месторождению добыто 55,4 тыс.т нефти, при проектных 60,1 тыс.т. Фонд действующих добывающих скважин на 2 единицы меньше проектного и составила 4 ед, что так же связано с безуспешными попытками ликвидации аварии в скважине 34.

За **2022** год добыча нефти составила 58,6 тыс.т. при проектном в 50,8 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти составил – 97,8 т/сут, а проектный – 41,8 т/сут.

За **2023г** в целом по месторождению добыча составила 61,2 тыс.т нефти, что на уровне проектной добычи, равной 61,8 тыс.т нефти. Фактический среднегодовой дебит составил 78,9 т/сут при проектном – 31,6 т/сут. Текущий КИН по месторождению в целом составил 0,137 доли ед., что на уровне проектного. Накопленная добыча составила – 1430 тыс.т нефти.

В **2024г** проектная добыча нефти по месторождению составила 76,7 тыс.т при дебите 30,4 т/сут, фактическая добыча составляет 70,8 тыс.т при дебите 66,2 т/сут.

Добыча газа составляет 8,256 млн.м3, при проектной 11,619 млн.м3. Газовый фактор составляет 116,6 м3/т, при проектной 151,5 м3/т.

Действующий фонд добывающих скважин составляет 4 ед., при проектной 7 ед. Отставание фонда от проектного связано с безуспешными попытками ввода из бездействия скважин 32, 34, 43. Также на месторождении отсутствует система ППД, которая предусматривалась в действующем проекте переводом скважины 32 в нагнетательный фонд после отработки на нефть. Но на данный момент скважина 32 находится в бездействии. Невыполнение ввода скважин из бездействия связано с техническими причинами, а именно прихватом насосного оборудования в стволе скважины.

На дату отчета текущий КИН составляет 0,144 доли ед., что соответствует проектной. Выработанность запасов составила – 63,9%.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению приведено в таблице 3.2.8 и графически на рисунке 3.2.9

Также стоит отметить, что на месторождении добывающие скважины эксплуатируются с ГФ выше утвержденного газосодержания, что касается I, II и III объектов. В связи с чем недропользователям рекомендуется проведение контрольных замеров ГФ по всем скважинам

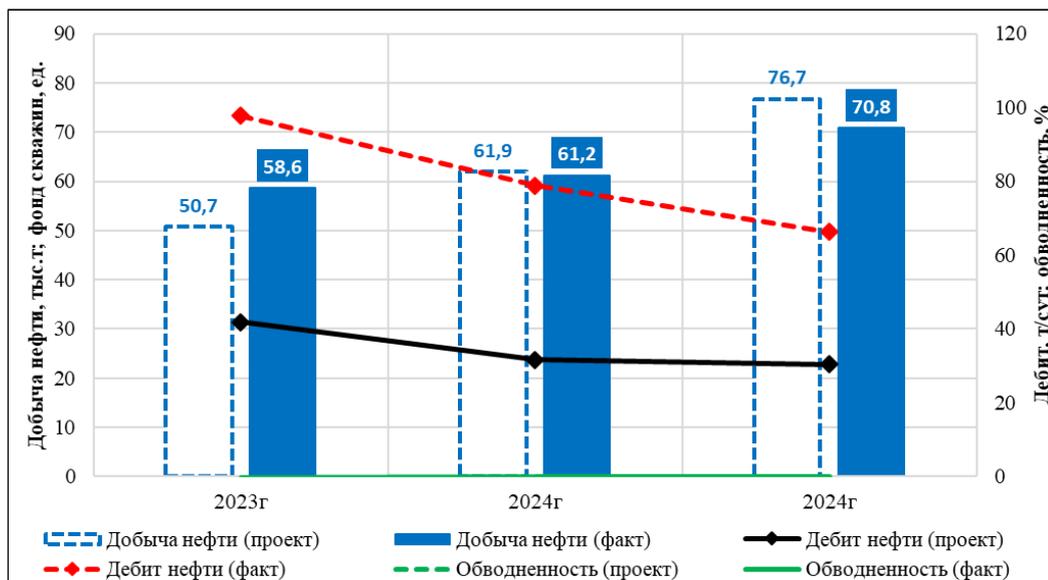


Рис. 3.2.17 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению

Таблица 3.2.9 – Сопоставление фактических показателей разработки по месторождению

| №№ п/п | Показатели | Годы | | | | | | | |
|-----------|--|---------|---------|---------|--------|---------|---------|---------|---------|
| | | 2021 | | 2022 | | 2023 | | 2024 | |
| | | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт |
| 1 | Добыча нефти, тыс.т | 60,1 | 55,4 | 50,7 | 58,6 | 61,9 | 61,2 | 76,7 | 70,8 |
| 2 | Накопленная добыча нефти, тыс.т | 1315,0 | 1310,2 | 1360,5 | 1368,8 | 1422,4 | 1430,0 | 1499,0 | 1500,8 |
| 3 | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | 0,126 | 0,126 | 0,131 | 0,131 | 0,136 | 0,137 | 0,144 | 0,144 |
| 4 | Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, % | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 |
| 5 | Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, % | 2,6 | 2,4 | 2,2 | 2,5 | 2,6 | 2,6 | 3,3 | 3,0 |
| 6 | Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, % | 5,5 | 5,1 | 4,9 | 5,6 | 6,3 | 6,3 | 8,3 | 7,7 |
| 7 | Отбор от начальных извлекаемых запасов, % | 56,0 | 55,8 | 58,0 | 58,3 | 60,6 | 60,9 | 63,9 | 63,9 |
| 8 | Добыча газа, млн.м ³ | 9,342 | 6,361 | 7,883 | 5,206 | 9,601 | 4,174 | 11,619 | 8,256 |
| 9 | Накопленная добыча газа, млн.м ³ | 130,954 | 127,942 | 135,743 | 133,1 | 145,344 | 137,322 | 156,963 | 145,578 |
| 10 | Газовый фактор, м ³ /т | 155,4 | 114,8 | 155,5 | 88,9 | 155,1 | 68,2 | 151,5 | 116,6 |
| 11 | Добыча жидкости, тыс.т | 60,1 | 55,6 | 50,7 | 58,6 | 61,9 | 61,2 | 78,0 | 70,8 |
| 12 | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | 1315,1 | 1310,6 | 1360,9 | 1369,2 | 1422,7 | 1430,4 | 1500,8 | 1487,6 |
| 13 | Обводненность продукции (по весу), % | | 0,4 | | 0,0 | | 0,0 | | 0,1 |
| 14 | Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,7 | 0,0 | 39,8 | 0,0 |
| 15 | Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,7 | 0,0 | 44,5 | 0,0 |
| 16 | Ввод новых добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 |
| 17 | в т.ч.: из эксплуатационного бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 |
| 18 | Выбытие добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 19 | в т.ч.: под закачку | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 20 | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 |
| 21 | Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 4 | 2 | 4 | 2 | 7 | 3 | 7 | 4 |
| 22 | Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 23 | в т.ч.: из добывающего фонда | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 24 | Выбытие нагнетательных скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 2 | 0 |
| 26 | Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 2 | 0 |
| 27 | Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти | 34,3 | 61,3 | 41,8 | 97,8 | 31,6 | 78,9 | 30,4 | 66,2 |
| 28 | по жидкости | 34,3 | 61,5 | 41,8 | 97,8 | 31,6 | 78,9 | 29,9 | 66,3 |
| 29 | Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти | - | - | - | - | 36,3 | - | 43,8 | 144,1 |
| 30 | по жидкости | - | - | - | - | 36,3 | - | 43,8 | 144,1 |
| 31 | Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут | - | 0,0 | - | 0,0 | 28,7 | 0,0 | 77,9 | 0,0 |
| 32 | Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед. | 0,95 | 0,85 | 0,95 | 0,82 | 0,95 | 0,94 | 0,95 | 0,88 |
| 33 | Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед. | - | - | - | - | 0,95 | - | 0,95 | - |

Анализ состояния выработки запасов нефти из пластов и участков

По состоянию на 01.01.2025г накопленная добыча нефти по месторождению Лактыбай составляет 1500,8 тыс.т. Отобрано 63,9% от начальных извлекаемых запасов нефти. Распределение накопленной добычи нефти и достигнутых на дату отчета КИН по объектам разработки и месторождению представлено на рисунке 3.2.10

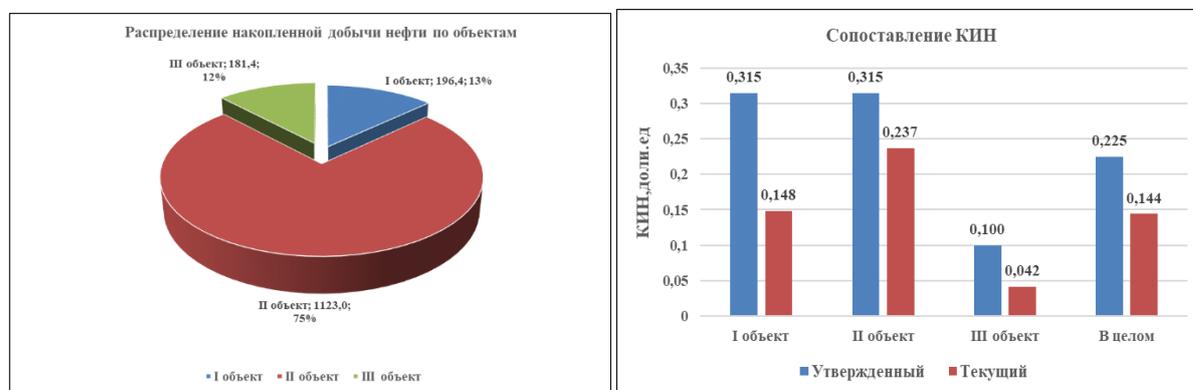


Рис. 3.2.18 - Распределение накопленной добычи нефти (а) и достигнутых на 01.01.2025г значений КИН (б) по объектам разработки и месторождению в целом

Основная доля накопленной добычи нефти приходится на II объект – 1 123,0 тыс.т, что составляет 74,8% от общей накопленной добычи нефти по месторождению в целом. Текущий КИН по I объекту разработки составляет 0,148 доли ед., при утвержденном КИН 0,315 доли ед., по II объекту текущий КИН – 0,237 доли ед., при утвержденном КИН 0,315 доли ед., по III объекту текущий КИН – 0,042 доли ед., при утвержденном КИН 0,100 доли ед. Состояние выработки I и III объектов можно охарактеризовать как низкое, по которым выработанность запасов составляет 46,9% и 41,7% соответственно. Суммарная величина остаточных извлекаемых запасов нефти (категории C1) по месторождению оценивается 846,2 тыс.т. Динамика темпов выработки запасов нефти и текущих КИН представлена в таблицах 3.2.9-3.2.10

Таблица 3.2.10 - Динамика темпов выработки запасов нефти от НИЗ

| Объект | Годы | | | | |
|------------|---------------------------|------|------|------|------|
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| | Выработанность запасов, % | | | | |
| I объект | 44,2 | 44,5 | 44,5 | 44,8 | 46,9 |
| II объект | 64,9 | 66,9 | 69,8 | 72,9 | 75,2 |
| III объект | 23,0 | 28,9 | 32,4 | 35,5 | 41,7 |
| Всего | 53,5 | 55,8 | 58,3 | 60,9 | 63,9 |

Таблица 3.2.11 - Динамика текущих коэффициентов извлечения нефти

| Объект | Годы | | | | |
|------------|-----------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| | Текущий КИН, доли ед. | | | | |
| I объект | 0,139 | 0,140 | 0,140 | 0,141 | 0,148 |
| II объект | 0,204 | 0,211 | 0,220 | 0,229 | 0,237 |
| III объект | 0,023 | 0,029 | 0,032 | 0,035 | 0,042 |
| Всего | 0,120 | 0,126 | 0,131 | 0,137 | 0,144 |

С целью определения вовлеченных в разработку запасов нефти и потенциально достижимых значений КИН по объектам построены характеристики вытеснения, представленные на рисунках 3.2.11-3.2.13, результаты расчетов по данным кривым представлены в таблице 3.2.11 Расчеты вовлеченных в разработку запасов выполнены по 4-м методикам, а итоговые значения приняты на основе осреднения всех результатов. Определив вовлечённые в разработку запасы и, зная геологические запасы нефти по залежам, рассчитан потенциальный КИН при существующей технологии разработки.

Таблица 3.2.12 - Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам

| Показатели | | Объекты | | | В целом |
|--|--------|---------|--------|--------|---------------|
| | | I | II | III | |
| Утвержденные НГЗ, тыс.т | | 1 330 | 4 742 | 4 353 | 10 425 |
| Утвержденные НИЗ, тыс.т | | 419 | 1 493 | 435 | 2 347 |
| Утвержденный КИН, д.ед. | | 0,315 | 0,315 | 0,100 | 0,225 |
| Накопленная добыча, тыс.т | | 196,4 | 1 123 | 181,4 | 1500,8 |
| Текущий КИН, д.ед. | | 0,148 | 0,237 | 0,042 | 0,144 |
| Отбор от НИЗ, % | | 46,86 | 75,2 | 41,7 | 63,94 |
| ОИЗ, тыс.т | | 222,65 | 369,97 | 253,59 | 846,2 |
| Вовлеченные запасы, тыс.т | | 277 | 1 344 | 251 | 1 872 |
| Потенциальный КИН, д.ед. | | 0,208 | 0,283 | 0,058 | 0,180 |
| Потенциальные ОИЗ, тыс.т | | 87 | 237 | 91 | 415 |
| Зависимость удельной добычи от накопленной | запасы | 318 | 1 416 | 269 | 2 003 |
| | КИН | 0,239 | 0,299 | 0,062 | 0,192 |
| Методика Сазонова Б.Ф. | запасы | 264 | 1 321 | 254 | 1 839 |
| | КИН | 0,198 | 0,279 | 0,058 | 0,176 |
| Методика Камбарова Г.С. | запасы | 304 | 1 381 | 259 | 1 944 |
| | КИН | 0,228 | 0,291 | 0,060 | 0,186 |
| Blasingame | запасы | 223 | 1 259 | 221 | 1 703 |
| | КИН | 0,168 | 0,265 | 0,051 | 0,163 |

Анализ выработки запасов нефти, приведенных по объектам разработки с использованием отношения вовлеченных запасов нефти в разработку и утвержденных начальных геологических запасов показывает, что по всем эксплуатационным объектам потенциальные значения КИН не достигают утвержденных значений. В связи с этим для большего вовлечения в разработку извлекаемых запасов нефти рекомендуется уплотнение сетки скважин, а также провести дополнительные геолого-технологические мероприятия.

В целом, анализируя текущее состояние разработки месторождения, оценивая выработанность извлекаемых запасов, можно сказать, что выработка запасов I и III объектов по сравнению со II объектом относительно низкая. Для увеличения добычи нефти и достижения более высокого КИН необходимо дополнительно ввести в эксплуатацию добывающие скважины, чтобы высоким охватом дренировать оставшиеся части запасов по данным объектам.

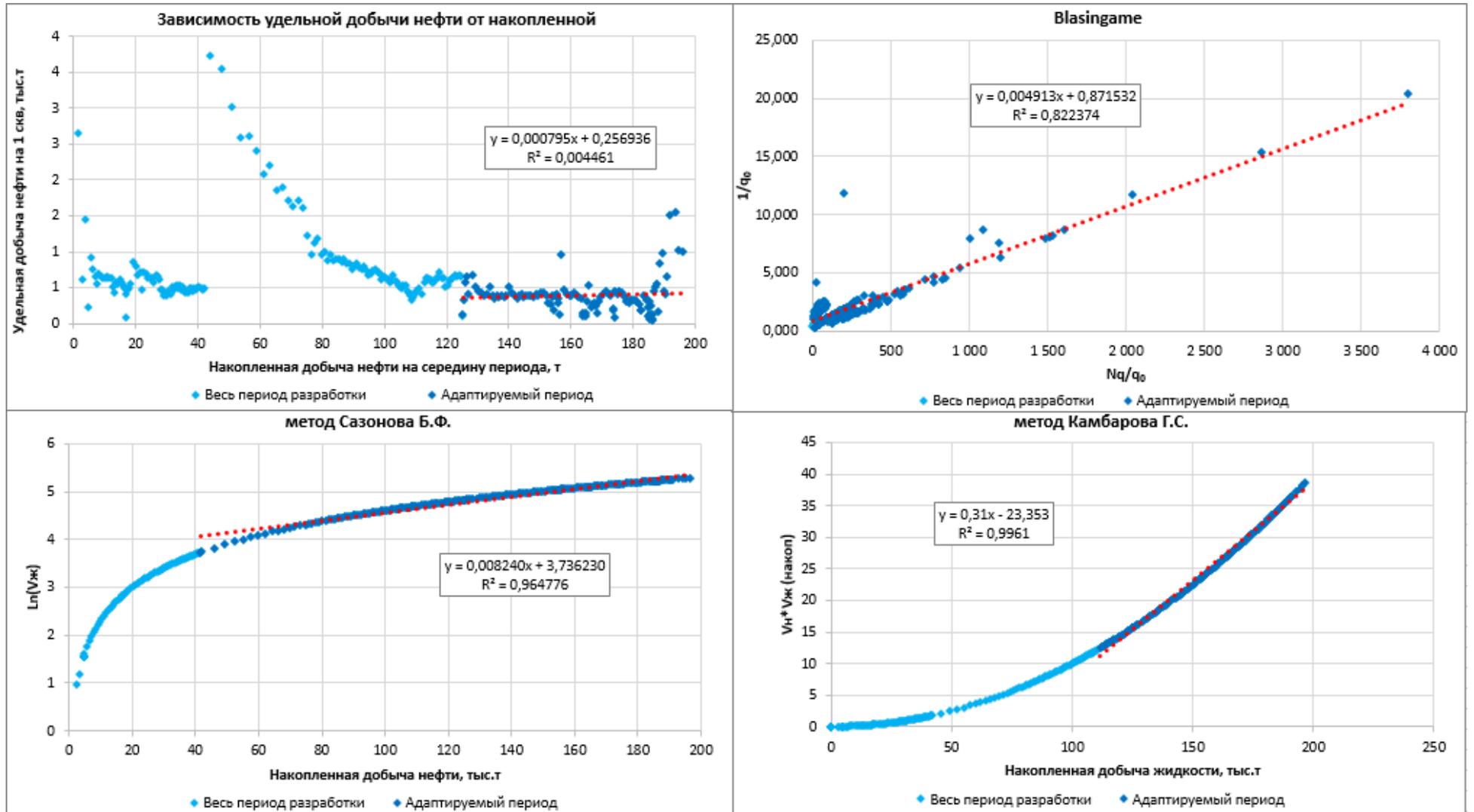


Рис. 3.2.19 – Кривые характеристики вытеснений по I объекту

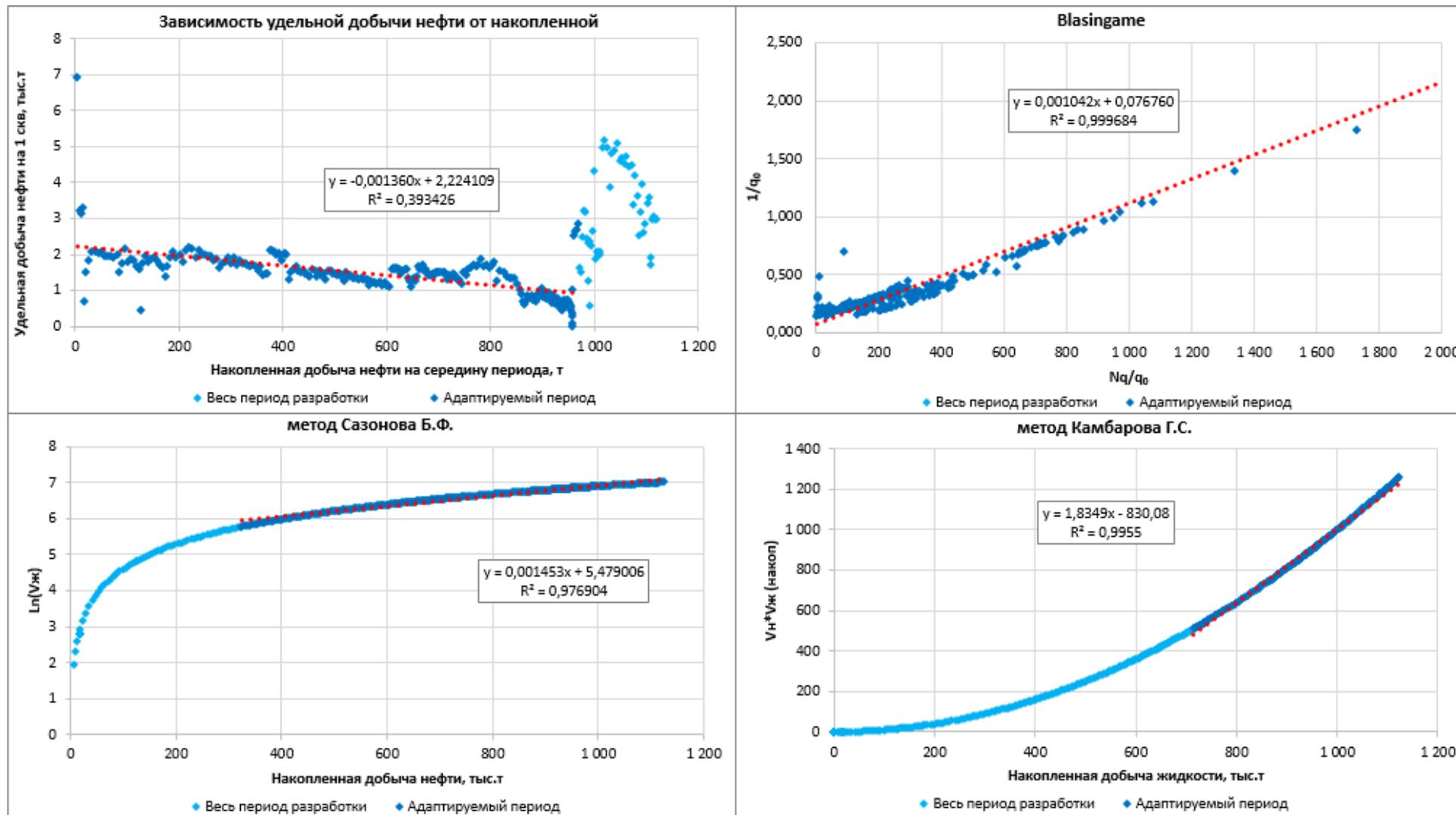


Рис. 3.2.20 – Кривые характеристики вытеснений по II объекту

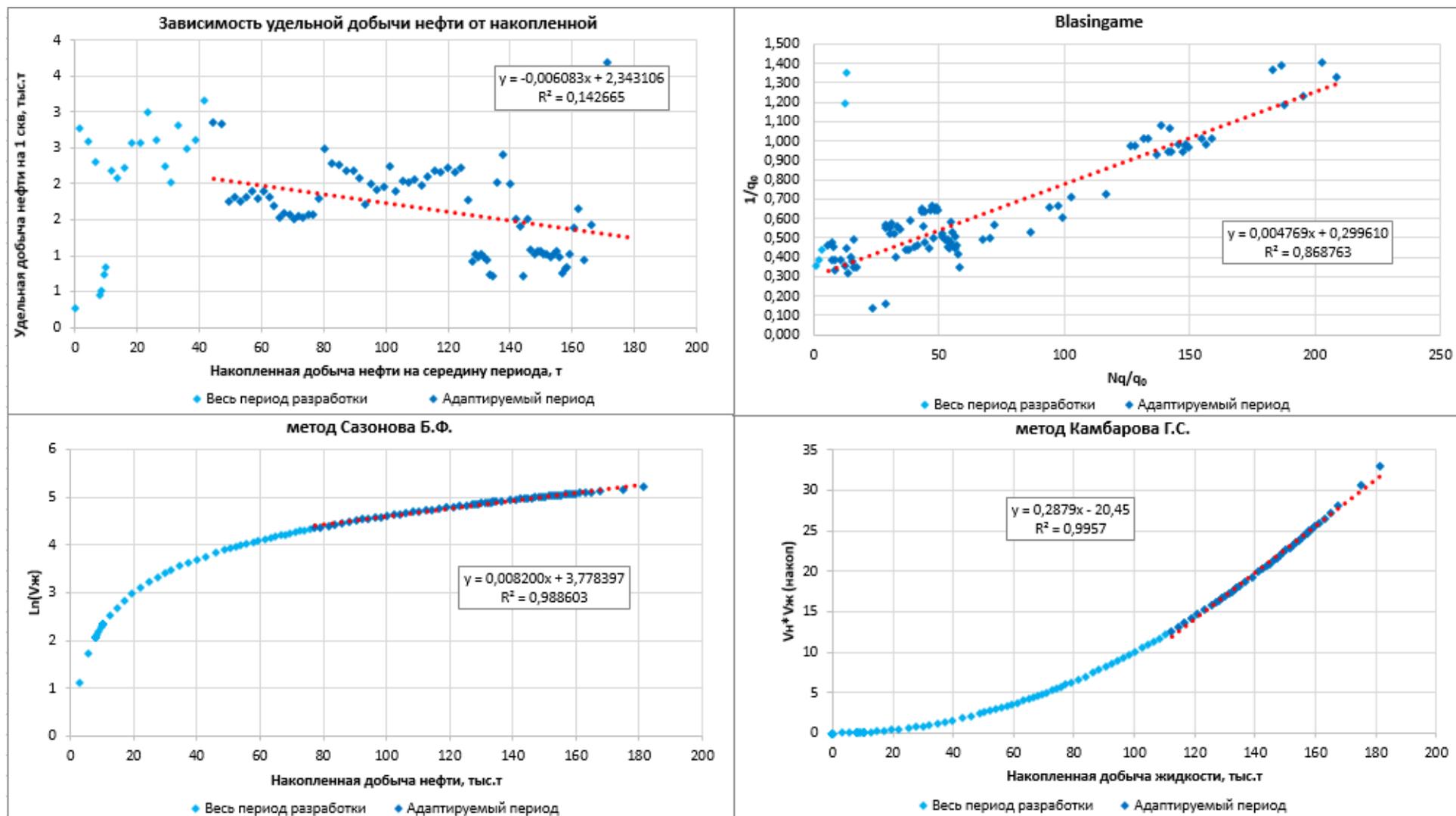


Рис. 3.2.21 – Кривые характеристики вытеснений по III объекту

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

3.3.1 Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки месторождения Лактыбай, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта. Она базируется всей геолого-геофизической и геолого-промысловой информации полученной по результатам бурения скважин по состоянию изученности на 01.01.2021 г. Согласно этой модели, продуктивный пласт состоит из зон различной продуктивности с линейным размером d , а каждая зона представлена набором слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам носит вероятностный характер и количественно оценивается квадратом коэффициента вариации.

На базе полученного распределения строятся нормированные функции распределения $Y(x)$ и связанные с ней функции плотности $y(x)$ и производительности $W(x)$.

После чего, используя схему Стайлза, представляющую собой прямую пропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем, пройденным фронтом вытеснения, рассчитывают параметры K_3 , F – суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A – долю вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Построение расчетных моделей для месторождения проводилось на основании прямых определений следующих параметров модели:

V_3^2 – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами;

V_n^2 – неоднородность пластов по проницаемости;

V_λ^2 – неоднородность сетки скважин по языкообразованию;

$K_{прод.ср.}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин;

$K_{пр.ср.}$ – среднее значение проницаемости.

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике, основные принципы и формулы которой изложены в работах.

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем эффективном применении и постоянном ее совершенствовании, благодаря использованию: действенных математических идей и методов; расчетной схемы точно-сосредоточенных фильтрационных сопротивлений; функции распределения универсального типа и приемов

их преобразования и объединения; обоснования взаимной независимости действующих факторов; характеристики функций распределения начальными моментами различного порядка неоднородностей и т.д. Расчетная модель позволяет определять технологические показатели разработки как для режима истощения, так и для этапа поддержания пластового давления путем закачки газа, воды в пласт, с учетом порядка и темпа разбуривания и ввода скважин в эксплуатацию, фактической плотности сетки скважин, режимов эксплуатации скважин.

Построение расчетной модели для месторождения Лактыбай проводилось в соответствии с фактическими данными о геологическом строении объектов, функцией распределения проницаемости по пластам и характером насыщении разреза. При этом также учитывались данные о физических свойствах пластовых нефти, воды и вытесняющих агентов. Средняя проницаемость выделенных объектов разработки была принята по результатам гидродинамических исследований скважин.

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

В пределах продуктивного горизонта при проведении прогнозирования дальнейшей разработки проводилась идентификация параметров модели по фактическим промысловым данным.

Сопоставление результатов моделирования с фактическими данными, так называемое историческое сопоставление, свидетельствует о достаточной точности прогноза основных показателей разработки.

Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. При этом параметр $Q_0(t)$ – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти – определяется по графику зависимости текущих годовых отборов $q(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_0(t)$ с учетом известного общего числа введенных в работу скважин $n_0(t)$. Параметр $q_0(t)$ – фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_0(t)$, определяется по формуле:

$$q_0(t) = \frac{q(t)}{1 - Q_0(t)/Q_0(t)} \quad (3.3.1)$$

Определение параметра $Q_{F0}(t)$ – фактически введенных в разработку начальных извлекаемых объемов жидкости, производилось при известных $q_0(t)$, $q_F(t)$, и $Q_{FD}(t)$ по формуле:

$$Q_{F0}(t) = \frac{Q_{FD}(t)}{1 - q_F(t)/q_0(t)} \quad (3.3.2)$$

где $q_F(t)$ и $Q_{FD}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр $q_0(t)$, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

После идентификации параметров по изложенной схеме получается адаптированная расчетная модель объекта, отражающая действующую систему разработки и применяемую технологию эксплуатации скважин. В дальнейшем, на базе полученной модели выполняется прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами разработки...» выделение в разрезе месторождений углеводородного сырья эксплуатационных объектов решается с учетом геолого-физических, технических, экологических и экономических факторов в виде оптимизационной задачи для получения рациональной системы разработки в ближайшую прогнозируемую перспективу.

При выделении в разрезе многопластового месторождения двух или более объектов разработки необходимо, чтобы между ними располагались повсеместно прослеживающиеся по площади пачки непроницаемых пород. Выделенный объект разработки должен располагать достаточными удельными запасами нефти на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации в безводный период и при обводнении.

В соответствии с «Едиными правилами...» (2018г) эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенный для разработки самостоятельной сеткой скважин.

Действующим документом на разработку месторождения является «Анализ разработки месторождения Лактыбай» 2024г.

Согласно проекту, продуктивные горизонты (I, II, IV) были выделены в самостоятельный объект разработки. Согласно рекомендуемому третьему варианту разработки предусматривалась разработка I объекта на естественном режиме, а разработка II объекта с поддержанием пластового давления путем закачки воды.

Залежи продуктивных горизонтов являются упруго-замкнутыми с ограниченной энергетической подпиткой, поэтому разработка месторождения проектом была предусмотрена с поддержанием пластового давления путем закачки воды. Для этой цели рекомендовалось бурение одной добывающей скважины с переводом её в дальнейшем под нагнетание в 2009 г, для воздействия на скважины №№ 27, 37. Однако в настоящее время ППД система не организована.

В разрезе месторождения выделены 6 продуктивных горизонтов, в том числе в карбонатной толще один (I) горизонт, в терригенной толще пять (IA, II, IV, V) горизонтов. По величине балансовых запасов продуктивные объекты не равнозначны: основные запасы нефти (75%) категории C1 сосредоточены во II горизонте и составляют 3427 тыс.т нефти.

Исходя из площадного размещения залежей, размеров и начальных геологических запасов, геолого-гидродинамических характеристик, а также проанализировав геолого-физические свойства продуктивных горизонтов на месторождении выделяются три объекта разработки:

I объект - I продуктивный горизонт (I блок)

II объект - II продуктивный горизонт (I, II блоки)

III объект – IV продуктивный горизонт (II блок)

Исходные геолого-физические характеристики объекта разработки приведены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки

| №№ п/п | Наименование | Объекты | | | |
|-----------|---|--|--------------------|-----------------|------------|
| | | I объект | II объект | | III объект |
| | | | Поднадвиговая зона | Надвиговая зона | |
| Величины | | | | | |
| 1 | Средняя глубина залегания, м | 4465 | 4605 | 4004 | 4127 |
| 2 | Тип залежи | Пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные | | | |
| 3 | Тип коллектора | карбонатный | терригенный | | |
| 4 | Площадь нефтеносности (C1), тыс. м ² | 3050 | 12703 | 5248 | |
| 5 | ВНК, м | -4380,6 | -4457,9 | -3946,04 | -4084,01 |
| 6 | Средняя толщина эффективная, м | 14,6 | 5,3 | 7,9 | 15,5 |
| 7 | Средняя толщина нефтенасыщенная, м | 12,6 | 5,0 | 7,8 | 15,5 |
| 8 | Пористость по ГИС, доли ед. | 0,11 | 0,12 | 0,17 | 0,14 |
| 9 | Пористость по керну, доли ед. | - | 0,142 | 0,181 | 0,134 |
| 10 | Средняя нефтенасыщенность, доли ед. | 0,6 | 0,63 | 0,66 | 0,62 |
| 11 | Средняя насыщенность связанной водой, доли ед. | - | - | 0,22 | - |
| 12 | Проницаемость по керну, 10 ⁻³ мкм ² | - | 7,22 | 184,8 | 33,64 |
| 13 | Проницаемость по ГДИС, 10 ⁻³ мкм ² | 7,2 | 0,18 | 49,4 | 8,36 |
| 14 | Коэффициент песчаности, доли ед. | 0,13 | 0,2 | 0,25 | 0,21 |
| 15 | Коэффициент расчлененности, доли ед. | 10,5 | 3 | 6,3 | 12,5 |
| 16 | Начальное пластовое давление, МПа | 71,8 | 75 | 60,8 | 60,8 |
| 17 | Начальная пластовая температура, °С | 87 | 76,6 | 78,7 | 60 |
| 18 | Отметка приведения давления и температуры, м | -4380,6 | -4457,9 | -3946,04 | -4084,01 |
| 19 | Текущее пластовое давление, МПа | 24,2 | 63 | 21,7 | 50,8 |
| 20 | Плотность нефти в пласт. услов., кг/м ³ | 792,9 | 733,8 | 732,4 | 671 |
| 21 | Вязкость нефти в пласт. услов., мПа×с | 0,5 | 1,3 | 0,97 | 0,5 |
| 22 | Давление насыщения, МПа | 10,1 | 13,3 | 11,1 | 24,4 |
| 23 | Относительная плотность газа по воздуху | 1,222 | 0,79 | 1,038 | 0,885 |
| 24 | Газосодержание нефти, м ³ /т | 71,5 | 134 | 158,2 | 309,2 |
| 25 | Объемный коэффициент нефти, доли ед. | 1,175 | 1,272 | 1,311 | 1,706 |

| | | | | | |
|----|---|------|------|------|-------|
| 26 | Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³ | 839 | 836 | 833 | 832 |
| 27 | Вязкость нефти в стандартных условиях, мм ² /с | 11,9 | 10,1 | 8,8 | 7,3 |
| 28 | Содержание серы в нефти, % | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 |
| 29 | Содержание парафина в нефти, % | 0,4 | 0,8 | 3 | 2 |
| 30 | Средний коэффициент продуктивности по нефти, м ³ /(сут·МПа) | 5,6 | 0,6 | 6,3 | 0,8 |
| 31 | Коэффициент уд. продуктивности по нефти, м ³ /(сут·МПа·м) | 7,36 | 0,6 | 14,6 | 6,18 |
| 32 | Плотность воды, кг/м ³ | 1056 | - | - | - |
| 33 | Пьезопроводность пласта, м ² /с | 0,46 | 0,05 | 0,68 | 0,105 |
| 34 | Начальные балансовые запасы нефти категории С ₁ , тыс.т (утв. ГКЗ) | 1330 | 546 | 4196 | 4353 |
| 36 | То же категории С ₂ | 263 | 1703 | - | 3436 |
| 38 | Начальные балансовые запасы растворенного газа категории С ₁ , млн.м ³ (утв. ГКЗ) | 95 | 75 | 626 | 650 |

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Для дальнейшей разработки месторождения Лактыбай выбор расчетных вариантов разработки производился с учетом методических рекомендаций, а также с учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, рассмотрены 2 варианта разработки. Предусмотренные варианты различаются между собой вводом из бурения новых добывающих скважин и реализацией системы ППД.

Месторождение Лактыбай характеризуется рядом геолого-физических и технологических особенностей, которые требуют оптимального выбора вариантов разработки. Это, в первую очередь: большие глубины залегания продуктивных пластов, (3900 - 4650 м) и небольшие запасы нефти, приуроченные к замкнутым и полузамкнутым пластовым системам с ограниченными энергетическими ресурсами. Кроме этого, экономическая сторона вопроса также ограничивает выбор вариантов разработки и применения различных методов воздействия на пласт.

Само месторождение по величине запасов нефти и газа относится к категории мелких. Продуктивные горизонты приурочены к визейским отложениям каменноугольной системы, коллектора представлены известняками, доломитами и песчаниками различной степени цементированности. Как показывает анализ данных, продуктивные горизонты имеют отличие друг от друга по свойствам коллектора и пластового флюида. Отличия, главным образом, заключается в начальных извлекаемых запасах.

Решение поставленных задач по достижению утвержденных значений коэффициента извлечения нефти возможно в основном за счет ввода из бурения новых добывающих скважин, организации эффективной системы поддержания пластового давления, рационального использования пробуренного фонда скважин и использования

всех резервов добычи нефти путем проведения геолого-технических мероприятий.

С учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации системы разработки месторождения в настоящем проекте рассмотрены три варианта. Предусмотренные варианты различаются между собой количеством проводимых ГТМ.

Вариант 1 (базовый)

Вариант 1 – базовый, предполагает продолжение реализации утвержденного проектного документа АР-2024, где предусматривается ввод в эксплуатацию из бездействия трех скважин №№32,34,43 в 2025г, бурение трех добывающих вертикальных скважин №№ 45, 48, 47 и одной горизонтальной скважины №52 в 2025-2028гг, а также организация системы ППД путем перевода под нагнетание скважины №43 и скважины №32 в 2026г.

Вариант 2 (рекомендуемый)

Согласно 2 рекомендуемому варианту, планируется ввод в эксплуатацию из бездействия трех скважин №№32,34,43 в 2025г, а также бурение и ввод семи вертикальных добывающих скважин в 2025-2032гг, из которых № 47,45 вводятся на I объект, скважины №№ 48,27D,50 – на II объект и скважина №49,14D – на III объект. С целью реализации системы ППД предусматривается перевод под нагнетание трех скважин: №43, №32 – 2026г, №27D - 2032г, а также применение технологии ОРЗ в скважине № 43 совместно на II и III объекты в 2030г.

Залежи продуктивных горизонтов являются упруго-замкнутыми с ограниченной энергетическими подпитками, поэтому разработка месторождения согласно рекомендуемому варианту была предусмотрена с поддержанием пластового давления путем закачки воды. При выборе концепции вариантов разработки, главным образом учитывался ряд характерных для этого месторождения особенностей.

Ориентация сетки расположения скважин подбирались, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин. Местоположение проектных скважин выбраны с учетом представлений геологического строения месторождения, а также учитывая отборы соседних добывающих скважин. Проектные дебиты новых скважин определен расчетным путем по формуле Дарси.

$$Q = \frac{kh(P_{пл} - P_{заб})}{18,41\mu B \left(\ln \frac{r_{кп}}{r_{скв}} + S \right)}$$

где k – коэффициент проницаемости, мД;

h – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м;

V - объемный коэффициент

μ - вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с;

$P_{пл}$ – пластовое давление, атм;

$P_{заб}$ – забойное давление, атм;

$r_{кп}$ – радиус контура питания, м;

r_c – радиус скважины, м.

S – скин-фактор

Адресная программа мероприятий по вариантам разработки представлена в таблицах 3.4.2-3.4.4.

Расположение проектных скважин согласно I и II вариантам, представлены в графическом приложении №12.

Таблица 3.4.2 – Адресная программа геолого-технических мероприятий, 1 вариант

| Год | № скв | Вид ГТМ |
|------------------|-------|---|
| I объект | | |
| 2025 | 32 | Ввод из бездействия |
| 2026 | 45 | Бурение добывающей скважины с проведением ГРП |
| 2026 | 32 | Перевод под нагнетание |
| 2027 | 47 | Бурение добывающей скважины с проведением ГРП |
| II объект | | |
| 2025 | 43 | Ввод из бездействия |
| 2025 | 34 | Ввод из бездействия |
| 2025 | 48 | Бурение добывающей скважины с проведением ГРП |
| 2026 | 43 | Перевод под нагнетание |
| 2028 | ГС-52 | Бурение горизонтальной скважины |

Таблица 3.4.3 – Адресная программа геолого-технических мероприятий, 2 вариант

| Год | № скв | Вид ГТМ |
|-------------------|-------|---|
| I объект | | |
| 2025 | 32 | Ввод из бездействия |
| 2026 | 32 | Перевод под нагнетание |
| 2027 | 47 | Бурение добывающей скважины с проведением ГРП |
| 2030 | 45 | Бурение добывающей скважины с проведением ГРП |
| II объект | | |
| 2025 | 43 | Ввод из бездействия |
| 2025 | 34 | Ввод из бездействия |
| 2025 | 48 | Бурение добывающей скважины с проведением ГРП |
| 2026 | 43 | Перевод под нагнетание |
| 2029 | 27D | Бурение добывающей скважины с проведением ГРП |
| 2031 | 50 | Бурение добывающей скважины с проведением ГРП |
| 2032 | 27D | Перевод под нагнетание |
| III объект | | |
| 2028 | 49 | Бурение добывающей скважины с проведением ГРП |
| 2030 | 43 | Приобщение интервалов горизонта IV с компоновкой ОРЗ по скважине №43. |
| 2032 | 14D | Бурение добывающей скважины с проведением ГРП |

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В качестве основного метода воздействия эксплуатационных объектов предлагается

метод поддержания пластового давления закачкой воды.

Для обеспечения системы поддержания пластового давления необходимым объемом воды для закачки, на месторождении планируется бурение 2 водозаборных скважин на водоносные горизонты.

Подробные характеристики состава вод и требования к системе ППД приводятся в разделе 6.5.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

В настоящем отчете для прогнозирования технологических показателей разработки эксплуатационных объектов использованы статистические методы. Статистический подход к исследованию нефтеотдачи с целью прогнозирования технологических показателей разработки месторождений, находящихся на разных стадиях освоения, широко используется в странах СНГ и за рубежом. Данный метод прогноза технологических показателей от гидродинамических отличаются простотой и конструктивностью, что позволяет оперативно выполнять с их помощью оценку объектов по мере накопления информации и уточнять геолого-физические параметры.

Для расчета дебита нефти проектных добывающих скважин 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, по следующей формуле:

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S} \quad (3.4.1)$$

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, оптимальной депрессии и других параметров взяты по результатам ГДИС рассчитываемой скважины или, при отсутствии исследований,

по соседним скважинам. При отсутствии необходимых параметров по соседним скважинам для расчета использовались средние значения по объектам.

Физико-химические свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти.

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

Общие положения

В настоящем разделе приводится описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части экономических расчетов, проводимых в рамках выбора рентабельного варианта разработки месторождения Лактыбай, а также определения максимальных выгод для недропользователя и Республики Казахстан.

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся вводом скважин из бурения, уровнями добычи УВ, объемом закачиваемых рабочих агентов.

Варианты систем разработки подверглись экономической оценке в целом по месторождению за весь период расчета.

Экономические показатели вариантов разработки определены в строгом соответствии с проектируемыми по вариантам уровнями технологических показателей.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемым вариантам технико-экономических показателей.

В процессе экономической оценки выявлен наиболее рациональный вариант разработки месторождения, отвечающий критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды.

В расчетах отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации вариантов. Определена сумма как расходов, связанных с обычной деятельностью предприятия (эксплуатационные затраты), валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Доходная часть

Нормативы реализации УВ

В основу экономических показателей вариантов разработки заложены прогнозные цены на нефть, основываясь на базовых условиях проекта, как показано в таблице 3.6.1. Цены на нефть в течение всего срока разработки изменяются с учетом эскалации 2,5% с 2030г.

Недропользователь предоставляет скидку на стоимость товарной нефти при реализации на экспорт.

Транспорт продукции

Транспортные расходы, приведенные в таблице 3.6.1, по реализации товарной продукции, учитываются при определенных принятых допущениях и включают в себя:

- транспортировку;
- терминал;
- прием, хранение и отгрузку продукта реализации;
- оформление документов.

Таблица 3.6.1 - Маркетинговые показатели

| Наименование показателей | Ед. изм. | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|-------------------------------------|----------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Обменный курс доллара | тг/долл | 540 | 560 | 560 | 560 | 560 |
| Реализация по направлениям | | | | | | |
| Экспорт | % | 36% | 45% | 45% | 46% | 49% |
| Внутренний рынок | % | 64% | 55% | 55% | 54% | 51% |
| Транспортные тарифы по направлениям | | | | | | |
| Экспорт | тг/тонн | 19018,3 8 | 18516,5 3 | 18991,7 6 | 18991,7 6 | 18991,7 6 |
| Внутренний рынок | тг/тонн | 6993,32 | 8184,95 | 8184,95 | 8184,95 | 8184,95 |
| Цены по направлениям | | | | | | |
| Экспорт с учетом скидки | тг/тонн | 221 616 | 213 696 | 217 728 | 217 728 | 217 728 |
| Внутренний рынок | тг/тонн | 55 682 | 49 848 | 50 094 | 51 326 | 53 728 |

Расходная часть

Капитальные вложения

Капитальные вложения включают в себя:

- Бурение скважин;
- Обустройство скважин;
- Обустройство месторождения;
- НИОКР.

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат. Эксплуатационные затраты рассчитаны в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти.

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на материалы;
- затраты на электроэнергию;
- обучение персонала;
- услуги сторонних организаций производственного характера;

- затраты на страхование;
- амортизационные отчисления.

Оплата труда персонала рассчитана исходя из численности персонала, рассчитанной по нормативам для предприятий нефтяной и газовой промышленности и среднемесячной заработной платы.

При расчете услуг сторонних организаций производственного и не производственного характера исходили из удельных затрат на тонну добываемой нефти и удельных затрат на одну скважину.

При оценке амортизационных отчислений использованы различные методы начисления амортизации: производственный и прямолинейный. При производственном методе амортизация рассчитывается в зависимости от извлекаемых запасов и годовой добычи углеводородов, в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему.

Также используется прямолинейный метод начисления амортизации, который предусматривает расчет отчислений на реновацию, исходя из среднего срока службы основных фондов.

При расчете капитальных и эксплуатационных затрат использовалась инфляция с 2026 г. по 2029г.- 4%, далее 2.5%.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.6.2.

Таблица 3.6.2 - Технико-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат

| Наименование показателей | Ед.изм. | Значения |
|--|---------------|-------------|
| Стоимость суток проката полнокомплектных УЭЦН | тыс.тг/год | 32 813,50 |
| Прочие расходы по реализации | тыс.тг/год | 25429,68 |
| Расходы по реализации | тг/тн.экспорт | 92,50 |
| Консультационные услуги | тыс.тг/скв | 3208,5 |
| Командировочные | тыс.тг/скв | 182,2 |
| Расходы по охране окружающей среды | тыс.тг/скв | 3440,1 |
| Прочие расходы в составе себестоимости | тыс.тг/скв | 4091,9 |
| Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств | тыс.тг/скв | 11232,1 |
| Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ | тыс.тг/скв | 35,7 |
| Работы и услуги производственного характера | тыс.тг/скв | 8264,5 |
| Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям | % | 1 |
| Расходы на социальную сферу | тыс.тг/скв | 8236,20 |
| Расходы по аренде основных средств и НМА | тыс.тг/скв | 17514,6 |
| Расходы на охрану объектов | тыс.тг/скв | 58192,4 |
| Страхование | тыс.тг/скв | 3922,7 |
| Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ) | тыс.тг/скв | 6195,5 |
| Энергия | тыс.тг/т.н | 135,1 |
| ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника ОПП в месяц | тг | 754 547,91 |
| Обучение персонала | % | 1 |
| ФОТ АУП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника АУП в месяц | тг | 1 755 033,7 |
| Общие и Административные расходы (только Актобе) | тыс.тг/скв | 24130,22 |
| Фискальный режим (Налоги и Платежи) | | |

| Наименование показателей | Ед.изм. | Значения |
|---|--------------|-------------|
| Плата за пользование земельными участками | тыс.тг/в год | 23,79 |
| Налоговые платежи за эмиссий в ОС | тыс.тг/в год | 8618 |
| Капитальные вложения | | |
| Средняя стоимость бурения вертикальной скважины | тыс.тг | 4 220 403,5 |
| Средняя стоимость бурения горизонтальной скважины | тыс.тг | 5 486 525,5 |
| Стоимость наземного оборудования скв 48 | тыс.тг | 179 736,67 |
| Средняя стоимость наземного оборудования | тыс.тг | 121 344,0 |
| Разработка РП - Обустройство добывающей скважины | тыс.тг | 9 991,2 |
| ГРП на добывающей/нагнетательной скважин | тыс.тг | 70720 |
| Ввод из бездействия добывающих | тыс.тг | 30638 |
| НИОКР | % | 1 |

Налоги и прочие платежи

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контракту на недропользование. Согласно контракту, на недропользование ТОО «Казахтуркмунай» платит в течение всего срока действия договора, следующие виды налогов и сборов:

- Налог на добычу полезных ископаемых по ставкам, согласно шкале (таблица 3.6.3);
- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.6.4)
- Экспортную таможенную пошлина, согласно шкале (таблица 3.6.5)
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%.
- Налог на сверхприбыль, согласно шкале (таблица 3.6.6).
- Социальный налог по ставке -11%.
- Социальные отчисления – 5%.

Сумма социального налога, подлежащая уплате в бюджет, определяется как разница между исчисленным социальным налогом и суммой социальных отчислений, исчисленных в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об обязательном социальном страховании» (статья 486, п.3). Таким образом расчет социальных отчисления упраздняется.

- ОСМС – 3%.
- Налог на имущество по ставке 1,5%.

Таблица 3.6.3 - Ставки налога на добычу

| № п/п | Объем годовой добычи | Ставки для реализации на внешний рынок, % | Ставки для реализации на внутренний рынок, % |
|-------|--------------------------------|---|--|
| 1. | до 250 000 тонн включительно | 5 | 2,5 |
| 2. | до 500 000 тонн включительно | 7 | 3,5 |
| 3. | до 1 000 000 тонн включительно | 8 | 4 |
| 4. | до 2 000 000 тонн включительно | 9 | 4,5 |
| 5. | до 3 000 000 тонн включительно | 10 | 5 |
| 6. | до 4 000 000 тонн включительно | 11 | 5,5 |
| 7. | до 5 000 000 тонн включительно | 12 | 6 |

| | | | |
|-----|---------------------------------|----|-----|
| 8. | до 7 000 000 тонн включительно | 13 | 6,5 |
| 9. | до 10 000 000 тонн включительно | 15 | 7,5 |
| 10. | свыше 10 000 000 тонн | 18 | 9 |

Таблица 3.6.4 - Ставки рентного налога на экспорт

| № п/п | Мировая цена | Ставка, % |
|-------|---|-----------|
| 1. | До 20 долларов США за баррель включительно | 0 |
| 2. | До 30 долларов США за баррель включительно | 0 |
| 3. | До 40 долларов США за баррель включительно | 0 |
| 4. | До 50 долларов США за баррель включительно | 7 |
| 5. | До 60 долларов США за баррель включительно | 11 |
| 6. | До 70 долларов США за баррель включительно | 14 |
| 7. | До 80 долларов США за баррель включительно | 16 |
| 8. | До 90 долларов США за баррель включительно | 17 |
| 9. | До 100 долларов США за баррель включительно | 19 |
| 10. | До 110 долларов США за баррель включительно | 21 |
| 11. | До 120 долларов США за баррель включительно | 22 |
| 12. | До 130 долларов США за баррель включительно | 23 |
| 13. | До 140 долларов США за баррель включительно | 25 |
| 14. | До 150 долларов США за баррель включительно | 26 |
| 15. | До 160 долларов США за баррель включительно | 27 |
| 16. | До 170 долларов США за баррель включительно | 29 |
| 17. | До 180 долларов США за баррель включительно | 30 |
| 18. | До 190 долларов США за баррель включительно | 32 |
| 19. | До 200 долларов США за баррель и выше | 32 |

Таблица 3.6.5 - Шкала экспортной таможенной пошлины

| № п/п | Мировая цена | \$/тонну |
|-------|---|----------|
| 1. | До 25 долларов США за баррель включительно | 0 |
| 2. | До 30 долларов США за баррель включительно | 10 |
| 3. | До 35 долларов США за баррель включительно | 20 |
| 4. | До 40 долларов США за баррель включительно | 35 |
| 5. | До 45 долларов США за баррель включительно | 40 |
| 6. | До 50 долларов США за баррель включительно | 45 |
| 7. | До 55 долларов США за баррель включительно | 50 |
| 8. | До 60 долларов США за баррель включительно | 55 |
| 9. | До 65 долларов США за баррель включительно | 60 |
| 10. | До 70 долларов США за баррель включительно | 65 |
| 11. | До 75 долларов США за баррель включительно | 70 |
| 12. | До 80 долларов США за баррель включительно | 75 |
| 13. | До 85 долларов США за баррель включительно | 80 |
| 14. | До 90 долларов США за баррель включительно | 85 |
| 15. | До 95 долларов США за баррель включительно | 90 |
| 16. | До 100 долларов США за баррель включительно | 95 |
| 17. | До 105 долларов США за баррель включительно | 100 |
| 18. | До 115 долларов США за баррель включительно | 115 |
| 19. | До 125 долларов США за баррель включительно | 130 |
| 20. | До 135 долларов США за баррель включительно | 145 |
| 21. | До 145 долларов США за баррель включительно | 160 |
| 22. | До 155 долларов США за баррель включительно | 176 |
| 23. | До 165 долларов США за баррель включительно | 191 |
| 24. | До 175 долларов США за баррель включительно | 206 |
| 25. | До 185 долларов США за баррель включительно | 221 |
| 26. | От 185 долларов США за баррель и выше | 236 |

Таблица 3.6.6 - Ставки налога на сверхприбыль

| № уровня | Шкала распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль, процент от суммы вычетов | Процент для расчета предельной суммы распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль | Ставка, % |
|----------|--|---|-----------|
| 1 | меньшее или равное 25 процентам | 25 | - |
| 2 | от 25 процентов до 30 процентов включительно | 5 | 10 |
| 3 | от 30 процентов до 40 процентов включительно | 10 | 20 |
| 4 | от 40 процентов до 50 процентов включительно | 10 | 30 |
| 5 | от 50 процентов до 60 процентов включительно | 10 | 40 |
| 6 | от 60 процентов до 70 процентов включительно | 10 | 50 |
| 7 | свыше 70 процентов | в соответствии с подпунктом 2) пункта 2 статьи 761 Налогового Кодекса | 60 |

Ставка дисконтирования

Для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС) введена ставка дисконтирования в размере 10,85%

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Согласно основным положениям вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей по месторождению в 2-х вариантах.

В качестве рекомендуемого варианта предлагается к реализации II вариант разработки, в процессе реализации которого достигается максимально длительный период экономической рентабельности разработки и экономических показателей доходности.

При реализации рекомендуемого II варианта разработки экономически рентабельный период разработки месторождения длится до 2041г. За период разработки проектный уровень добычи нефти в целом по месторождению приходится на 2031г и составляет 114,2 тыс.т. Накопленная добыча нефти по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2041г) составит 2843,6 тыс.т, что соответствует значению КИН в целом по месторождению 0,273 доли ед.

Прогнозные технологические показатели разработки в целом по месторождению и эксплуатационным объектам согласно рекомендуемому II варианту представлены в таблицах 4.1.1-4.1.8.

Таблица 4.1.1 - Характеристика фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)

| Годы | Ввод скважин из бурения, ед. | | | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Ввод добывающих скважин из прочих категорий, 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 | |
| 2025 | 1 | 1 | 0 | 9 | 3 | 62,2 | 0 | 2 | 2 | 0 | 6 | 3 | 0 | 46,6 | 47,5 | 0,0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 9 | 0 | 62,2 | 2 | 1 | 1 | 0 | 5 | 4 | 2 | 44,2 | 46,7 | 73,4 |
| 2027 | 1 | 1 | 0 | 10 | 0 | 67,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 5 | 2 | 39,6 | 43,1 | 66,6 |
| 2028 | 1 | 1 | 0 | 11 | 0 | 71,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 7 | 2 | 37,0 | 41,1 | 84,9 |
| 2029 | 1 | 1 | 0 | 12 | 0 | 75,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 35,7 | 39,8 | 89,5 |
| 2030 | 1 | 1 | 0 | 13 | 0 | 80,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 2 | 33,9 | 38,2 | 122,4 |
| 2031 | 1 | 1 | 0 | 14 | 0 | 84,8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 2 | 31,5 | 35,9 | 138,0 |
| 2032 | 1 | 1 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 10 | 10 | 3 | 29,9 | 34,5 | 145,7 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 27,3 | 31,9 | 138,9 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 23,3 | 28,1 | 128,0 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 9 | 9 | 3 | 19,9 | 24,7 | 121,9 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 3 | 17,1 | 22,0 | 113,2 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 7 | 7 | 3 | 15,0 | 20,1 | 102,2 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 6 | 6 | 3 | 13,9 | 19,7 | 93,9 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 3 | 13,0 | 19,6 | 87,9 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 5 | 5 | 3 | 11,3 | 17,8 | 78,9 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 3 | 9,8 | 16,3 | 71,2 |

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)

| 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 | | Добыча газа, млн.м³ | | ГФ, м³/т |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|---------|------------------------------------|---------|----------------------------|---------------------------------------|-------------|---------------------|-------------|----------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех.сп. | всего | мех.сп. | | годовая | накопленная | годовая | накопленная | |
| 2025 | 74,5 | 3,2 | 8,8 | 1575,3 | 67,1 | 0,151 | 76,0 | 24,3 | 1577,2 | 24,3 | 1,9 | 0,0 | 0,0 | 16,773 | 162,352 | 225,1 |
| 2026 | 90,8 | 3,9 | 11,8 | 1666,1 | 71,0 | 0,160 | 95,9 | 80,9 | 1673,1 | 105,1 | 5,4 | 6,6 | 6,6 | 20,475 | 182,826 | 225,6 |
| 2027 | 83,6 | 3,6 | 12,3 | 1749,7 | 74,6 | 0,168 | 91,0 | 78,1 | 1764,1 | 183,2 | 8,1 | 46,2 | 52,8 | 18,212 | 201,038 | 217,8 |
| 2028 | 94,7 | 4,0 | 15,9 | 1844,4 | 78,6 | 0,177 | 105,0 | 105,0 | 1869,1 | 288,2 | 9,8 | 58,9 | 111,7 | 20,082 | 221,121 | 212,1 |
| 2029 | 104,3 | 4,4 | 20,8 | 1948,7 | 83,0 | 0,187 | 116,2 | 116,2 | 1985,3 | 404,4 | 10,2 | 62,1 | 173,7 | 23,299 | 244,420 | 223,3 |
| 2030 | 112,7 | 4,8 | 28,3 | 2061,4 | 87,8 | 0,198 | 126,8 | 126,8 | 2112,1 | 531,2 | 11,1 | 105,0 | 278,7 | 24,725 | 269,145 | 219,3 |
| 2031 | 114,2 | 4,9 | 40,0 | 2175,7 | 92,7 | 0,209 | 130,5 | 130,5 | 2242,6 | 661,6 | 12,4 | 143,6 | 422,3 | 25,236 | 294,381 | 220,9 |
| 2032 | 111,5 | 4,7 | 65,1 | 2287,1 | 97,4 | 0,219 | 128,3 | 128,3 | 2370,9 | 789,9 | 13,1 | 175,5 | 597,8 | 25,648 | 320,029 | 230,1 |
| 2033 | 107,0 | 4,6 | 100,0 | 2394,1 | 102,0 | 0,230 | 125,2 | 125,2 | 2496,1 | 915,2 | 14,6 | 192,7 | 790,5 | 25,555 | 345,584 | 238,8 |
| 2034 | 91,6 | 3,9 | 100,0 | 2485,7 | 105,9 | 0,238 | 110,3 | 110,3 | 2606,4 | 1025,4 | 16,9 | 177,5 | 968,0 | 22,202 | 367,787 | 242,4 |
| 2035 | 77,9 | 3,3 | 100,0 | 2563,7 | 109,2 | 0,246 | 96,8 | 96,8 | 2703,1 | 1122,2 | 19,5 | 169,1 | 1137,1 | 19,163 | 386,949 | 245,9 |
| 2036 | 67,3 | 2,9 | 100,0 | 2630,9 | 112,1 | 0,252 | 86,5 | 86,5 | 2789,6 | 1208,7 | 22,2 | 157,1 | 1294,1 | 16,771 | 403,720 | 249,3 |
| 2037 | 56,2 | 2,4 | 100,0 | 2687,1 | 114,5 | 0,258 | 75,3 | 75,3 | 2864,9 | 1284,0 | 25,4 | 141,8 | 1435,9 | 14,092 | 417,812 | 250,9 |
| 2038 | 47,1 | 2,0 | 100,0 | 2734,2 | 116,5 | 0,262 | 66,5 | 66,5 | 2931,5 | 1350,5 | 29,2 | 130,2 | 1566,1 | 11,738 | 429,550 | 249,2 |
| 2039 | 41,8 | 1,8 | 100,0 | 2776,0 | 118,3 | 0,266 | 62,9 | 62,9 | 2994,4 | 1413,4 | 33,5 | 121,9 | 1688,0 | 10,415 | 439,965 | 248,9 |
| 2040 | 36,2 | 1,5 | 100,0 | 2812,2 | 119,8 | 0,270 | 57,3 | 57,3 | 3051,7 | 1470,8 | 36,8 | 109,4 | 1797,5 | 9,005 | 448,970 | 248,8 |
| 2041 | 31,4 | 1,3 | 100,0 | 2843,6 | 121,2 | 0,273 | 52,5 | 52,5 | 3104,2 | 1523,2 | 40,2 | 98,7 | 1896,2 | 7,803 | 456,773 | 248,6 |

Таблица 4.1.3 - Характеристика фонда скважин I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

| Годы | Ввод скважин из бурения, ед. | | | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Ввод добывающих скважин из прочих категорий, 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 | | | | | добывающих | нагнетательных | всего | механизированных | | нефти | жидкости | |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 10,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 19,8 | 19,8 | 0,0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 10,0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 33,9 | 34,1 | 50,2 |
| 2027 | 1 | 1 | 0 | 3 | 0 | 15,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 43,5 | 45,8 | 47,3 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 15,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 37,8 | 41,1 | 73,7 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 15,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 31,4 | 35,6 | 67,5 |
| 2030 | 1 | 1 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 31,1 | 34,7 | 86,7 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 27,0 | 30,4 | 87,9 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 22,1 | 25,8 | 83,5 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 18,1 | 22,1 | 74,9 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 15,0 | 19,2 | 71,2 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 1 | 0 | 2 | 2 | 1 | 12,4 | 16,9 | 67,8 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 10,4 | 15,0 | 64,9 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 8,7 | 13,6 | 62,4 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 7,4 | 12,4 | 62,5 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 6,3 | 11,5 | 58,8 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 5,4 | 10,8 | 54,1 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 4,6 | 10,2 | 50,3 |

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

| 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, % | Накопленная компенсация отборов закачкой, % | Добыча газа, млн.м³ | |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|---------|------------------------------------|---------|----------------------------|---------------------------------------|-------------|---------------------------------|---|---------------------|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех.сп. | всего | мех.сп. | | годовая | накопленная | | | годовая | накопленная |
| 2025 | 7,5 | 1,8 | 3,4 | 203,9 | 48,7 | 0,153 | 7,5 | 7,5 | 204,0 | 7,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,844 | 13,572 |
| 2026 | 10,7 | 2,5 | 5,0 | 214,5 | 51,2 | 0,161 | 10,7 | 10,7 | 214,8 | 18,3 | 0,6 | 2,3 | 2,3 | 15,0 | 0,7 | 1,194 | 14,767 |
| 2027 | 16,1 | 3,8 | 7,9 | 230,7 | 55,1 | 0,173 | 16,9 | 16,9 | 231,7 | 35,2 | 4,8 | 16,4 | 18,7 | 70,0 | 5,7 | 1,805 | 16,571 |
| 2028 | 24,5 | 5,8 | 13,0 | 255,1 | 60,9 | 0,192 | 26,6 | 26,6 | 258,3 | 61,8 | 8,1 | 25,5 | 44,2 | 70,0 | 12,2 | 2,742 | 19,313 |
| 2029 | 20,4 | 4,9 | 12,4 | 275,5 | 65,8 | 0,207 | 23,1 | 23,1 | 281,4 | 84,9 | 11,7 | 23,4 | 67,6 | 75,0 | 17,2 | 2,281 | 21,595 |
| 2030 | 26,4 | 6,3 | 18,4 | 301,9 | 72,1 | 0,227 | 29,5 | 29,5 | 310,9 | 114,4 | 10,4 | 30,1 | 97,7 | 75,0 | 22,5 | 2,959 | 24,554 |
| 2031 | 26,6 | 6,4 | 22,7 | 328,5 | 78,4 | 0,247 | 30,0 | 30,0 | 340,9 | 144,4 | 11,3 | 30,5 | 128,2 | 75,0 | 27,0 | 2,980 | 27,534 |
| 2032 | 21,7 | 5,2 | 24,0 | 350,3 | 83,6 | 0,263 | 25,4 | 25,4 | 366,3 | 169,8 | 14,5 | 29,0 | 157,2 | 85,0 | 30,9 | 2,435 | 29,969 |
| 2033 | 17,9 | 4,3 | 26,0 | 368,1 | 87,9 | 0,277 | 21,8 | 21,8 | 388,1 | 191,6 | 18,0 | 26,0 | 183,1 | 90,0 | 34,1 | 1,999 | 31,968 |
| 2034 | 14,7 | 3,5 | 29,0 | 382,9 | 91,4 | 0,288 | 18,9 | 18,9 | 407,0 | 210,5 | 22,1 | 24,7 | 207,8 | 100,0 | 37,0 | 1,651 | 33,619 |
| 2035 | 12,2 | 2,9 | 33,9 | 395,1 | 94,3 | 0,297 | 16,6 | 16,6 | 423,6 | 227,1 | 26,4 | 23,5 | 231,3 | 110,0 | 39,7 | 1,370 | 34,989 |
| 2036 | 10,2 | 2,4 | 42,8 | 405,3 | 96,7 | 0,305 | 14,8 | 14,8 | 438,5 | 242,0 | 31,1 | 22,5 | 253,8 | 120,0 | 42,2 | 1,144 | 36,133 |
| 2037 | 8,6 | 2,0 | 62,7 | 413,9 | 98,8 | 0,311 | 13,4 | 13,4 | 451,8 | 255,4 | 35,9 | 21,6 | 275,4 | 130,0 | 44,5 | 0,961 | 37,095 |
| 2038 | 7,3 | 1,7 | 100,0 | 421,2 | 100,5 | 0,317 | 12,3 | 12,3 | 464,1 | 267,6 | 40,9 | 21,7 | 297,1 | 145,0 | 46,9 | 0,812 | 37,907 |
| 2039 | 6,2 | 1,5 | 100,0 | 427,3 | 102,0 | 0,321 | 11,4 | 11,4 | 475,5 | 279,0 | 45,7 | 20,4 | 317,5 | 150,0 | 49,1 | 0,691 | 38,597 |
| 2040 | 5,3 | 1,3 | 100,0 | 432,6 | 103,2 | 0,325 | 10,6 | 10,6 | 486,1 | 289,6 | 50,5 | 18,8 | 336,3 | 150,0 | 51,0 | 0,591 | 39,188 |
| 2041 | 4,5 | 1,1 | 100,0 | 437,1 | 104,3 | 0,329 | 10,1 | 10,1 | 496,2 | 299,7 | 55,0 | 17,4 | 353,7 | 150,0 | 52,7 | 0,508 | 39,696 |

Таблица 4.1.5 - Характеристика фонда скважин II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

| Годы | Ввод скважин из бурения, ед. | | | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Ввод добывающих скважин из прочих категорий, 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 | | | | | добывающих | нагнетательных | всего | механизированных | | нефти | жидкости | |
| 2025 | 1 | 1 | 0 | 4 | 2 | 30,7 | 0 | 2 | 0 | 2 | 1 | 0 | 61,0 | 63,7 | 0,0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 30,7 | 1 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 47,9 | 52,7 | 96,5 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 30,7 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 39,6 | 45,9 | 85,9 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 30,7 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 34,2 | 41,9 | 96,1 |
| 2029 | 1 | 1 | 0 | 5 | 0 | 34,9 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 34,4 | 42,0 | 111,4 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 34,9 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 33,6 | 41,3 | 127,4 |
| 2031 | 1 | 1 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 32,5 | 39,8 | 138,0 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 1 | 1 | 0 | 3 | 3 | 2 | 32,1 | 39,5 | 123,8 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 2 | 29,2 | 37,0 | 108,7 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 2 | 25,6 | 33,3 | 107,8 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 2 | 22,0 | 29,6 | 113,5 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 2 | 19,6 | 27,0 | 111,2 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 1 | 0 | 2 | 2 | 2 | 17,0 | 24,2 | 106,3 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 2 | 17,0 | 25,3 | 102,0 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 18,1 | 28,8 | 99,1 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 | 15,9 | 26,4 | 89,6 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 13,9 | 24,3 | 81,2 |

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

| 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, % | Накопленная компенсация отборов закачкой, % | Добыча газа, млн.м³ | |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|---------|------------------------------------|---------|----------------------------|---------------------------------------|-------------|---------------------------------|---|---------------------|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех.сп. | всего | мех.сп. | | годовая | накопленная | | | годовая | накопленная |
| 2025 | 32,0 | 2,1 | 8,7 | 1155,0 | 77,4 | 0,244 | 33,5 | 16,7 | 1156,8 | 16,7 | 4,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,684 | 118,304 |
| 2026 | 50,0 | 3,4 | 14,8 | 1205,1 | 80,7 | 0,254 | 55,1 | 55,1 | 1211,9 | 71,8 | 9,2 | 4,3 | 4,3 | 5,0 | 0,2 | 12,004 | 130,308 |
| 2027 | 41,6 | 2,8 | 14,5 | 1246,7 | 83,5 | 0,263 | 48,2 | 48,2 | 1260,1 | 120,0 | 13,6 | 29,8 | 34,1 | 40,0 | 1,7 | 9,986 | 140,294 |
| 2028 | 35,9 | 2,4 | 14,6 | 1282,6 | 85,9 | 0,270 | 44,0 | 44,0 | 1304,1 | 164,0 | 18,4 | 33,3 | 67,5 | 50,0 | 3,2 | 8,619 | 148,913 |
| 2029 | 41,8 | 2,8 | 19,9 | 1324,4 | 88,7 | 0,279 | 51,0 | 51,0 | 1355,1 | 215,0 | 18,1 | 38,6 | 106,1 | 50,0 | 4,8 | 10,026 | 158,939 |
| 2030 | 47,6 | 3,2 | 28,2 | 1371,9 | 91,9 | 0,289 | 58,4 | 58,4 | 1413,5 | 273,4 | 18,6 | 44,2 | 150,3 | 50,0 | 6,6 | 11,418 | 170,357 |
| 2031 | 51,7 | 3,5 | 42,7 | 1423,6 | 95,4 | 0,300 | 63,2 | 63,2 | 1476,7 | 336,7 | 18,3 | 47,9 | 198,1 | 50,0 | 8,3 | 12,400 | 182,757 |
| 2032 | 48,6 | 3,3 | 70,0 | 1472,2 | 98,6 | 0,310 | 59,8 | 59,8 | 1536,6 | 396,5 | 18,8 | 63,3 | 261,4 | 70,0 | 10,6 | 11,663 | 194,420 |
| 2033 | 44,2 | 3,0 | 100,0 | 1516,4 | 101,6 | 0,320 | 56,1 | 56,1 | 1592,6 | 452,5 | 21,2 | 75,4 | 336,8 | 90,0 | 13,2 | 10,607 | 205,028 |
| 2034 | 38,8 | 2,6 | 100,0 | 1555,2 | 104,2 | 0,328 | 50,5 | 50,5 | 1643,1 | 503,0 | 23,2 | 74,7 | 411,5 | 100,0 | 15,6 | 9,309 | 214,337 |
| 2035 | 33,4 | 2,2 | 100,0 | 1588,6 | 106,4 | 0,335 | 44,8 | 44,8 | 1687,9 | 547,8 | 25,4 | 78,7 | 490,3 | 120,0 | 18,2 | 8,016 | 222,353 |
| 2036 | 29,6 | 2,0 | 100,0 | 1618,2 | 108,4 | 0,341 | 40,9 | 40,9 | 1728,9 | 588,8 | 27,6 | 77,1 | 567,4 | 130,0 | 20,6 | 7,111 | 229,464 |
| 2037 | 25,8 | 1,7 | 100,0 | 1644,0 | 110,1 | 0,347 | 36,7 | 36,7 | 1765,6 | 625,5 | 29,8 | 73,7 | 641,1 | 140,0 | 22,8 | 6,187 | 235,651 |
| 2038 | 22,4 | 1,5 | 100,0 | 1666,4 | 111,6 | 0,351 | 33,3 | 33,3 | 1798,9 | 658,8 | 32,7 | 70,7 | 711,8 | 150,0 | 24,9 | 5,387 | 241,038 |
| 2039 | 20,8 | 1,4 | 100,0 | 1687,3 | 113,0 | 0,356 | 33,1 | 33,1 | 1832,0 | 691,9 | 37,1 | 68,7 | 780,6 | 150,0 | 26,9 | 5,001 | 246,039 |
| 2040 | 18,2 | 1,2 | 100,0 | 1705,5 | 114,2 | 0,360 | 30,3 | 30,3 | 1862,4 | 722,3 | 39,9 | 62,1 | 842,7 | 150,0 | 28,6 | 4,380 | 250,419 |
| 2041 | 16,0 | 1,1 | 100,0 | 1721,5 | 115,3 | 0,363 | 27,9 | 27,9 | 1890,3 | 750,2 | 42,6 | 56,3 | 898,9 | 150,0 | 30,1 | 3,840 | 254,260 |

Таблица 4.1.7 - Характеристика фонда скважин III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

| 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. | Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, 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 | | | | | | добывающих | нагнетательных | всего | механизированных | | нефти | жидкости | |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 50,4 | 50,4 | 0,0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 0 | 43,4 | 43,4 | 0,0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 0 | 37,3 | 37,3 | 0,0 |
| 2028 | 1 | 1 | 0 | 4 | 0 | 25,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 0 | 40,0 | 40,0 | 0,0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 25,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 0 | 39,8 | 39,8 | 0,0 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 25,7 | 0 | 1 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 36,6 | 36,7 | 187,1 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 25,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 34,0 | 35,2 | 188,1 |
| 2032 | 1 | 1 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 33,6 | 35,2 | 240,2 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 31,6 | 33,3 | 263,4 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 26,7 | 28,7 | 225,1 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 22,7 | 24,8 | 192,8 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 19,3 | 21,6 | 165,6 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 1 | 0 | 3 | 3 | 1 | 17,6 | 20,3 | 133,9 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 16,2 | 19,4 | 109,0 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 13,8 | 17,1 | 94,6 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 11,8 | 15,2 | 82,4 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 10,1 | 13,5 | 72,0 |

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

| 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, % | Накопленная компенсация отборов закачкой, % | Добыча газа, млн.м³ | |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|-------------|------------------------------------|-------------|----------------------------|---------------------------------------|-------------|---------------------------------|---|---------------------|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мехспособом | всего | мехспособом | | годовая | накопленная | | | годовая | накопленная |
| 2025 | 35,0 | 8,0 | 13,8 | 216,4 | 49,7 | 0,050 | 35,0 | 0,0 | 216,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,245 | 30,475 |
| 2026 | 30,1 | 6,9 | 13,8 | 246,5 | 56,7 | 0,057 | 30,1 | 15,0 | 246,5 | 15,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,277 | 37,752 |
| 2027 | 25,9 | 6,0 | 13,7 | 272,4 | 62,6 | 0,063 | 25,9 | 13,0 | 272,4 | 28,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,421 | 44,173 |
| 2028 | 34,3 | 7,9 | 21,1 | 306,7 | 70,5 | 0,070 | 34,3 | 34,3 | 306,7 | 62,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,721 | 52,894 |
| 2029 | 42,2 | 9,7 | 32,9 | 348,9 | 80,2 | 0,080 | 42,2 | 42,2 | 348,9 | 104,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 10,991 | 63,886 |
| 2030 | 38,7 | 8,9 | 45,0 | 387,6 | 89,1 | 0,089 | 38,9 | 38,9 | 387,7 | 143,3 | 0,3 | 30,7 | 30,7 | 40,0 | 4,0 | 10,348 | 74,234 |
| 2031 | 36,0 | 8,3 | 75,9 | 423,5 | 97,4 | 0,097 | 37,2 | 37,2 | 425,0 | 180,6 | 3,4 | 65,2 | 95,9 | 90,0 | 11,4 | 9,855 | 84,089 |
| 2032 | 41,1 | 9,5 | 100,0 | 464,7 | 106,8 | 0,107 | 43,1 | 43,1 | 468,0 | 223,6 | 4,5 | 83,3 | 179,2 | 100,0 | 19,4 | 11,551 | 95,640 |
| 2033 | 45,0 | 10,3 | 100,0 | 509,6 | 117,2 | 0,117 | 47,4 | 47,4 | 515,4 | 271,0 | 5,1 | 91,4 | 270,6 | 100,0 | 26,7 | 12,949 | 108,588 |
| 2034 | 38,1 | 8,8 | 100,0 | 547,7 | 125,9 | 0,126 | 40,9 | 40,9 | 556,3 | 311,9 | 6,8 | 78,0 | 348,6 | 100,0 | 31,9 | 11,243 | 119,831 |
| 2035 | 32,3 | 7,4 | 100,0 | 580,0 | 133,3 | 0,133 | 35,3 | 35,3 | 591,6 | 347,2 | 8,7 | 66,9 | 415,5 | 100,0 | 35,8 | 9,776 | 129,607 |
| 2036 | 27,4 | 6,3 | 100,0 | 607,4 | 139,6 | 0,140 | 30,7 | 30,7 | 622,3 | 377,9 | 10,6 | 57,4 | 472,9 | 100,0 | 38,8 | 8,515 | 138,122 |
| 2037 | 21,8 | 5,0 | 100,0 | 629,2 | 144,6 | 0,145 | 25,2 | 25,2 | 647,5 | 403,1 | 13,5 | 46,4 | 519,4 | 100,0 | 41,1 | 6,944 | 145,066 |
| 2038 | 17,4 | 4,0 | 100,0 | 646,6 | 148,6 | 0,149 | 20,9 | 20,9 | 668,4 | 424,1 | 16,9 | 37,8 | 557,2 | 100,0 | 42,8 | 5,539 | 150,605 |
| 2039 | 14,8 | 3,4 | 100,0 | 661,5 | 152,1 | 0,152 | 18,4 | 18,4 | 686,9 | 442,5 | 19,5 | 32,8 | 590,0 | 100,0 | 44,2 | 4,723 | 155,328 |
| 2040 | 12,7 | 2,9 | 100,0 | 674,1 | 155,0 | 0,155 | 16,3 | 16,3 | 703,2 | 458,8 | 22,4 | 28,6 | 618,5 | 100,0 | 45,4 | 4,035 | 159,363 |
| 2041 | 10,9 | 2,5 | 100,0 | 685,0 | 157,5 | 0,157 | 14,5 | 14,5 | 717,7 | 473,4 | 25,3 | 25,0 | 643,5 | 100,0 | 46,4 | 3,454 | 162,817 |

Таблица 4.1.9 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения

| №№ | Наименование | Объекты | | |
|----|---|---------|--------|--------|
| | | I | II | III |
| 1 | Плотность сетки доб.+нагнет. скв., га/скв | 76,3 | 211,7 | 104,9 |
| 2 | Проектный уровень добычи нефти, тыс.т/год | 26,6 | 51,7 | 45,0 |
| 3 | Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), % | 6,4 | 3,5 | 10,3 |
| 4 | Год выхода на проектный уровень | 2031 | 2031 | 2033 |
| 5 | Продолжительность проектного уровня, годы | 1 | 1 | 1 |
| 6 | Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т/год | 30,0 | 63,2 | 47,4 |
| 7 | Проектный уровень добычи попутного газа, млн. нм ³ /год | 2,980 | 12,400 | 12,949 |
| 8 | Проектный уровень закачки воды (раб. агентов), млн. м ³ /год | 30,5 | 78,7 | 91,4 |
| 9 | Фонд скважин за весь срок разработки, всего, ед. | 4 | 6 | 5 |
| 10 | в том числе: добывающих | 4 | 6 | 5 |
| 11 | нагнетательных | 1* | 2* | 1** |
| 12 | Фонд скважин для бурения, всего, ед. | 2 | 3 | 2 |
| 13 | в том числе: добывающих | 2 | 2 | 2 |
| 14 | нагнетательных | - | - | - |
| 15 | Накопленная добыча за проектный период, тыс.т: | | | |
| 16 | нефти | 240,8 | 598,5 | 503,6 |
| 17 | жидкости | 299,7 | 766,9 | 536,3 |
| 18 | Накопленная добыча с начала разработки, тыс.т: | | | |
| 19 | нефти | 437,1 | 1721,5 | 685,0 |
| 20 | жидкости | 496,2 | 1890,3 | 717,7 |
| 21 | Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед. | 0,329 | 0,363 | 0,157 |
| 22 | Средняя обводненность к концу разработки, % | 55,0 | 42,6 | 25,3 |

*добывающие скважины переводимые в нагнетательный фонд

** в т.ч. проектная скважина №43 с ОРЗ II и III объектов

Согласно ст.277, п.12, пп. 3 Кодекса «О недрах и недропользовании», устанавливается выполнение следующих показателей проектных документов:

- 1) плотность сетки эксплуатационных скважин;
- 2) соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;
- 3) коэффициент компенсации по залежам;
- 4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 5) отношение пластового давления к забойному давлению;
- 6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 7) объемы добычи углеводородов;
- 8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

При этом значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

В таблице 4.1.10 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей.

Таблица 4.1.10 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей

| №№ п/п | Параметры | Объекты | | |
|-----------|---|---|------------------------------|------------------------------|
| | | I | II | III |
| 1 | Плотность сетки скважин, га/скв | 152,5 на начало разбуривания | 423,4 на начало разбуривания | 262,4 на начало разбуривания |
| | | 76,3 на конец разбуривания | 211,7 на конец разбуривания | 104,9 на конец разбуривания |
| 2 | Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту | 3:1 | 5:2 | 4:1 |
| 3 | Коэффициент компенсации отборов, % | +/-10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, указанных в таблицах раздела 10.1 | | - |
| 4 | Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения | $R_{пл} > R_{нас}$ | | |
| 5 | Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа | $R_{заб} \geq R_{нас}$ | | |
| | | $\Delta P = R_{пл} - R_{заб}$ где минимальное $R_{заб} \geq R_{нас}$ | | |
| 6 | Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т | 112,0 | 240,0 | 320 |
| 7 | Объемы добычи углеводородов, тыс.т. | +/-10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 | | |
| 8 | Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м ³ | +/-10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 10.1 | | - |
| 9 | Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед. | В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 10.1 | | |

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

Расчет экономической эффективности проекта проводился на основе технико-технологических показателей добычи нефти и газа по трем представленным вариантам. В результате проведенных расчетов были определены выручка от реализации продукции, эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа, инвестиций в капитальное строительство, чистая прибыль недропользователя, а также налоги и отчисления в бюджет.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами по проекту.

При оценке экономической эффективности вариантов разработки в работе использовались основные и оценочные показатели. К основным показателям эффективности относятся:

- денежные потоки;
- дисконтированные денежные потоки (NPV);
- индекс доходности (PI);
- срок окупаемости проекта;
- рентабельный период.

К оценочным показателям относятся:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- доход государства - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Республики Казахстан.

Чистый денежный поток представляет собой разность между суммами поступлений и выплат денежных средств компании за определенный период времени. Чистый денежный поток или поток наличных денег используется для расчёта показателей экономической эффективности инвестиций, а также для анализа движения денежных средств.

В целях определения ценности проекта был рассчитан дисконтированный поток денежных средств, который является основным критерием оценки эффективности проекта. На основе денежного потока были рассчитаны внутренняя норма дохода и срок окупаемости проекта.

Дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта, отражающий ценность прошлых и будущих доходов с современных позиций.

Срок окупаемости инвестиций наступает при переходе дисконтированного потока денежной наличности в положительную величину. Чем меньше значение этого показателя,

тем эффективнее рассматриваемый проект.

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.

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5. Экономические показатели по альтернативному варианту приведены в табличных приложениях 4.2.1- 4.2.5.

Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 2)

| Наименование работ объектов и затрат | Ед.изм | Итого за рентабельный период | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 |
|---|---------------|------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство) | | | | | | | | | | | |
| Ввод из бурения добывающих скважин | тыс.тг | 29 542 824 | 4 220 403,48 | 0,00 | 4 220 403,48 | 4 220 403,48 | 4 220 403,48 | 4 220 403,48 | 4 220 403,48 | 4 220 403,48 | 0,00 |
| Ввод из бурения водозаборных скважин | тыс.тг | 60 632 | 0,00 | 60 632,12 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ГРП | тыс.тг | 495 040 | 70 720,00 | 0,00 | 70 720,00 | 70 720,00 | 70 720,00 | 70 720,00 | 70 720,00 | 70 720,00 | 0,00 |
| Перевод добывающих скважин под нагнетание | тыс.тг | 91 914 | 0,00 | 61 276,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 30 638,00 | 0,00 |
| ОРЗ | тыс.тг | 35 000 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 35 000,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Итого строительство скважин (подземное строительство) | тыс.тг | 30 225 410 | 4 291 123,48 | 121 908,12 | 4 291 123,48 | 4 291 123,48 | 4 291 123,48 | 4 326 123,48 | 4 291 123,48 | 4 321 761,48 | 0,00 |
| Итого с инфляцией | тыс.тг | 34 443 357 | 4 291 123,48 | 126 784,44 | 4 618 965,31 | 4 780 629,10 | 4 947 951,11 | 5 113 016,16 | 5 198 441,14 | 5 366 446,19 | 0,00 |
| НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО | | | | | | | | | | | |
| Обустройство промысла | | | | | | | | | | | |
| Обустройство скважины | тыс.тг | 907 801 | 179 736,67 | 0,00 | 121 344,00 | 121 344,00 | 121 344,00 | 121 344,00 | 121 344,00 | 121 344,00 | 0,00 |
| Система ППД на м/р Лактыбай+АН | тыс.тг | 1 413 300 | 0,00 | 1 413 299,60 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | 0,00 |
| Работы по реконструкции объектов на месторождении | тыс.тг | 39 587 | 24 086,90 | 15 500,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Услуги по контролю за строительными работами проводимых на объектах | тыс.тг | 67 825 | 7 825,02 | 15 000,00 | 15 000,00 | 15 000,00 | 15 000,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| НИР/ПИР | тыс.тг | 245 368 | 107 048,25 | 38 320,00 | 0,00 | 0,00 | 25 000,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 25 000,00 |
| Приобретение ОС | тыс.тг | 1 547 | 280,00 | 294,00 | 308,70 | 324,14 | 340,34 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| НИОКР | тыс.тг | 1 990 495 | 27 363,06 | 85 096,55 | 111 021,53 | 104 017,67 | 120 084,63 | 139 321,51 | 154 347,61 | 174 579,43 | 174 551,60 |
| Обустройство водонагнетательной скважины | тыс.тг | 291 226 | 0,00 | 194 150,40 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 97 075,20 | 0,00 |
| Обустройство водозаборной скважины | тыс.тг | 20 669 | 0,00 | 20 668,80 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ВСЕГО надземное строительство: | тыс.тг | 4 977 819 | 346 339,92 | 1 782 329,35 | 247 674,23 | 240 685,80 | 281 768,97 | 260 665,51 | 275 692,61 | 392 999,63 | 199 551,60 |
| Итого с инфляцией | тыс.тг | 5 778 098 | 346 339,92 | 1 853 622,53 | 266 596,54 | 268 141,80 | 324 898,39 | 308 078,80 | 333 985,22 | 487 998,09 | 253 983,24 |
| ВСЕГО | тыс.тг | 35 203 230 | 4 637 463,39 | 1 904 237,47 | 4 538 797,70 | 4 531 809,28 | 4 572 892,45 | 4 586 788,98 | 4 566 816,09 | 4 714 761,11 | 199 551,60 |
| Всего с учетом инфляции | тыс.тг | 40 221 455 | 4 637 463,39 | 1 980 406,97 | 4 885 561,85 | 5 048 770,89 | 5 272 849,51 | 5 421 094,96 | 5 532 426,36 | 5 854 444,28 | 253 983,24 |

Продолжение таблицы 4.2.1

| Наименование работ объектов и затрат | Ед.изм | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|---|--------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 1 | 2 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство) | | | | | | | | | |
| Ввод из бурения добывающих скважин | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Ввод из бурения водозаборных скважин | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ГРП | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Перевод добывающих скважин под нагнетание | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Вывод из бездействия добывающих скважин | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ОРЗ | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Итого строительство скважин (подземное строительство) | тыс.тг | 0,00 |
| Итого с инфляцией | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО | | | | | | | | | |
| Обустройство промысла | | | | | | | | | |
| Обустройство скважины | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Система ППД на м/р Лактыбай+АН | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Работы по реконструкции объектов на месторождении | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Услуги по контролю за строительными работами проводимых на объектах | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| НИР/ПИР | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 25 000,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 25 000,00 |
| Приобретение ОС | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| НИОКР | тыс.тг | 171 752,43 | 150 608,07 | 131 235,82 | 116 050,64 | 99 221,01 | 85 162,70 | 77 473,86 | 68 607,13 |
| Обустройство водонагнетательной скважины | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Обустройство водозаборной скважины | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ВСЕГО надземное строительство: | тыс.тг | 171 752,43 | 150 608,07 | 131 235,82 | 141 050,64 | 99 221,01 | 85 162,70 | 77 473,86 | 93 607,13 |
| Итого с инфляцией | тыс.тг | 224 066,33 | 201 393,68 | 179 876,26 | 198 161,99 | 142 880,46 | 125 702,07 | 117 212,00 | 145 160,91 |
| ВСЕГО | тыс.тг | 171 752,43 | 150 608,07 | 131 235,82 | 141 050,64 | 99 221,01 | 85 162,70 | 77 473,86 | 93 607,13 |
| Всего с учетом инфляции | тыс.тг | 224 066,33 | 201 393,68 | 179 876,26 | 198 161,99 | 142 880,46 | 125 702,07 | 117 212,00 | 145 160,91 |

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность в целом по месторождению (вариант 2)

| ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ | Ед.изм | Итого за рентабельный период | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
|--|--------|------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог) | тыс.тг | 5 023 047,19 | 128 792,27 | 162 420,24 | 199 397,21 | 236 409,87 | 271 871,34 | 334 401,75 | 371 325,28 | 380 608,41 | 390 123,62 | 399 876,71 |
| Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог) | тыс.тг | 1 770 573,23 | 74 890,80 | 80 952,83 | 86 959,89 | 91 645,89 | 94 853,50 | 97 224,83 | 99 655,45 | 102 146,84 | 104 700,51 | 107 318,02 |
| Налог на имущество | тыс.тг | 3 333 808,40 | 96 863,85 | 124 635,98 | 149 927,67 | 190 969,10 | 228 307,35 | 262 403,76 | 293 027,02 | 321 806,98 | 312 608,46 | 268 885,55 |
| Прочие налоги | тыс.тг | 187 429,24 | 8 641,91 | 8 987,58 | 9 302,15 | 9 627,72 | 9 964,69 | 10 213,81 | 10 469,16 | 10 730,89 | 10 999,16 | 11 274,14 |
| Рентный налог на экспорт нефти | тыс.тг | 19 508 605,69 | 647 043,78 | 949 898,57 | 893 614,33 | 1 035 418,85 | 1 223 603,89 | 1 355 572,03 | 1 564 803,55 | 1 564 554,11 | 1 539 464,37 | 1 349 941,68 |
| Экспортная таможенная пошлина на нефть | тыс.тг | 23 005 758,79 | 859 973,12 | 1 357 773,83 | 1 253 667,69 | 1 452 607,82 | 1 716 616,01 | 1 855 372,19 | 1 880 558,77 | 1 987 265,61 | 1 907 704,51 | 1 632 046,78 |
| НДПИ на добычу нефти | тыс.тг | 9 147 884,27 | 395 915,66 | 533 009,26 | 492 151,79 | 569 151,54 | 666 122,96 | 737 965,66 | 766 683,09 | 766 560,88 | 754 268,04 | 661 410,47 |
| Корпоративный подоходный налог | тыс.тг | 5 918 268,69 | 391 569,26 | 586 053,69 | 358 075,55 | 395 740,73 | 486 410,40 | 528 941,87 | 745 619,22 | 630 348,61 | 696 919,45 | 538 186,77 |
| Налог на сверхприбыль | тыс.тг | 15 473,03 | 0,00 | 15 473,03 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Общие поступления Государству | тыс.тг | 63 093 386,65 | 2 288 397,94 | 3 523 199,68 | 3 169 736,25 | 3 670 103,78 | 4 360 732,67 | 4 808 730,42 | 5 344 246,80 | 5 376 189,43 | 5 335 174,64 | 4 634 306,89 |
| Поступления Государству НДС от подрядчиков | тыс.тг | 10 623 817,61 | 805 669,02 | 536 944,08 | 878 640,42 | 936 990,07 | 997 285,42 | 1 042 623,39 | 1 070 811,66 | 1 115 159,34 | 444 639,98 | 405 802,87 |
| Возврат НДС Государством | тыс.тг | 5 806 355,74 | 490 376,31 | 240 938,75 | 605 280,39 | 625 522,32 | 660 267,95 | 669 257,92 | 682 916,92 | 727 326,43 | 63 026,50 | 71 169,64 |
| Недисконированные поступления Государству | тыс.тг | 67 910 848,52 | 2 603 690,65 | 3 819 205,01 | 3 443 096,28 | 3 981 571,53 | 4 697 750,13 | 5 182 095,89 | 5 732 141,53 | 5 764 022,33 | 5 716 788,12 | 4 968 940,13 |

Продолжение таблицы 4.2.2

| ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ | Ед.изм | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|--|--------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 1 | 2 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог) | тыс.тг | 378 344,89 | 387 803,51 | 331 248,83 | 305 577,05 | 313 216,48 | 285 375,01 | 146 254,69 |
| Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог) | тыс.тг | 110 000,97 | 112 751,00 | 115 569,77 | 118 459,02 | 121 420,49 | 124 456,01 | 127 567,41 |
| Налог на имущество | тыс.тг | 231 376,16 | 199 202,57 | 171 826,24 | 148 312,99 | 127 857,87 | 110 301,01 | 95 495,87 |
| Прочие налоги | тыс.тг | 11 555,99 | 11 844,89 | 12 141,01 | 12 444,54 | 12 755,65 | 13 074,54 | 13 401,41 |
| Рентный налог на экспорт нефти | тыс.тг | 1 497 112,73 | 1 323 883,07 | 1 131 894,02 | 971 519,45 | 883 806,69 | 782 656,76 | 793 817,81 |
| Экспортная таможенная пошлина на нефть | тыс.тг | 1 494 161,59 | 1 289 047,23 | 1 075 229,32 | 964 686,48 | 856 185,98 | 739 704,57 | 683 157,29 |
| НДПИ на добычу нефти | тыс.тг | 576 335,29 | 509 648,02 | 435 739,04 | 374 000,53 | 340 234,22 | 301 295,09 | 267 392,73 |
| Корпоративный подоходный налог | тыс.тг | 301 890,36 | 185 923,58 | 72 589,20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Налог на сверхприбыль | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Общие поступления Государству | тыс.тг | 4 309 187,58 | 3 762 253,16 | 3 125 780,14 | 2 705 778,67 | 2 483 339,67 | 2 204 426,10 | 1 991 802,84 |
| Поступления Государству НДС от подрядчиков | тыс.тг | 385 965,43 | 363 783,59 | 358 350,58 | 332 781,49 | 320 196,43 | 317 635,14 | 310 538,68 |
| Возврат НДС Государством | тыс.тг | 94 375,04 | 105 932,87 | 137 893,29 | 143 560,11 | 148 058,73 | 165 198,26 | 175 254,32 |
| Недисконированные поступления Государству | тыс.тг | 4 600 777,98 | 4 020 103,88 | 3 346 237,44 | 2 895 000,05 | 2 655 477,37 | 2 356 862,98 | 2 127 087,21 |

Таблица 4.2.3 - Доход от реализации в целом по месторождению (вариант 2)

| Производственный доход | Ед.изм | Итого за рентабельный период | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 |
|---|-----------|------------------------------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Продажа продукции по направлениям | | | | | | | | | | | | |
| Нефти | | | | | | | | | | | | |
| на экспорт | тыс. тонн | 636,3 | 26,5 | 40,4 | 37,3 | 43,2 | 51,1 | 55,2 | 56,0 | 54,6 | 52,4 | 44,8 |
| на внутренний рынок | тыс. тонн | 692,8 | 47,2 | 49,5 | 45,5 | 50,6 | 52,3 | 56,5 | 57,3 | 55,9 | 53,6 | 45,9 |
| Цена реализации продукции | | | | | | | | | | | | |
| Нефти | | | | | | | | | | | | |
| на экспорт | тг/тонн | 221 616,0 | 221 616,0 | 213 696,0 | 217 728,0 | 217 728,0 | 217 728,0 | 223 171,2 | 254 167,2 | 260 521,4 | 267 034,4 | 273 710,3 |
| на внутренний рынок | тг/тонн | 55 682,1 | 55 682,1 | 49 848,2 | 50 094,1 | 51 325,9 | 53 728,4 | 55 071,6 | 56 448,4 | 57 859,6 | 59 306,1 | 60 788,8 |
| Производственная прибыль от реализации | | | | | | | | | | | | |
| Нефти | | | | | | | | | | | | |
| на экспорт | тг тыс | 162 256 434,1 | 5 882 216,2 | 8 635 441,6 | 8 123 766,6 | 9 412 898,7 | 11 123 671,7 | 12 323 382,1 | 14 225 486,8 | 14 223 219,2 | 13 995 130,7 | 12 272 197,1 |
| на внутренний рынок | тг тыс | 40 145 515,6 | 2 627 439,3 | 2 466 711,1 | 2 278 000,3 | 2 595 564,6 | 2 808 478,9 | 3 111 379,0 | 3 232 456,2 | 3 231 940,9 | 3 180 112,3 | 2 788 610,3 |
| Итоговый производственный доход | тг тыс | 202 401 949,7 | 8 509 655,4 | 11 102 152,6 | 10 401 766,9 | 12 008 463,3 | 13 932 150,6 | 15 434 761,0 | 17 457 943,0 | 17 455 160,1 | 17 175 243,0 | 15 060 807,4 |

Продолжение таблицы 4.2.3

| Производственный доход | Ед.изм | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|---|---------------|---------------------|---------------------|--------------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 1 | 2 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Продажа продукции по направлениям | | | | | | | | |
| Нефти | | | | | | | | |
| на экспорт | тыс. тонн | 38,1 | 32,9 | 27,4 | 23,0 | 20,385 | 17,612 | 15,249 |
| на внутренний рынок | тыс. тонн | 39,0 | 33,6 | 28,1 | 23,5 | 20,857 | 18,019 | 15,602 |
| Цена реализации продукции | | | | | | | | |
| Нефти | | | | | | | | |
| на экспорт | тг/тонн | 280 553,0 | 287 566,9 | 294 756,0 | 302 124,9 | 309 678,053 | 317 420,004 | 325 355,504 |
| на внутренний рынок | тг/тонн | 62 308,5 | 63 866,2 | 65 462,8 | 67 099,4 | 68 776,895 | 70 496,318 | 72 258,726 |
| Производственная прибыль от реализации | | | | | | | | |
| Нефти | | | | | | | | |
| на экспорт | тг тыс | 10 693 662,3 | 9 456 307,7 | 8 084 957,3 | 6 939 424,7 | 6 312 904,907 | 5 590 405,425 | 4 961 361,287 |
| на внутренний рынок | тг тыс | 2 429 920,0 | 2 148 756,0 | 1 837 144,2 | 1 576 844,9 | 1 434 480,844 | 1 270 307,349 | 1 127 369,703 |
| Итоговый производственный доход | тг тыс | 13 123 582,3 | 11 605 063,7 | 9 922 101,4 | 8 516 269,5 | 7 747 385,751 | 6 860 712,774 | 6 088 730,990 |

Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению (вариант 2)

| Составляющие | Ед.изм | Итого за рентабельный период | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 |
|---|---------------|------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции) | | | | | | | | | | | |
| Затраты на электроэнергию | тыс.тг | 224 085,60 | 10 066,30 | 12 753,22 | 12 159,97 | 14 253,16 | 16 249,59 | 17 997,48 | 18 697,04 | 18 695,54 | 18 398,22 |
| Затраты на ППД | тыс.тг | 452 364,40 | 0,00 | 1 236,41 | 8 954,67 | 11 801,56 | 12 878,74 | 22 334,39 | 31 307,81 | 39 228,77 | 44 148,07 |
| Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ) | тыс.тг | 896 818,72 | 43 368,22 | 45 102,95 | 46 681,56 | 48 315,41 | 50 006,45 | 51 256,61 | 52 538,03 | 53 851,48 | 55 197,76 |
| Затраты на оплату труда ОПП | тыс.тг | 18 095 307,00 | 507 056,20 | 615 228,18 | 727 727,05 | 847 347,19 | 974 449,26 | 1 198 572,60 | 1 330 914,99 | 1 364 187,86 | 1 398 292,56 |
| Затраты на обучение персонала | тыс.тг | 726 126,96 | 21 852,96 | 57 300,58 | 16 606,25 | 63 090,42 | 66 284,93 | 69 603,90 | 73 879,78 | 76 416,28 | 78 773,82 |
| Пробы | тыс.тг | 30 100,08 | 3 772,60 | 0,00 | 4 060,83 | 4 202,96 | 4 350,06 | 4 458,81 | 4 570,28 | 4 684,54 | 0,00 |
| Прокат полнокомплектных УЭЦН, включая ремонт и сервисное обслуживание | тыс.тг | 2 607 178,81 | 123 342,80 | 123 342,80 | 128 276,51 | 132 766,19 | 137 413,01 | 142 222,46 | 145 778,02 | 149 422,47 | 153 158,04 |
| Командировочные | тыс.тг | 46 823,19 | 1 275,11 | 1 547,14 | 1 830,04 | 2 130,86 | 2 450,48 | 3 014,10 | 3 346,90 | 3 430,57 | 3 516,34 |
| Консультационные услуги | тыс.тг | 824 735,27 | 22 459,61 | 27 251,00 | 32 234,03 | 37 532,50 | 43 162,38 | 53 089,73 | 58 951,72 | 60 425,51 | 61 936,15 |
| Расходы по охране окружающей среды | тыс.тг | 251 949,87 | 24 080,72 | 11 454,91 | 11 855,83 | 12 270,79 | 12 700,27 | 13 017,77 | 13 343,22 | 13 676,80 | 14 018,72 |
| Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств | тыс.тг | 1 705 237,80 | 78 624,37 | 81 769,35 | 84 631,28 | 87 593,37 | 90 659,14 | 92 925,62 | 95 248,76 | 97 629,98 | 100 070,73 |
| Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ | тыс.тг | 9 180,20 | 250,00 | 303,33 | 358,80 | 417,78 | 480,44 | 590,95 | 656,20 | 672,60 | 689,42 |
| Работы и услуги производственного характера | тыс.тг | 1 196 323,62 | 57 851,64 | 60 165,70 | 62 271,50 | 64 451,00 | 66 706,79 | 68 374,46 | 70 083,82 | 71 835,92 | 73 631,81 |
| Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям | тыс.тг | 807 280,40 | 30 524,79 | 61 370,12 | 36 411,54 | 66 368,93 | 70 343,30 | 74 301,53 | 78 481,99 | 81 362,11 | 85 313,95 |
| Расходы на социальную сферу | тыс.тг | 140 015,40 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 |
| Расходы по аренде основных средств и НМА | тыс.тг | 2 659 048,50 | 122 602,27 | 127 506,36 | 131 969,08 | 136 588,00 | 141 368,58 | 144 902,80 | 148 525,37 | 152 238,50 | 156 044,46 |
| Расходы на охрану объектов | тыс.тг | 8 834 704,03 | 407 346,75 | 423 640,62 | 438 468,04 | 453 814,43 | 469 697,93 | 481 440,38 | 493 476,39 | 505 813,30 | 518 458,63 |
| Страхование | тыс.тг | 595 533,95 | 27 458,62 | 28 556,97 | 29 556,46 | 30 590,94 | 31 661,62 | 32 453,16 | 33 264,49 | 34 096,10 | 34 948,51 |
| Выбытие скважин | тыс.тг | 248 296,02 | 30 654,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Прочие расходы в составе себестоимости | тыс.тг | 621 234,53 | 28 643,62 | 29 789,36 | 30 831,99 | 31 911,11 | 33 028,00 | 33 853,70 | 34 700,04 | 35 567,54 | 36 456,73 |
| Итого прямые производственные затраты | тыс.тг | 40 972 344,38 | 1 549 466,81 | 1 716 555,21 | 1 813 121,65 | 2 053 682,80 | 2 232 127,17 | 2 512 646,62 | 2 696 001,04 | 2 771 472,08 | 2 841 290,10 |
| Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог) | тыс.тг | 5 023 047,19 | 128 792,27 | 162 420,24 | 199 397,21 | 236 409,87 | 271 871,34 | 334 401,75 | 371 325,28 | 380 608,41 | 390 123,62 |
| Налог на имущество | тыс.тг | 3 333 808,40 | 96 863,85 | 124 635,98 | 149 927,67 | 190 969,10 | 228 307,35 | 262 403,76 | 293 027,02 | 321 806,98 | 312 608,46 |
| Земельный налог | тыс.тг | 515,90 | 23,79 | 24,74 | 25,60 | 26,50 | 27,43 | 28,11 | 28,82 | 29,54 | 30,28 |
| Прочие налоги и фонды | тыс.тг | 186 913,33 | 8 618,12 | 8 962,84 | 9 276,54 | 9 601,22 | 9 937,27 | 10 185,70 | 10 440,34 | 10 701,35 | 10 968,88 |
| НДПИ на добычу нефти | тыс.тг | 9 147 884,27 | 395 915,66 | 533 009,26 | 492 151,79 | 569 151,54 | 666 122,96 | 737 965,66 | 766 683,09 | 766 560,88 | 754 268,04 |
| Итого производственных затрат | тыс.тг | 58 664 513,48 | 2 179 680,50 | 2 545 608,28 | 2 663 900,47 | 3 059 841,03 | 3 408 393,51 | 3 857 631,60 | 4 137 505,58 | 4 251 179,23 | 4 309 289,38 |
| Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг | | | | | | | | | | | |
| Расходы по погрузке, транспортировке и хранению | тыс.тг | 21 100 660,42 | 834 782,97 | 1 183 209,30 | 1 134 955,52 | 1 328 635,59 | 1 546 644,42 | 1 713 453,13 | 1 780 131,00 | 1 779 847,24 | 1 751 304,98 |
| Рентный налог на экспорт нефти | тыс.тг | 19 508 605,69 | 647 043,78 | 949 898,57 | 893 614,33 | 1 035 418,85 | 1 223 603,89 | 1 355 572,03 | 1 564 803,55 | 1 564 554,11 | 1 539 464,37 |
| Экспортная таможенная пошлина на нефть | тыс.тг | 23 005 758,79 | 859 973,12 | 1 357 773,83 | 1 253 667,69 | 1 452 607,82 | 1 716 616,01 | 1 855 372,19 | 1 880 558,77 | 1 987 265,61 | 1 907 704,51 |
| Прочие расходы | тыс.тг | 669 237,43 | 30 340,02 | 33 922,70 | 34 275,14 | 36 328,53 | 38 773,72 | 40 270,75 | 41 160,81 | 41 676,82 | 42 061,87 |
| Итого расходы по реализации | тыс.тг | 64 284 262,33 | 2 372 139,89 | 3 524 804,41 | 3 316 512,67 | 3 852 990,80 | 4 525 638,03 | 4 964 668,09 | 5 266 654,12 | 5 373 343,78 | 5 240 535,73 |
| Общие и административные расходы | | | | | | | | | | | |
| Административные расходы | тыс.тг | 11 828 730,38 | 538 648,00 | 563 260,32 | 586 148,15 | 608 305,73 | 629 596,43 | 645 336,35 | 661 469,75 | 678 006,50 | 694 956,66 |
| Затраты на оплату труда АУП | тыс.тг | 6 394 734,12 | 294 845,66 | 306 639,49 | 317 371,87 | 328 479,89 | 339 976,68 | 348 476,10 | 357 188,00 | 366 117,70 | 375 270,65 |
| Налоговые платежи от ФОТ АУП | тыс.тг | 1 770 573,23 | 74 890,80 | 80 952,83 | 86 959,89 | 91 645,89 | 94 853,50 | 97 224,83 | 99 655,45 | 102 146,84 | 104 700,51 |
| Другие административные расходы | тыс.тг | 3 663 423,03 | 168 911,54 | 175 668,00 | 181 816,38 | 188 179,96 | 194 766,26 | 199 635,41 | 204 626,30 | 209 741,95 | 214 985,50 |
| Общехозяйственные расходы | тыс.тг | 687 569,97 | 38 153,41 | 46 478,27 | 42 817,62 | 48 490,96 | 53 413,56 | 57 716,10 | 58 497,09 | 57 065,77 | 54 788,51 |
| Отчисления в фонд ликвидации (резервный) | тыс.тг | 687 569,97 | 38 153,41 | 46 478,27 | 42 817,62 | 48 490,96 | 53 413,56 | 57 716,10 | 58 497,09 | 57 065,77 | 54 788,51 |

| Составляющие | Ед.изм | Итого за рентабельный период | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 |
|--|--------|------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Итого не производственные затраты | тыс.тг | 76 800 562,68 | 2 948 941,30 | 4 134 543,00 | 3 945 478,44 | 4 509 787,49 | 5 208 648,03 | 5 667 720,54 | 5 986 620,97 | 6 108 416,05 | 5 990 280,90 |
| Итого затраты | тыс.тг | 135 465 076,15 | 5 128 621,81 | 6 680 151,28 | 6 609 378,91 | 7 569 628,53 | 8 617 041,54 | 9 525 352,14 | 10 124 126,55 | 10 359 595,29 | 10 299 570,28 |
| Доходы (убытки) | | | | | | | | | | | |
| Производственный доход | тыс.тг | 202 401 949,72 | 8 509 655,42 | 11 102 152,64 | 10 401 766,89 | 12 008 463,25 | 13 932 150,59 | 15 434 761,01 | 17 457 942,97 | 17 455 160,12 | 17 175 243,00 |
| Расходы на реализованную продукцию | тыс.тг | 135 465 076,15 | 5 128 621,81 | 6 680 151,28 | 6 609 378,91 | 7 569 628,53 | 8 617 041,54 | 9 525 352,14 | 10 124 126,55 | 10 359 595,29 | 10 299 570,28 |
| Операционный доход | тыс.тг | 66 936 873,57 | 3 381 033,61 | 4 422 001,36 | 3 792 387,98 | 4 438 834,73 | 5 315 109,05 | 5 909 408,86 | 7 333 816,42 | 7 095 564,83 | 6 875 672,72 |
| Амортизационные отчисления, включаемые в с/с | тыс.тг | 35 523 746,47 | 442 964,22 | 674 951,98 | 907 320,20 | 1 379 113,09 | 1 955 665,78 | 2 643 292,63 | 3 288 367,57 | 3 915 622,89 | 3 792 513,86 |
| Балансовая прибыль | тыс.тг | 31 413 127,10 | 2 938 069,39 | 3 747 049,39 | 2 885 067,78 | 3 059 721,63 | 3 359 443,27 | 3 266 116,23 | 4 045 448,85 | 3 179 941,94 | 3 083 158,85 |
| Амортизационные отчисления, относимые на вычеты | тыс.тг | 39 152 687,15 | 1 423 187,31 | 1 491 732,91 | 2 002 010,24 | 2 460 131,09 | 2 883 057,06 | 3 264 699,50 | 3 605 720,34 | 3 943 821,80 | 3 391 075,45 |
| Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков | тыс.тг | 27 784 186,42 | 1 957 846,31 | 2 930 268,45 | 1 790 377,74 | 1 978 703,64 | 2 432 051,99 | 2 644 709,37 | 3 728 096,08 | 3 151 743,04 | 3 484 597,26 |
| Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков | тыс.тг | 29 591 343,47 | 1 957 846,31 | 2 930 268,45 | 1 790 377,74 | 1 978 703,64 | 2 432 051,99 | 2 644 709,37 | 3 728 096,08 | 3 151 743,04 | 3 484 597,26 |
| Корпоративный подоходный налог | тыс.тг | 5 918 268,69 | 391 569,26 | 586 053,69 | 358 075,55 | 395 740,73 | 486 410,40 | 528 941,87 | 745 619,22 | 630 348,61 | 696 919,45 |
| Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов | тыс.тг | 25 494 858,41 | 2 546 500,13 | 3 160 995,70 | 2 526 992,23 | 2 663 980,91 | 2 873 032,87 | 2 737 174,36 | 3 299 829,63 | 2 549 593,34 | 2 386 239,40 |
| Налог на сверхприбыль | тыс.тг | 15 473,03 | 0,00 | 15 473,03 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ | тыс.тг | 25 479 385,38 | 2 546 500,13 | 3 145 522,67 | 2 526 992,23 | 2 663 980,91 | 2 873 032,87 | 2 737 174,36 | 3 299 829,63 | 2 549 593,34 | 2 386 239,40 |

Продолжение таблицы 4.2.4

| Составляющие | Ед.изм | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|---|--------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 2 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции) | | | | | | | | | |
| Затраты на электроэнергию | тыс.тг | 16 142,42 | 14 075,84 | 12 456,31 | 10 661,26 | 9 162,12 | 8 343,02 | 7 398,21 | 6 575,89 |
| Затраты на ППД | тыс.тг | 41 677,63 | 40 696,77 | 38 746,77 | 35 854,59 | 33 754,84 | 32 392,50 | 29 801,29 | 27 549,61 |
| Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ) | тыс.тг | 56 577,71 | 52 192,94 | 53 497,76 | 54 835,20 | 56 206,08 | 57 611,24 | 59 051,52 | 60 527,80 |
| Затраты на оплату труда ОПП | тыс.тг | 1 433 249,87 | 1 356 074,88 | 1 389 976,75 | 1 187 271,81 | 1 095 258,24 | 1 122 639,70 | 1 022 849,50 | 524 210,37 |
| Затраты на обучение персонала | тыс.тг | 25 720,81 | 26 300,94 | 26 054,62 | 26 236,45 | 25 312,32 | 24 235,47 | 24 356,35 | 24 101,08 |
| Пробы | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Прокат полнокомплектных УЭЦН, включая ремонт и сервисное обслуживание | тыс.тг | 156 986,99 | 160 911,66 | 164 934,45 | 169 057,81 | 173 284,26 | 177 616,37 | 182 056,78 | 186 608,19 |
| Командировочные | тыс.тг | 3 604,25 | 3 410,17 | 3 495,43 | 2 985,68 | 2 754,29 | 2 823,14 | 2 572,20 | 2 636,50 |
| Консультационные услуги | тыс.тг | 63 484,55 | 60 066,15 | 61 567,81 | 52 589,17 | 48 513,51 | 49 726,35 | 45 306,23 | 46 438,88 |
| Расходы по охране окружающей среды | тыс.тг | 14 369,18 | 14 728,41 | 15 096,62 | 15 474,04 | 15 860,89 | 16 257,41 | 16 663,85 | 17 080,44 |
| Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств | тыс.тг | 102 572,50 | 105 136,81 | 107 765,23 | 110 459,36 | 113 220,84 | 116 051,36 | 118 952,65 | 121 926,46 |
| Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ | тыс.тг | 706,65 | 668,60 | 685,32 | 585,37 | 540,01 | 553,51 | 504,31 | 516,92 |
| Работы и услуги производственного характера | тыс.тг | 75 472,61 | 69 623,48 | 71 364,07 | 73 148,17 | 74 976,88 | 76 851,30 | 78 772,58 | 80 741,89 |
| Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям | тыс.тг | 29 983,89 | 29 181,01 | 28 705,74 | 27 925,17 | 27 925,31 | 26 279,01 | 26 200,88 | 25 861,13 |
| Расходы на социальную сферу | тыс.тг | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 |
| Расходы по аренде основных средств и НМА | тыс.тг | 159 945,57 | 163 944,21 | 168 042,82 | 172 243,89 | 176 549,99 | 180 963,74 | 185 487,83 | 190 125,03 |
| Расходы на охрану объектов | тыс.тг | 531 420,10 | 544 705,60 | 558 323,24 | 572 281,32 | 586 588,35 | 601 253,06 | 616 284,39 | 631 691,50 |
| Страхование | тыс.тг | 35 822,22 | 36 717,78 | 37 635,72 | 38 576,61 | 39 541,03 | 40 529,55 | 41 542,79 | 42 581,36 |
| Выбытие скважин | тыс.тг | 0,00 | 40 990,68 | 0,00 | 86 131,66 | 44 142,47 | 0,00 | 46 377,19 | 0,00 |
| Прочие расходы в составе себестоимости | тыс.тг | 37 368,15 | 38 302,35 | 39 259,91 | 40 241,41 | 41 247,44 | 42 278,63 | 43 335,59 | 44 418,98 |
| Итого прямые производственные затраты | тыс.тг | 2 793 341,29 | 2 765 964,48 | 2 785 844,76 | 2 685 535,17 | 2 573 075,06 | 2 584 641,55 | 2 555 750,32 | 2 041 828,25 |
| Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог) | тыс.тг | 399 876,71 | 378 344,89 | 387 803,51 | 331 248,83 | 305 577,05 | 313 216,48 | 285 375,01 | 146 254,69 |
| Налог на имущество | тыс.тг | 268 885,55 | 231 376,16 | 199 202,57 | 171 826,24 | 148 312,99 | 127 857,87 | 110 301,01 | 95 495,87 |
| Земельный налог | тыс.тг | 31,03 | 31,81 | 32,60 | 33,42 | 34,25 | 35,11 | 35,99 | 36,89 |
| Прочие налоги и фонды | тыс.тг | 11 243,10 | 11 524,18 | 11 812,29 | 12 107,59 | 12 410,28 | 12 720,54 | 13 038,55 | 13 364,52 |
| НДПИ на добычу нефти | тыс.тг | 661 410,47 | 576 335,29 | 509 648,02 | 435 739,04 | 374 000,53 | 340 234,22 | 301 295,09 | 267 392,73 |
| Итого производственных затрат | тыс.тг | 4 134 788,16 | 3 963 576,80 | 3 894 343,76 | 3 636 490,30 | 3 413 410,16 | 3 378 705,76 | 3 265 795,97 | 2 564 372,96 |
| Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг | | | | | | | | | |
| Расходы по погрузке, транспортировке и хранению | тыс.тг | 1 535 702,69 | 1 338 170,01 | 1 183 331,48 | 1 011 725,17 | 868 376,96 | 789 976,32 | 699 565,09 | 620 848,56 |
| Рентный налог на экспорт нефти | тыс.тг | 1 349 941,68 | 1 497 112,73 | 1 323 883,07 | 1 131 894,02 | 971 519,45 | 883 806,69 | 782 656,76 | 793 817,81 |
| Экспортная таможенная пошлина на нефть | тыс.тг | 1 632 046,78 | 1 494 161,59 | 1 289 047,23 | 1 075 229,32 | 964 686,48 | 856 185,98 | 739 704,57 | 683 157,29 |
| Прочие расходы | тыс.тг | 41 470,02 | 41 056,19 | 40 938,29 | 40 800,57 | 40 868,51 | 41 306,08 | 41 731,37 | 42 256,05 |
| Итого расходы по реализации | тыс.тг | 4 559 161,17 | 4 370 500,51 | 3 837 200,08 | 3 259 649,08 | 2 845 451,41 | 2 571 275,06 | 2 263 657,79 | 2 140 079,71 |
| Общие и административные расходы | | | | | | | | | |
| Административные расходы | тыс.тг | 712 330,58 | 730 138,84 | 748 392,31 | 767 102,12 | 786 279,67 | 805 936,67 | 826 085,08 | 846 737,21 |
| Затраты на оплату труда АУП | тыс.тг | 384 652,41 | 394 268,72 | 404 125,44 | 414 228,58 | 424 584,29 | 435 198,90 | 446 078,87 | 457 230,84 |
| Налоговые платежи от ФОТ АУП | тыс.тг | 107 318,02 | 110 000,97 | 112 751,00 | 115 569,77 | 118 459,02 | 121 420,49 | 124 456,01 | 127 567,41 |
| Другие административные расходы | тыс.тг | 220 360,14 | 225 869,14 | 231 515,87 | 237 303,77 | 243 236,36 | 249 317,27 | 255 550,20 | 261 938,96 |
| Общехозяйственные расходы | тыс.тг | 46 898,44 | 39 897,00 | 34 445,42 | 28 762,51 | 24 115,17 | 21 423,66 | 18 534,18 | 16 072,29 |
| Отчисления в фонд ликвидации (резервный) | тыс.тг | 46 898,44 | 39 897,00 | 34 445,42 | 28 762,51 | 24 115,17 | 21 423,66 | 18 534,18 | 16 072,29 |
| Итого не производственные затраты | тыс.тг | 5 318 390,18 | 5 140 536,35 | 4 620 037,81 | 4 055 513,71 | 3 655 846,25 | 3 398 635,39 | 3 108 277,06 | 3 002 889,21 |
| Итого затраты | тыс.тг | 9 453 178,35 | 9 104 113,15 | 8 514 381,56 | 7 692 004,01 | 7 069 256,41 | 6 777 341,15 | 6 374 073,03 | 5 567 262,16 |
| Доходы (убытки) | | | | | | | | | |

| Составляющие | Ед.изм | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|--|--------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 1 | 2 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Производственный доход | тыс.тг | 15 060 807,36 | 13 123 582,32 | 11 605 063,67 | 9 922 101,42 | 8 516 269,55 | 7 747 385,75 | 6 860 712,77 | 6 088 730,99 |
| Расходы на реализованную продукцию | тыс.тг | 9 453 178,35 | 9 104 113,15 | 8 514 381,56 | 7 692 004,01 | 7 069 256,41 | 6 777 341,15 | 6 374 073,03 | 5 567 262,16 |
| Операционный доход | тыс.тг | 5 607 629,02 | 4 019 469,16 | 3 090 682,10 | 2 230 097,41 | 1 447 013,14 | 970 044,60 | 486 639,74 | 521 468,83 |
| Амортизационные отчисления, включаемые в с/с | тыс.тг | 3 276 175,51 | 2 813 368,30 | 2 452 101,33 | 2 072 073,62 | 1 754 259,50 | 1 573 169,57 | 1 374 536,31 | 1 208 250,08 |
| Балансовая прибыль | тыс.тг | 2 331 453,50 | 1 206 100,87 | 638 580,77 | 158 023,79 | -307 246,37 | -603 124,97 | -887 896,57 | -686 781,25 |
| Амортизационные отчисления, относимые на вычеты | тыс.тг | 2 916 695,17 | 2 510 017,34 | 2 161 064,18 | 1 867 151,42 | 1 608 991,53 | 1 386 940,41 | 1 196 888,06 | 1 039 503,35 |
| Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков | тыс.тг | 2 690 933,85 | 1 509 451,82 | 929 617,92 | 362 945,99 | -161 978,40 | -416 895,81 | -710 248,32 | -518 034,52 |
| Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков | тыс.тг | 2 690 933,85 | 1 509 451,82 | 929 617,92 | 362 945,99 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Корпоративный подоходный налог | тыс.тг | 538 186,77 | 301 890,36 | 185 923,58 | 72 589,20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов | тыс.тг | 1 793 266,73 | 904 210,50 | 452 657,18 | 85 434,59 | -307 246,37 | -603 124,97 | -887 896,57 | -686 781,25 |
| Налог на сверхприбыль | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ | тыс.тг | 1 793 266,73 | 904 210,50 | 452 657,18 | 85 434,59 | -307 246,37 | -603 124,97 | -887 896,57 | -686 781,25 |

Таблица 4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению (вариант 2)

| Составляющие | Ед.изм | Итого за рентабельный период | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 |
|--|--------|------------------------------|---------------------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Выручка от реализации (без НДС) | тыс.тг | 202 401 949,72 | 8 509 655,42 | 11102152,64 | 10401766,89 | 12008463,25 | 13932150,59 | 15434761,01 | 17457942,97 | 17455160,12 | 17175243,00 |
| Итого приток средств | тыс.тг | 202 401 949,72 | 8509655,42 | 11102152,64 | 10401766,89 | 12008463,25 | 13932150,59 | 15434761,01 | 17457942,97 | 17455160,12 | 17175243,00 |
| Эксплуатационные затраты (без амортизации) | тыс.тг | 135 465 076,15 | 5 128 621,81 | 6680151,28 | 6609378,91 | 7569628,53 | 8617041,54 | 9525352,14 | 10124126,55 | 10359595,29 | 10299570,28 |
| прямые затраты | тыс.тг | 40 972 344,38 | 1549466,81 | 1716555,21 | 1813121,65 | 2053682,80 | 2232127,17 | 2512646,62 | 2696001,04 | 2771472,08 | 2841290,10 |
| налоги и платежи, относимые на вычеты | тыс.тг | 17 692 169,10 | 630213,69 | 829053,06 | 850778,82 | 1006158,24 | 1176266,34 | 1344984,98 | 1441504,54 | 1479707,16 | 1467999,28 |
| расходы периода | тыс.тг | 76 800 562,68 | 2948941,30 | 4134543,00 | 3945478,44 | 4509787,49 | 5208648,03 | 5667720,54 | 5986620,97 | 6108416,05 | 5990280,90 |
| Капитальные Вложения (без НДС) | тыс.тг | 40 221 455,17 | 4 637 463,39 | 1980406,97 | 4885561,85 | 5048770,89 | 5272849,51 | 5421094,96 | 5532426,36 | 5854444,28 | 253983,24 |
| Бурение | тыс.тг | 34 443 356,93 | 4291123,48 | 126784,44 | 4618965,31 | 4780629,10 | 4947951,11 | 5113016,16 | 5198441,14 | 5366446,19 | 0,00 |
| Обустройство | тыс.тг | 5 778 098,24 | 346339,92 | 1853622,53 | 266596,54 | 268141,80 | 324898,39 | 308078,80 | 333985,22 | 487998,09 | 253983,24 |
| Корпоративный подоходный налог | тыс.тг | 5 918 268,69 | 391569,26 | 586053,69 | 358075,55 | 395740,73 | 486410,40 | 528941,87 | 745619,22 | 630348,61 | 696919,45 |
| Итого отток средств | тыс.тг | 181 620 273,04 | 10157654,46 | 9262084,97 | 11853016,30 | 13014140,15 | 14376301,44 | 15475388,98 | 16402172,12 | 16844388,18 | 11250472,98 |
| Поток денежной наличности | тыс.тг | 20 781 676,68 | -1647999,04 | 1840067,67 | -1451249,41 | -1005676,89 | -444150,85 | -40627,97 | 1055770,85 | 610771,94 | 5924770,02 |
| Чистая приведенная стоимость: | тыс.тг | | | | | | | | | | |
| при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85% | тыс.тг | 6 550 985,22 | -1647999,04 | 1659961,82 | -1181056,47 | -738331,47 | -294162,77 | -24274,30 | 569056,62 | 296981,36 | 2598878,15 |
| при ставке дисконта в 15% | тыс.тг | 4 157 501,12 | -1647999,04 | 1600058,85 | -1097353,05 | -661248,88 | -253944,69 | -20199,28 | 456438,87 | 229611,80 | 1936817,83 |
| при ставке дисконта в 20% | тыс.тг | 2 292 435,76 | -1647999,04 | 1533389,73 | -1007812,09 | -581988,94 | -214193,12 | -16327,47 | 353575,52 | 170455,24 | 1377912,15 |
| Накопленный поток денежной наличности | | | | | | | | | | | |
| при ставке дисконта в 0% | тыс.тг | 20 781 676,68 | -1647999,04 | 192068,63 | -1259180,78 | -2264857,67 | -2709008,53 | -2749636,50 | -1693865,65 | -1083093,71 | 4841676,31 |
| при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85% | тыс.тг | 6 550 985,22 | -1647999,04 | 11962,78 | -1169093,69 | -1907425,16 | -2201587,93 | -2225862,23 | -1656805,61 | -1359824,24 | 1239053,90 |
| при ставке дисконта в 15% | тыс.тг | 4 157 501,12 | -1647999,04 | -47940,19 | -1145293,25 | -1806542,13 | -2060486,82 | -2080686,10 | -1624247,23 | -1394635,43 | 542182,39 |
| при ставке дисконта в 20% | тыс.тг | 2 292 435,76 | -1647999,04 | -114609,31 | -1122421,41 | -1704410,35 | -1918603,47 | -1934930,94 | -1581355,42 | -1410900,18 | -32988,03 |

Продолжение таблицы 4.2.5

| Составляющие | Ед.изм | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|--|--------|--------------------|--------------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| 1 | 2 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Выручка от реализации (без НДС) | тыс.тг | 15060807,36 | 13123582,32 | 11605063,7 | 9922101,4 | 8516269,5 | 7747385,8 | 6860712,8 | 6088731,0 |
| Итого приток средств | тыс.тг | 15060807,36 | 13123582,32 | 11605063,7 | 9922101,4 | 8516269,5 | 7747385,8 | 6860712,8 | 6088731,0 |
| Эксплуатационные затраты (без амортизации) | тыс.тг | 9453178,35 | 9104113,15 | 8514381,6 | 7692004,0 | 7069256,4 | 6777341,2 | 6374073,0 | 5567262,2 |
| прямые затраты | тыс.тг | 2793341,29 | 2765964,48 | 2785844,8 | 2685535,2 | 2573075,1 | 2584641,5 | 2555750,3 | 2041828,3 |
| налоги и платежи, относимые на вычеты | тыс.тг | 1341446,87 | 1197612,33 | 1108499,0 | 950955,1 | 840335,1 | 794064,2 | 710045,6 | 522544,7 |
| расходы периода | тыс.тг | 5318390,18 | 5140536,35 | 4620037,8 | 4055513,7 | 3655846,2 | 3398635,4 | 3108277,1 | 3002889,2 |
| Капитальные Вложения (без НДС) | тыс.тг | 224066,33 | 201393,68 | 179876,3 | 198162,0 | 142880,5 | 125702,1 | 117212,0 | 145160,9 |
| Бурение | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Обустройство | тыс.тг | 224066,33 | 201393,68 | 179876,3 | 198162,0 | 142880,5 | 125702,1 | 117212,0 | 145160,9 |
| Корпоративный подоходный налог | тыс.тг | 538186,77 | 301890,36 | 185923,6 | 72589,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Итого отток средств | тыс.тг | 10215431,45 | 9607397,20 | 8880181,4 | 7962755,2 | 7212136,9 | 6903043,2 | 6491285,0 | 5712423,1 |
| Поток денежной наличности | тыс.тг | 4845375,91 | 3516185,12 | 2724882,3 | 1959346,2 | 1304132,7 | 844342,5 | 369427,7 | 376307,9 |
| Чистая приведенная стоимость: | тыс.тг | | | | | | | | |
| при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85% | тыс.тг | 1917371,20 | 1255205,28 | 877516,1 | 569223,5 | 341788,7 | 199626,8 | 78794,2 | 72405,6 |
| при ставке дисконта в 15% | тыс.тг | 1377358,24 | 869147,19 | 585695,0 | 366215,8 | 211958,0 | 119329,8 | 45400,6 | 40214,1 |
| при ставке дисконта в 20% | тыс.тг | 939066,31 | 567883,53 | 366736,4 | 219753,7 | 121889,3 | 65762,9 | 23977,9 | 20353,7 |
| Накопленный поток денежной наличности | | | | | | | | | |
| при ставке дисконта в 0% | тыс.тг | 9687052,23 | 13203237,34 | 15928119,6 | 17887465,8 | 19191598,5 | 20035941,0 | 20405368,8 | 20781676,7 |

| Составляющие | Ед.изм | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
|---|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 1 | 2 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85% | тыс.тг | 3156425,10 | 4411630,38 | 5289146,4 | 5858369,9 | 6200158,6 | 6399785,5 | 6478579,6 | 6550985,2 |
| при ставке дисконта в 15% | тыс.тг | 1919540,64 | 2788687,82 | 3374382,8 | 3740598,6 | 3952556,6 | 4071886,4 | 4117287,1 | 4157501,1 |
| при ставке дисконта в 20% | тыс.тг | 906078,28 | 1473961,81 | 1840698,2 | 2060451,9 | 2182341,2 | 2248104,2 | 2272082,1 | 2292435,8 |

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Согласно постановлению ГКЗ РК утвержденный коэффициент извлечения нефти по месторождению в целом составляет 0,225 доли ед. (Протокол ГКЗ РК №1649-16-У от 01.09.2015г.). Данный показатель является технико-экономическим параметром и утвержден по варианту, соответствующему по системе разработки рассмотренному и рекомендуемому 3 варианту в рамках настоящего проектного документа. В связи с этим в настоящем разделе производится сопоставление утвержденного КИН и прогнозных коэффициентов нефтеотдачи за рентабельные периоды по рассмотренным вариантам разработки (табл. 4.3.1).

Таблица 4.3.1 - Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)

| Объект разработки | Категория запасов | Утвержденные в ГКЗ РК | | | Варианты | Расчетные КИН, д.ед. | Прогноз. извлеч. запасы, тыс.т |
|-------------------|-------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|----------|----------------------|--------------------------------|
| | | КИН, д.ед. | Геолог. запасы, тыс.т | Извлеч. запасы, тыс.т | | | |
| I | C1 | 0,315 | 1330 | 419 | 1 | 0,167 | 221,7 |
| | | | | | 2 | 0,247 | 328,9 |
| II | C1 | 0,315 | 4742 | 1493 | 1 | 0,250 | 1184,5 |
| | | | | | 2 | 0,262 | 1241,7 |
| III | C1 | 0,100 | 4353 | 435 | 1 | 0,054 | 234,4 |
| | | | | | 2 | 0,092 | 402,6 |
| По месторождению | C1 | 0,225 | 10425 | 2347 | 1 | 0,157 | 1640,6 |
| | | | | | 2 | 0,189 | 1971,3 |

По результатам расчетов 1 вариант, по которому прогнозный КИН в целом по месторождению составил 0,223 д.ед. Недостижение утвержденного КИН в варианте 1 объясняется отсутствием бурения новых скважин и организации системы ППД на объектах разработки.

Как видно из таблицы 4.3.1, при реализации 2 варианта, по которому значение расчетного рентабельного КИН превышает утвержденный КИН, составляя 0,273 д.ед. в целом по месторождению, что непосредственно обеспечивается большим количеством бурения добывающих скважин, применением новой технологии ОРЗ и организацией системы поддержания пластового давления.

По результатам анализа можно сделать вывод, что 2 вариант разработки обеспечивает достижение утвержденных ГКЗ РК значений коэффициентов извлечения нефти по объектам разработки и по месторождению в целом.

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Экономический анализ проведен по двум вариантам, для оценки возможных финансовых и экономических последствий реализации рассмотренного варианта разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации варианта.

Анализировались: проектный уровень добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели. Результаты технико-экономических расчетов приведены в таблице 5.1.

Результаты расчетов:

Рентабельный период составил:

1 вариант - 2025- 2035 гг.

2 вариант – 2025 - 2041 гг.

Объем необходимых капитальных затрат при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 23 449,3 млн. тг.

2 вариант – 40 221,5 млн. тг.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 74 447,3 млн. тг

2 вариант – 135 465,1 млн. тг.

Дисконтированные поступления Государства за рентабельный период, при ставке дисконта 10,85%:

1 вариант – 23 445,0 млн. тг.

2 вариант – 34 555,7 млн. тг.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за рентабельный период, при ставке дисконта 10,85% имеет следующую величину:

1 вариант – 2 573,0 млн. тг.

2 вариант – 6 551,0 млн. тг.

Таким образом, рекомендуемым является второй вариант с максимальной чистой приведенной стоимостью и доходом Государства.

Таблица 5.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки

| Наименование показателей | Ед.изм. | Величина показателей по вариантам | |
|--|------------|-----------------------------------|-------------|
| | | 1 | 2 |
| Рентабельный период | период | 2025 - 2035 | 2025 - 2041 |
| Проектный уровень добычи жидкости | тыс.т/год | 116 | 130 |
| Проектный уровень добычи нефти | тыс.т/год | 106,8 | 114,2 |
| Проектный уровень закачки воды | тыс.м3/год | 79,8 | 192,7 |
| Темп отбора при проектном уровне | % | 4,5 | 4,9 |
| Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч : | ед. | 12 | 15 |
| добывающих | ед. | 10 | 12 |
| нагнетательных | ед. | 2 | 3 |
| Ввод новых скважин из бурения | ед. | 4 | 7 |
| Нефтедобывающих | ед. | 4 | 7 |
| Накопленные показатели за рентабельный срок разработки | | | |
| добыча нефти | тыс. т | 798 | 1 343 |
| добыча нефти с начала разработки | тыс. т | 2 298 | 2 844 |
| добыча жидкости | тыс. т | 896 | 1 603 |
| добыча жидкости с начала разработки | тыс. т | 2 397 | 3 104 |
| закачка воды | тыс. м3 | 590 | 1 896 |
| закачка воды с начала разработки | тыс. м3 | 590 | 1 896 |
| Коэффициент извлечения нефти | д.ед. | 0,220 | 0,273 |
| Средняя обводненность продукции к концу разработки | % | 22,31% | 40,20% |
| Суммарная выручка от реализации товарной продукции | млн. тг | 109 016,9 | 202 401,9 |
| Капитальные затраты (без НДС) | млн. тг | 23 449,3 | 40 221,5 |
| в строительство скважин | млн. тг | 19 612,0 | 34 443,4 |
| в нефтепромысловое строительство | млн. тг | 3 837,2 | 5 778,1 |
| Эксплуатационные затраты (без амортизации) | млн. тг | 74 447,3 | 135 465,1 |
| производственные расходы | млн. тг | 22 914,7 | 40 972,3 |
| налоги и платежи, относимые на вычеты | млн. тг | 9 669,1 | 17 692,2 |
| непроизводственные расходы | млн. тг | 41 863,5 | 76 800,6 |
| Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения) | млн. тг | 96 450,1 | 174 617,8 |
| Полная себестоимость 1 тонны нефти | млн. тг | 130 429,4 | 139 543,9 |
| Чистые недисконтированные поступления | | | |
| - Поток денежной наличности | млн. тг | 8 352,3 | 20 781,7 |
| - Поступления Государству | млн. тг | 35 747,2 | 67 910,8 |
| Чистые дисконтированные поступления | | | |
| при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85% | млн. тг | 2 573,0 | 6 551,0 |
| при ставке дисконта в 15% | млн. тг | 1 294,4 | 4 157,5 |
| при ставке дисконта в 20% | млн. тг | 155,0 | 2 292,4 |
| - бюджета Государства | | | |
| при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85% | млн. тг | 23 445,0 | 34 555,7 |
| при ставке дисконта в 15% | млн. тг | 20 565,8 | 28 324,5 |
| при ставке дисконта в 20% | млн. тг | 17 878,5 | 23 055,3 |
| Индекс доходности (PI) | | | |
| при 0% дисконта | ед. | 1,356 | 1,517 |
| при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85% | ед. | 1,130 | 1,241 |
| при ставке дисконта в 15% | ед. | 1,069 | 1,173 |
| при ставке дисконта в 20% | ед. | 1,009 | 1,109 |

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

Выбор рационального способа подъёма жидкости из скважины, необходимого оборудования и режима его работы, с целью обеспечения проектной добычи месторождения «Лактыбай» исходит из геолого-физической характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов.

Добыча нефти на месторождении «Лактыбай» осуществляется фонтанным и механизированным способами.

В эксплуатационном фонде добывающих скважин числится скважины - 7 ед., из них действующий фонд составляет 3 скважины, бездействующий 4 скважины.

Скважина №41 эксплуатируется фонтанным способом, скважины №№37, 40 эксплуатируются при помощи УЭЦН.

В таблице 6.1.1 приведены технологические показатели эксплуатации скважин рекомендуемого варианта разработки за рентабельный период.

Согласно таблице 6.1.1 для рекомендуемого варианта запланирован ввод из бурения 7 новых добывающих скважин, скважины планируется эксплуатировать фонтанным и механизированными способами.

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки

| Способ эксплуатации | Показатели | Годы | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
| Фонтан, Механизированная | Ввод скважин | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Средний эксплуатационный фонд | 6 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9 | 9 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 |
| | Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут. | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | максимальный | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | минимальный | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | средний | 47,5 | 46,7 | 43,1 | 41,1 | 39,8 | 38,2 | 35,9 | 34,5 | 31,9 | 28,1 | 24,7 | 22,0 | 20,1 | 19,7 | 19,6 | 17,8 | 16,3 |
| | Средняя обводненность, % | 1,9 | 5,4 | 8,1 | 9,8 | 10,2 | 11,1 | 12,4 | 13,1 | 14,6 | 16,9 | 19,5 | 22,2 | 25,4 | 29,2 | 33,5 | 36,8 | 40,2 |

6.1.1 Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режима его работы, с обеспечением проектной добычи и необходимого контроля за эксплуатацией на месторождении «Лактыбай», основывается исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, результатов анализа работы и характеристики скважин, проведенных в процессе эксплуатации.

Фонтанирование скважин на месторождении «Лактыбай» должно быть обусловлено запасом пластовой энергии и достаточно большими давлениями на забое, способными преодолеть гидростатическое давление газожидкостного столба в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на трение, связанное с движением жидкости.

Решая вопрос выбора способа добычи нефти, необходимо отметить, что фонтанный способ является наиболее простым и зачастую самым бюджетным способом эксплуатации скважин.

Минимальные забойные давления фонтанирования определяются условиями и показателями варианта разработки, технологическими особенностями системы сбора и подготовки добываемых углеводородов.

Определение и установление оптимальных режимов работы добывающих скважин основывается на согласовании работы пласта и подъёмника, определяемое в результате расчёта гидродинамического движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. В данной работе используется графоаналитический метод, в котором на основе кривых изменения давления $P=f(H)$ в колонне НКТ, строятся характеристические кривые работы подъёмника (изменение давления на забое скважины при фиксированных устьевых давлениях с учётом характеристики пласта, ствола и флюида) и затем строятся графики притока.

При эксплуатации скважин с забойным давлением выше давления насыщения среднее значение газового фактора должно оставаться постоянным на ранних стадиях разработки месторождения. Для этих условий на рисунках 6.1.1, 6.1.2, 6.1.3 приведены графики работы трех Объектов разработки и подъёмников диаметрами, соответственно, 62 мм, по которым можно выбрать режим эксплуатации скважин в зависимости от устьевого давления.

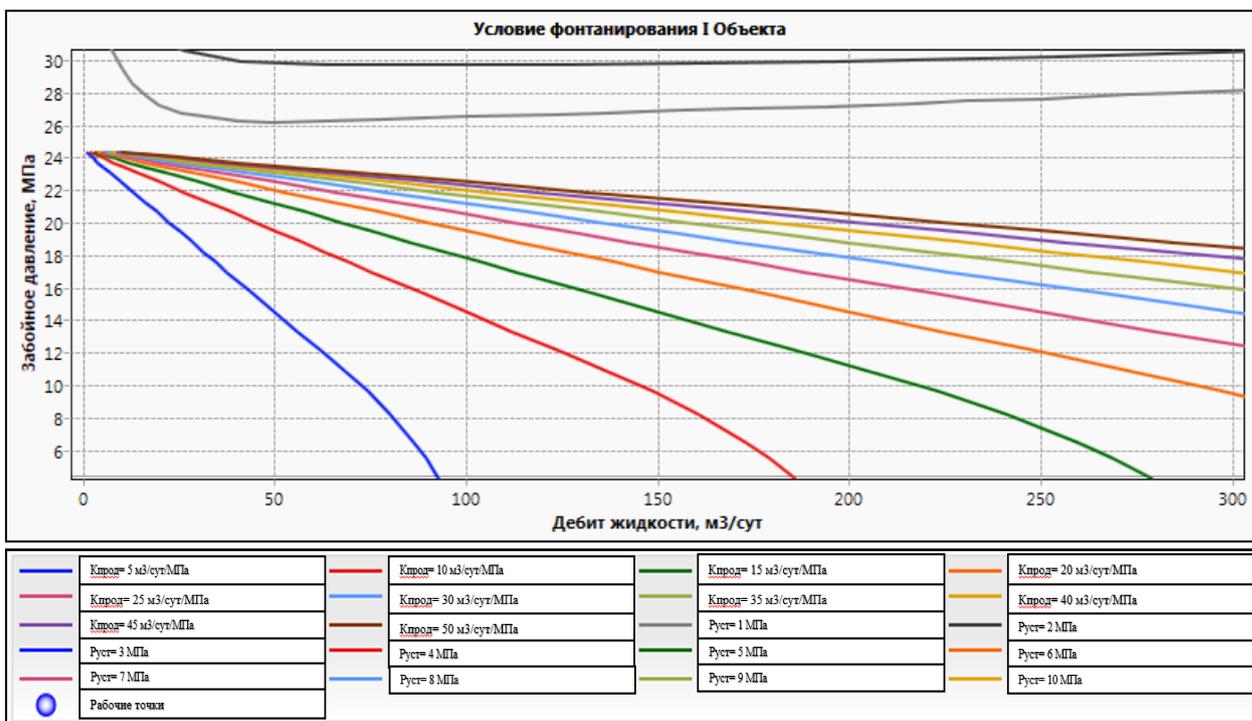


Рисунок 6.1.1 – Согласование работы I объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм

Как видно из графика (рисунок 6.1.1), согласование работы I Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм (режимы фонтанирования) при Коэффициенте продуктивности от 5 м3/сут/Мпа до 50 м3/сут/Мпа и при устьевом давлении (Руст) от 1 Мпа до 10 Мпа осуществляться не может. Согласно данному условию фонтанирование скважин не ожидается. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины I Объекта механизированными способами добычи.

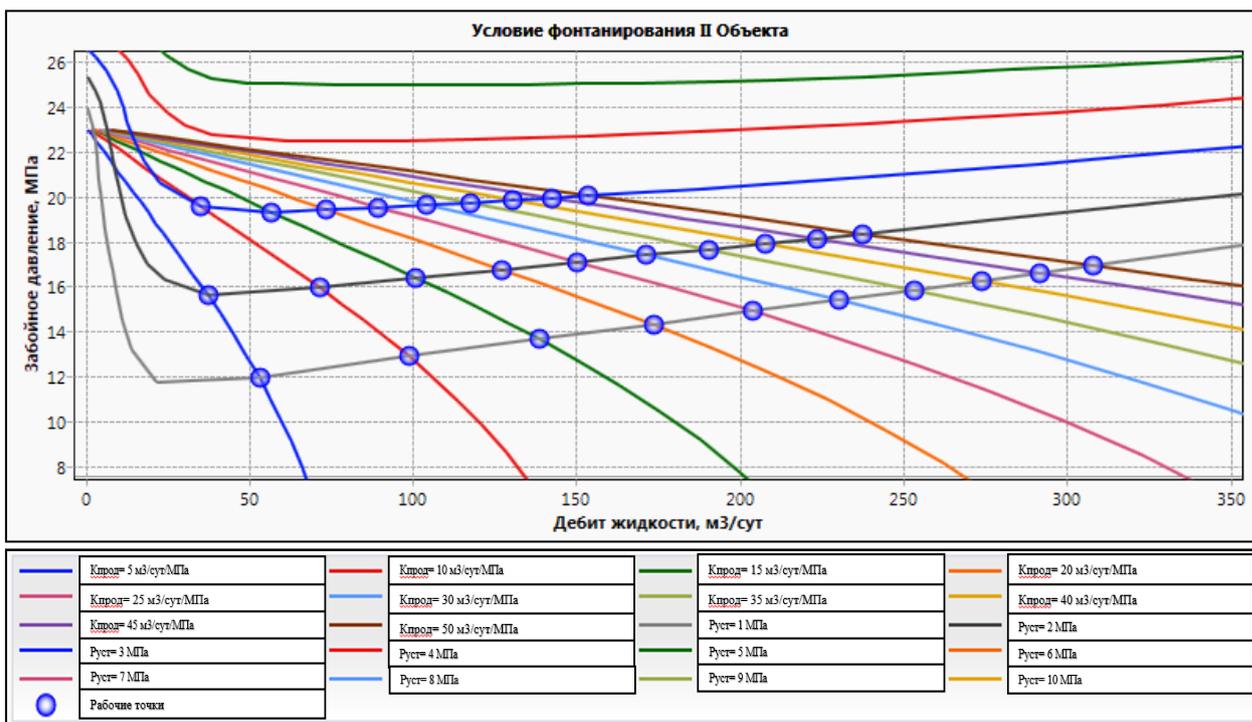


Рисунок 6.1.2 – Согласование работы II Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм

Из графика на рисунке 6.1.2 видно, что согласование работы II Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм условие фонтанирования осуществляется с P_y от 1 до 3 МПа, $P_{заб}$ от 12 до 20 МПа, и дебит нефти при тех же коэффициентах продуктивности увеличивается до 320 м³/сут при тех же самых значениях продуктивности II Объекта.

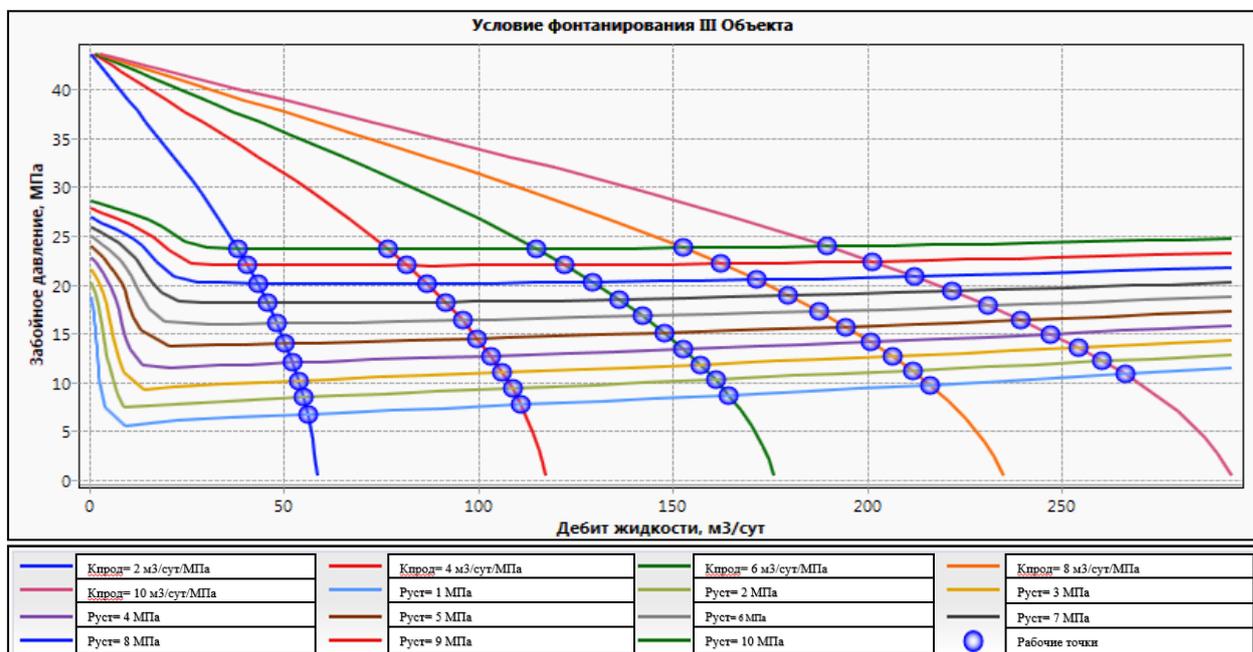


Рисунок 6.1.3 – Согласование работы III Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм

Согласование работы III Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм (рисунок 6.1.3) условие фонтанирования возможно при P_y от 1 до 10 МПа, с $P_{заб}$ от 6 до 24 МПа, с дебитами от 30 до 270 м³/сут., при Коэффициенте продуктивности пласта от 2 до 10 м³/сут/ МПа.

Результаты, приведенные выше, были получены с помощью динамической модели ствола, построенной на основе собранной информации до настоящего времени. При получении дополнительных данных (из скважинных исследований, анализа РVT и т.д.) будет выполняться дальнейшее моделирование, по результатам которого могут быть обновлены рекомендации ПР в области техники и технологии эксплуатации скважин.

В зависимости от соотношений устьевых и забойных давлений, дебитов, газового фактора и пр. в скважинах будут устанавливаться необходимые технологические режимы путем переключения их на соответствующее давление на устье (с использованием штуцеров различных диаметров).

6.1.2 Обоснование устьевого и внутрискважинного оборудования добывающих скважин

Выбор устьевого оборудования

Оборудование устья фонтанных нефтяных скважин должно состоять из колонной головки, фонтанной арматуры и системы управления.

Колонная головка служит для обвязки обсадных колонн между собой и герметизации межколонного пространства.

Фонтанная арматура предназначена для герметизации фонтанных скважин, контроля и регулирования режима их эксплуатации. Через фонтанную арматуру осуществляются технологические операции и спуск скважинного оборудования, инструментов и приборов.

Для герметизации устья скважины, разобщения затрубного пространства, а также для направления продукции скважины в систему сбора на устье скважин установлено наземное оборудование, состоящее из фонтанной арматуры на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI) и трубной головки разных фирм-производителей, которое по своей характеристике соответствует условиям эксплуатации фонтанных скважин на месторождении.

Скважина оборудована фонтанными подъемниками с наружным диаметром 73 мм, что отвечает рекомендациям проекта и является рациональным в условиях эксплуатации месторождения

Насосно-компрессорные трубы установлены выше верхних отверстий интервала перфорации. С учетом глубины залегания продуктивных пластов, применяются НКТ из стали J-55 толщиной стенки 5.5 мм (стандарт 5А АНИ), что соответствует марки Д (ГОСТ 633-80) и рекомендациям проекта. На башмаке колонны НКТ установлены направляющие воронки для посадки в них измерительных приборов при исследовании и инструмента при проведении подземных ремонтов. Фонтанная арматура включает трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами, одна ручного, другая пневматического управления, а также с двумя задвижками на каждом боковом отводе, три из которых с ручным и одна с пневматическим закрытием, работающих в режиме автоматического управления. Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы.

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия клапана отводящих линий, главного и предохранительного клапанов), которые управляют всеми приводами трёх запорных устройств, с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах. Панели оборудованы гидравлическим контуром, управляющим предохранительными

клапанами, в то время как главные и клапаны на боковых отводах управляются пневматически;

- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, во избежание затвердевания парафиновых осадков.

Выбор внутрискважинного оборудования

Рассчитать газожидкостный (фонтанный) подъёмник — это значит выбрать его диаметр, длину и оптимальный режим работы, соответствующий промышленным условиям. Для таких расчётов используется графический метод, в основе которого лежат кривые изменения давления по колонне НКТ, $P=f(H)$ для труб различного диаметра, при различных дебитах.

По полученным зависимостям $P=f(H)$ строятся характеристические кривые работы подъёмника, т.е. изменение забойного давления (на башмаке подъёмника) от дебита при фиксированных значениях устьевых давлений.

Основным критерием при выборе компоновки НКТ и режима работы скважины является достижение минимальных потерь давления при движении флюида по колонне НКТ, т.е. перепад давления по длине подъёмника должен быть минимальным, а его пропускная способность и соответственно добыча максимально возможной.

В настоящее время для промышленных расчётов используются программы для персональных ЭВМ, в основу которых заложены корреляции для гидродинамического расчёта движения газожидкостной смеси в колонне подъёмных труб.

Для расчёта фонтанного подъёмника в данной работе использована программа «Pipesim» с корреляцией «Hagedorn & Brown (1963) oil» для нефтяной залежи.

На рисунке 6.1.4 приведены кривые работы подъёмников с наружным диаметром 60 мм, 73 мм, 89 мм, в зависимости от дебита скважины, которые наглядно характеризуют пропускную способность фонтанных труб, применительно к газонефтяной смеси месторождения «Лактыбай». Кривые показывают, что с ростом скорости смеси (с увеличением дебита) гидравлические потери увеличиваются.

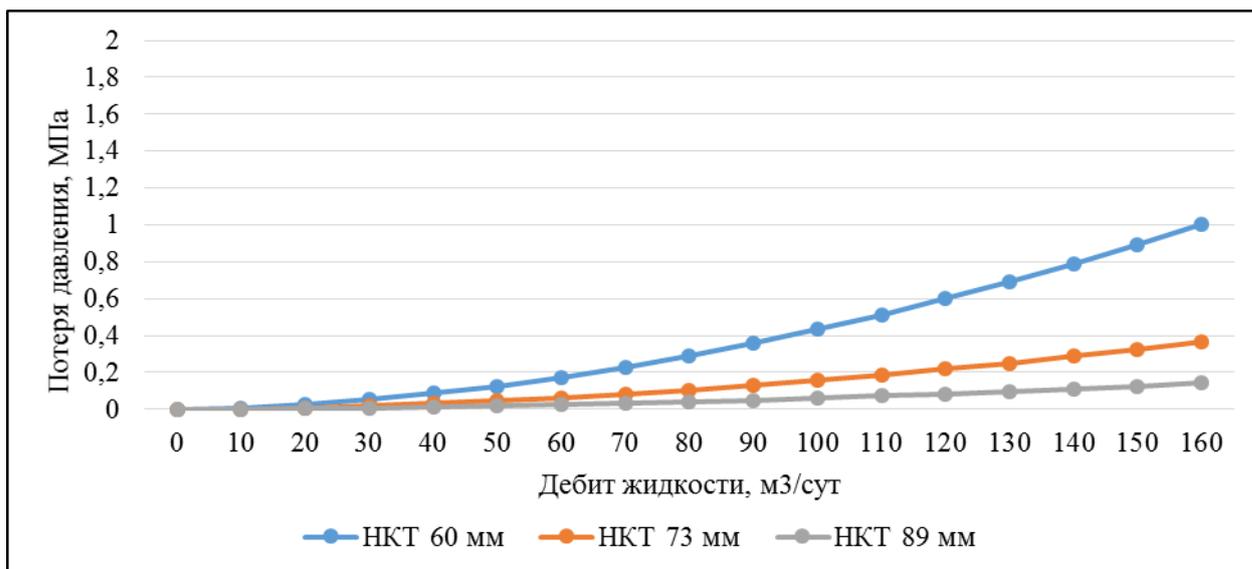


Рисунок 6.1.4 - Зависимость гидравлического потерь давления от дебита скважины

Как видно из графика, минимальные гидравлические потери (не более 0,2-0,3 МПа) в подъёмнике диаметром 60 мм (внутренний 50 мм) возможны при дебите до 50 м³/сут, в подъёмнике диаметром 73 мм (внутренний 62 мм) возможны при дебите не более 90 м³/сут, в подъёмнике диаметром 89 мм (внутренний 76 мм) возможны при дебите более 140 м³/сут.

Однако для каждой конкретной скважины (особенно при обводнённой продукции) спуск колонны НКТ большого диаметра обуславливается рентабельностью, если это не определяется другими более приоритетными факторами (необходимость спуска через колонну НКТ оборудования и приборов большого диаметра, и т.п.).

Выбор компоновок лифтовой колонны (размер и длина секций) основаны на том, что они обеспечивают:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакер);
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб приближенным к интервалам перфорации (≈ 50 м), обусловлено тем, что при этом уменьшается риск эрозии башмака колонны песком, по сравнению с прямым воздействием поступающего из пласта флюида, при расположении НКТ сразу над интервалом перфорации и особенно перекрывая его. Кроме того, при отсутствии хвостовика (труб меньшего диаметра под пакером) и спуск НКТ над перфорацией не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ на забой.

Условия эксплуатации на месторождении «Лактыбай» накладывают определённые

условия при выборе подземного оборудования.

Потенциальная опасность, связанная высокими рабочими давлениями, требует установки скважинной системы безопасности безотказного типа. Эта система должна эффективно действовать при возникновении аварийной ситуации, например, такой как полное уничтожение фонтанной арматуры и устья скважины.

В таблице 6.1.2 приведены предлагаемые компоновки фонтанного лифта с указанием толщины стенок НКТ и глубины спуска для вертикальных скважин.

Таблица 6.1.2 - Компоновка колонны насосно-компрессорных труб

| Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм | Наружный диаметр НКТ, мм | Толщина стенок НКТ, мм | Глубина спуска НКТ, м |
|---|--------------------------|------------------------|------------------------------------|
| Вертикальные скважины | | | |
| 168,3 | 73 | 5,5 | Около 50 м до интервала перфорации |

Рекомендованные конструкции эксплуатационных колонн диаметром 168мм с диаметром подъемных труб 73 мм позволяют оборудовать их клапаном-отсекателем наружным диаметром 117,48мм (внутренний диаметр 60,43мм) на рабочее давление 25 МПа. Наиболее надежными являются трубные, съемные, механические. Над пакером располагается разъединитель колонны с замком, позволяющий осуществить отсоединение или соединение НКТ и пакера. Надпакерное кольцевое пространство заполняется жидкостью, обработанной ингибитором коррозии, поглотителем кислорода и антибактериальным средством. Под пакером устанавливается хвостовик с воронкой для посадки в ней измерительных приборов и пробки с помощью канатной техники.

Скважины, прекратившие фонтанирование, планируется переводить на механизированный способ эксплуатации.

6.1.3 Обоснование выбора оборудования и режимов работы механизированных скважин

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче рекомендуется использование установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН)

На месторождении рекомендовано применение и эксплуатация установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Благоприятные условия для этого создают физико-химические параметры пластовых флюидов, температура и глубина залегания продуктивных горизонтов, а также параметры эксплуатационных колонн.

Технические характеристики УЭЦН.

Электроцентробежные насосные установки (УЭЦН) имеют очень большой диапазон подач для подбора - от 25 до 1000 м³/сутки, способны развивать напор до 4000 м. Наиболее

эффективны эти установки при работе в скважинах с большими дебитами. В высокопродуктивных скважинах (свыше 80 м³/сут) УЭЦН имеют самый высокий КПД (более 50 %), но в области небольших подач КПД резко падает. Межремонтный период работы УЭЦН в скважинах достаточно высок.

По возможности организации дистанционного контроля состояния, а также регулирования производительности УЭЦН существенно превосходит штанговые установки. Также УЭЦН меньше подвержены влиянию кривизны ствола скважины. Надежность работы установки зависит от качественного подбора насоса к скважине и температуры. Для лучшей работы УЭЦН давление на приеме насоса должно быть более $p_{пр} \approx 1,75$ МПа. Однако УЭЦН плохо работают в условиях высоко коррозионно-агрессивной среды, при выносе песка (до 0,2 %), в условиях высокой температуры, большой вязкости ($\mu > 200$ МПа·с).

Устьевое оборудование

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины, подвешивания колонны НКТ, герметичный ввод электрокабеля, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах.

В оборудовании устья колонна насосно-компрессорных труб в зависимости от ее конструкции подвешивается в патрубке планшайбы или на корпусной трубной подвеске.

На рисунке 6.1.5 представлена устьевая арматура без внесенных устьевого патрубка с отборником проб, клапана перепускного и трубной подвески.

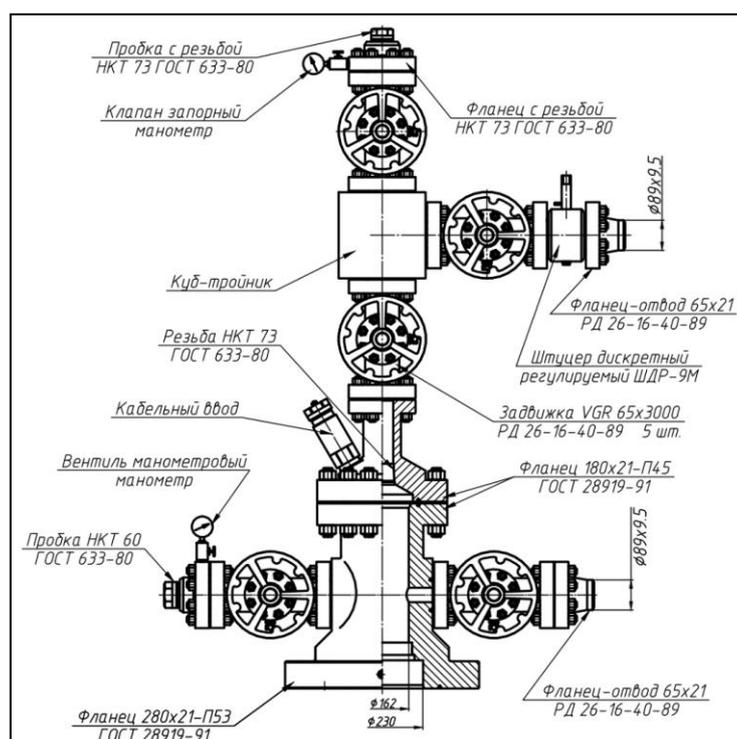


Рисунок 6.1.5 - Устьевая арматура УЭЦН

Трубная подвеска, имеющая два уплотнительных кольца, является основным несущим звеном насосно-компрессорных труб с насосом на нижнем конце и сальниковым устройством наверху. Корпус трубной головки имеет отверстие для выполнения исследовательских работ.

Наземное оборудование состоит из автоматизированной станции управления как правило с частотно-регулируемым приводом и со встроенными контроллерами, имеющими максимально широкий функционал для работы с УЭЦН и с системой отображения информации, а также возможностью хронологической записи всех основных показаний работы установки. Опционально возможна комплектации системой дистанционного мониторинга и управления УЭЦН по радиоканалам (например, GSM) или линиями связи. К наземному оборудованию относится разгазирующая коробка и повышающий трансформатор (от станции к ПЭД). Наземное оборудование монтируется на специальной площадке (кроме разгазирующей коробки). Высоковольтный кабель от устья до повышающего трансформатора укладывается на подставках над землей. Станция управления подключается к трехфазному источнику переменного тока на 380В.

Внутрискважинное оборудование

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

В подземное оборудование входят погружной электронасосный агрегат, который объединяет в себе погружной электродвигатель (ПЭД) с гидрозащитой (устройство изоляции полости ПЭД от пластовой среды), погружной блок датчиков телеметрии, центробежный многоступенчатый насос с газостабилизирующими устройствами на входе (газосепаратор, диспергатор и т.п.) и кабельную линию для подачи электроэнергии. Компоновка УЭЦН спускается в скважину на колонне НКТ с креплением кабельной линии с наружи лифта. Над насосом, через 3-5 труб НКТ, устанавливаются обратный и сливной клапаны. Герметичный выход кабеля из скважины производится через кабельный ввод в фонтанной арматуре.

Типоисполнения УЭЦН возможны в различных комбинациях - исполнениях термостойком, коррозионностойком, износостойком (значительно влияет на стоимость УЭЦН). Установки, как правило, оснащаются погружной системой телеметрии для получения показаний температуры, давления в зоне подвески погружного электродвигателя насоса. Имеются телеметрии для УЭЦН с датчиками вибрации и расходомерами. Кабельные линии имеют термовставки из более дорогого освинцованного EPDM кабеля на 230°C и основной линии кабеля с полимерной изоляцией на 120-130°C.

6.2 Выполнение мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования месторождения «Лактыбай» основным видом осложнения является парафиносмоловые отложения во внутрискважинном и наземном оборудовании.

Возникновение осложнений приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

Нефть месторождения «Лактыбай» характеризуется как парафинистая, малосернистая, малосмолистая. Содержание в нефти парафиновых и асфальто-смолистых веществ приводит к снижению производительности скважин и осложнениям при эксплуатации за счёт отложений их на забое и при фильтровой зоне, а также на стенках НКТ и трубопроводов системы сбора и транспорта нефти.

Добыча нефти сопровождается неизбежным изменением термодинамических условий и переходом нефти из пластовых условий к поверхностным. При этом понижаются давление и температура, уменьшается растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин. Парафины выпадают из нефти в виде мельчайших твердых кристаллов. При некоторых условиях эти кристаллы могут осаждаться на стенках каналов в призабойной зоне, в эксплуатационной колонне, в подъемных трубах, выкидных трубопроводах, емкостях и хранилищах для нефти.

Парафин образуется при понижении температуры вследствие расширения газа при снижении давления во время движения по стволу скважины.

Также, отложению парафина на стенках труб способствуют следующие факторы: шероховатость стенок труб, малые скорости движения нефти. Толщина отложений парафина на внутренних стенках труб увеличивается от забоя к устью скважины по мере снижения температуры и дегазации нефти.

Для борьбы с отложениями органических веществ на поверхности подземного оборудования на месторождении «Лактыбай» применяют тепловой метод - обработки скважин горячей нефтью (ОГН). Промывка скважины и ПЗС горячей нефтью (ОГН) производится через затрубное пространство. Проведение ОГН также способствует сокращению поступления воды в скважину.

Нефть, смывая парафин со стенок эксплуатационной колонны и НКТ, насыщаясь им, становится более вязкой. Способ удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования путём обработки горячей нефтью прост и сразу даёт результат. Однако для этого нельзя использовать нефть из нижней части резервуара, где оседает большое

количество компонентов парафинового ряда. При закачке высокопарафинистой нефти это возможно ещё больше осложнит проблему. Наиболее предпочтительной является обратная промывка, исключая образование парафиновых пробок.

Для прочистки выкидных линий скважин используются скребки. На выкидной линии на устье скважины встроена камера запуска скребка, по виду – раструб, врезанный в выкидную линию. Запущенный скребок по шлейфу двигается вместе с потоком жидкости, собирая всевозможные сгустки парафиновых отложений со стенок трубы. На пункте сбора нефти приемные линии оборудованы емкостью, в которую сбрасываются собранные скребком сгустки парафиновых отложений и сам скребок. Таким образом, прочищается внутренняя полость труб. Скребки бывают различных видов: шарики, змеевики и др. При промывке часть горячей нефти попадает в ПЗС и из-за разности температур пласта и горячей нефти при контакте с водой она становится еще более вязкой и на какое-то время закрывает каналы, по которым вода поступает в скважину.

Рекомендуемые мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин представлены в таблице 6.2.2

Таблица 6.2.1 – Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

| №№ п/п | Наименование периода | Виды мероприятий | Периодичность | Примечание |
|--------|----------------------|---|---------------|------------|
| 1 | На период прогноза | Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью или растворителями | По графику | – |
| 2 | | Очистка от парафина скребкованием | По графику | – |

В связи с тем, что в добывающей продукции месторождения «Лактыбай» отсутствуют агрессивные вещества (вода, сероводород, меркаптаны и т.д.) наземные и надземные оборудования не подвергаются коррозии.

Выводы и рекомендации к разделу

На месторождении «Лактыбай» проводимые мероприятия по борьбе с АСПО позволяют повысить производительность скважин, предотвращать осложнения при эксплуатации скважин и успешно с ними бороться.

Также в целях борьбы с образованием АСПО во внутрискважинном оборудовании рекомендуется рассмотреть применение технологии «Кожух» компании ТОО «Атыраугидрогеология».

Технология «Кожух» работает следующим образом: через патрубок подается теплоноситель (пар, горячая вода, горячая нефть) которая, проходя по межтрубному пространству концентрированно расположенных НКТ и трубой- кожухом осуществляет, прогрев асфальтосмолистых и парафиновых отложений с внутренних стен НКТ до полного плавления и удаления потоком нефти. Поток теплоносителя продвигаясь по узкому

кольцевому межтрубному пространству эффективно и интенсивно передает тепловую энергию, что сокращает время обработки, а потери тепловой энергии через наружные стенки трубы (кожуха) незначительны из-за воздушной прослойки межтрубного пространства труба (кожух) и эксплуатационная колонна, что в свою очередь практически устраняет изменение температуры эксплуатационной колонны. Совместно с теплоносителем может подаваться в скважину химические средства для предупреждения выпадения и удаления осадков асфальтосмолистых, парафиновых отложений по всей лифтовой трубе (НКТ) включая насос.

Экономический эффект достигается осуществлением удаления АСПО без остановки добычи, концентрированной подачей теплоносителя непосредственно к наружной поверхности НКТ, что позволяет повысить КПД теплопередачи к отложениям за счет чего сокращается время и объем подачи теплоносителя, устраняется непосредственный контакт теплоносителя с эксплуатационной колонной скважины, что устраняет изменения геометрических параметров эксплуатационной колонны связанных с тепловым расширением, тем самым устраняя разрушение ее муфтовых соединений и заколонного цементного камня.

Преимущества:

1. За счет движения теплоносителя в узком кольцевом пространстве НКТ – кожух происходит интенсивный нагрев НКТ сопровождаемый плавлением АСПО с ее внутренней поверхности, что уменьшает расход (объем) теплоносителя.
2. Воздушная прослойка между НКТ и кожухом и сам кожух создавая эффект «термоса» снижают охлаждение нефти внутри НКТ, за счет чего уменьшают интенсивность отложений АСПО на внутренней стенке НКТ, что увеличивает межпромывочный период.
3. Простота конструкций и эксплуатаций.
4. Одновременно удаляется АСПО с НКТ и с внутрипромыслового трубопровода (выкидная линия).

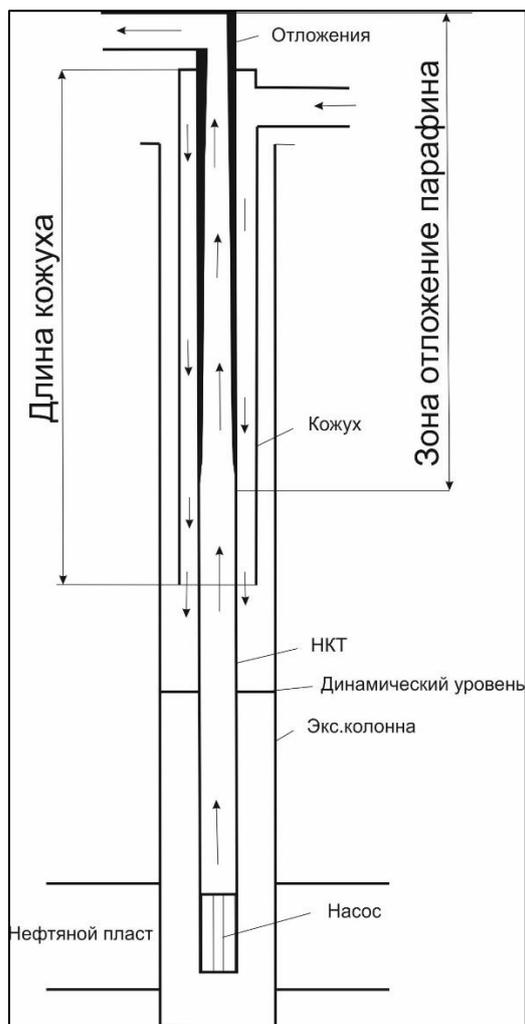


Рисунок 6.2.1 – Технология кожуха по борьбе с АСПО

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система промыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции месторождения представляет собой совокупность капиталоемких, металлоемких и трудозатратных эксплуатационных объектов, предназначенных для сбора со скважин, индивидуального замера и промыслового транспорта добываемой продукции на объекты ее товарной подготовки и сдачи потребителю, очистки и утилизации газа и сточных вод.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

Описание существующей системы сбора

По состоянию на 01.01.2025 г. на месторождении Лактыбай система промыслового сбора и транспорта включает 1 АГЗУ, к которой подключены 4 добывающих скважин действующего фонда.

Схема расположения скважин и промысловых объектов месторождения Лактыбай представлена на рисунке 6.3.1.

Продукция скважин по выкидным трубопроводам направляется для замера в АГЗУ типа «ГМН 8-40-500» для поочередного индивидуального замера дебита жидкости. Далее продукция скважин направляется на установку подготовки нефти (УПН) месторождения Лактыбай. Сооружения УПН предназначены для подготовки нефти месторождения Лактыбай и перекачки на ЛПДС «Кенкияк» для сдачи товарной нефти в систему АО «КазТрансОйл».

В системе сбора скважинной продукции на месторождении используются выкидные линии из стальных трубопроводов Ø108x5,0 мм, Ø 114x6,0 мм, Ø 159x6,0 мм. Трубопроводы проложены в подземном исполнении на глубине 1,5м.

В таблице 6.3.1 представлены характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Лактыбай.

Таблица 6.3.1 – Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Лактыбай.

| № | № скважины | Диаметр и толщина трубопровода, мм | Протяженность трубопровода, м | Материал трубы |
|---|------------|------------------------------------|-------------------------------|----------------|
| 1 | 41 | 114x6,0 | 754 | сталь |
| 2 | 37 | 159x6,0 | 600 | сталь |
| 3 | 40 | 108x5,0 | 4247 | сталь |
| 4 | 46 | 114x6,0 | 906,6 | сталь |
| 5 | 27 | 114x6,0 | 1470 | сталь |
| 6 | 32 | 159x6,0 | 5354 | сталь |
| 7 | 34 | 114x6,0 | 2970 | сталь |
| 8 | 43 | 108x5,0 | 2244 | сталь |

Согласно таблице 7.2.1 выкидные линии добывающих скважин по материальному исполнению являются стальными.

Технологический процесс УПН месторождения Лактыбай

Газожидкостная смесь от скважин поступает на групповую замерную установку. Замерная установка обеспечивает поочередный индивидуальный замер дебита каждой скважины. Продукция остальных скважин объединяется и общим потоком направляется на площадку нефтегазового сепаратора НГС-1-1.6-1600-2.

Нефтяная эмульсия из нефтегазосепаратора НГС-1 направляется на отстойник нефти ОГ-100м³, где под действием гравитационных сил производится отстой нефти и воды.

Пластовая вода с отстойника направляется в дренажную емкость ЕП-16м³. С отстойника нефть подается на насосы ЦНС 33-44, которые обеспечивают откачку нефти в резервуары РВС 1000м³ и РВС 2000м³. Данными насосами, также обеспечивается возможность обеспечения внутрибазовых перекачек резервуаров, и подача нефти на автоналивную эстакаду на 2 машино-поста с резервуаров. Для обеспечения перекачки нефти на ГНПС «Кенкияк» предусмотрена насосная внешней перекачки. Перед подачей нефти на ГНПС «Кенкияк» и обеспечения разогрева нефти в резервуарах предусматривается ее разогрев в печи подогрева «ППНП 1-0.65/6.3». Протяженность трубопровода «УПН «Лактыбай»-ЛПДС «Кенкияк»» составляет 80,5 км.

Нефтеперекачивающая станция «Кенкияк» предназначен для приема и перекачки товарной нефти через СИКН в систему магистральных нефтепроводов АО «КазТрансОйл».

В пункте сдачи нефти ЛПДС «Кенкияк» поочередно заполняются товарные резервуары РВС №3 V-3000м³, РВС №4 V-3000м³. После заполнения резервуара продукт отстаивается не менее 2 часа, после чего пробоотборником отбирается проба для определения содержания воды и хлористых солей. При получении 1-ой группы качества нефти, осуществляется акт прием-сдача нефти.

Принципиальная технологическая схема УПН месторождения Лактыбай представлена на рисунке 6.3.2.

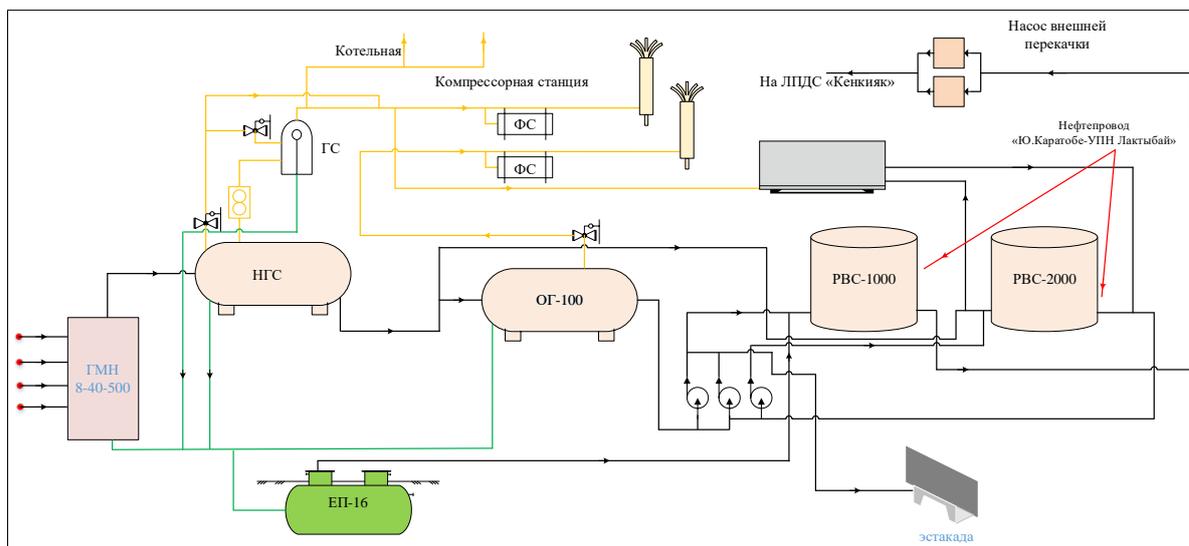


Рисунок 6.3.1 – Схема установки подготовки нефти месторождения Лактыбай

Выделившийся газ после сепаратора НГС-1 поступает последовательно в вертикальный газосепаратор ГС 1-2.5-1600, далее по газопроводу поступает на собственные нужды - печь подогрева ППНП 1-0.65\6.3, котельная установка. Излишки сырого газа поступают на компрессорную станцию, откуда производится транспортировка газа на газотурбинные электростанции (ГТЭС), расположенные на месторождении Каратобе Южное.

Система транспорта сырого газа с УПН Лактыбай ГТЭС на Каратобе Южное включает в себя:

- Соединительный газопровод, протяженностью 694 метра и $\varnothing 219$ мм, от УПН Лактыбай до компрессорной станции;
- Компрессорная станция, обеспечивающая компримирования сырого газа и его транспорт на площадку ГТЭС месторождения Каратобе Южное.

Компрессорная станция включает в себя:

- компрессорную установку «2ГП-2-8/2,5-13УХЛ4»;
- компрессорную установку «МКС-2ГМ4-12/2,5-13С2».

Производительность установки УПН Лактыбай по жидкости составляет 300 тыс м³/год. В период 2025-2041 годы максимальная добыча жидкости ожидается в 2031 году объеме 130,5 тыс м³/год. Следовательно, производительность УПН позволяет достичь прогнозных показателей по жидкости с большим запасом.

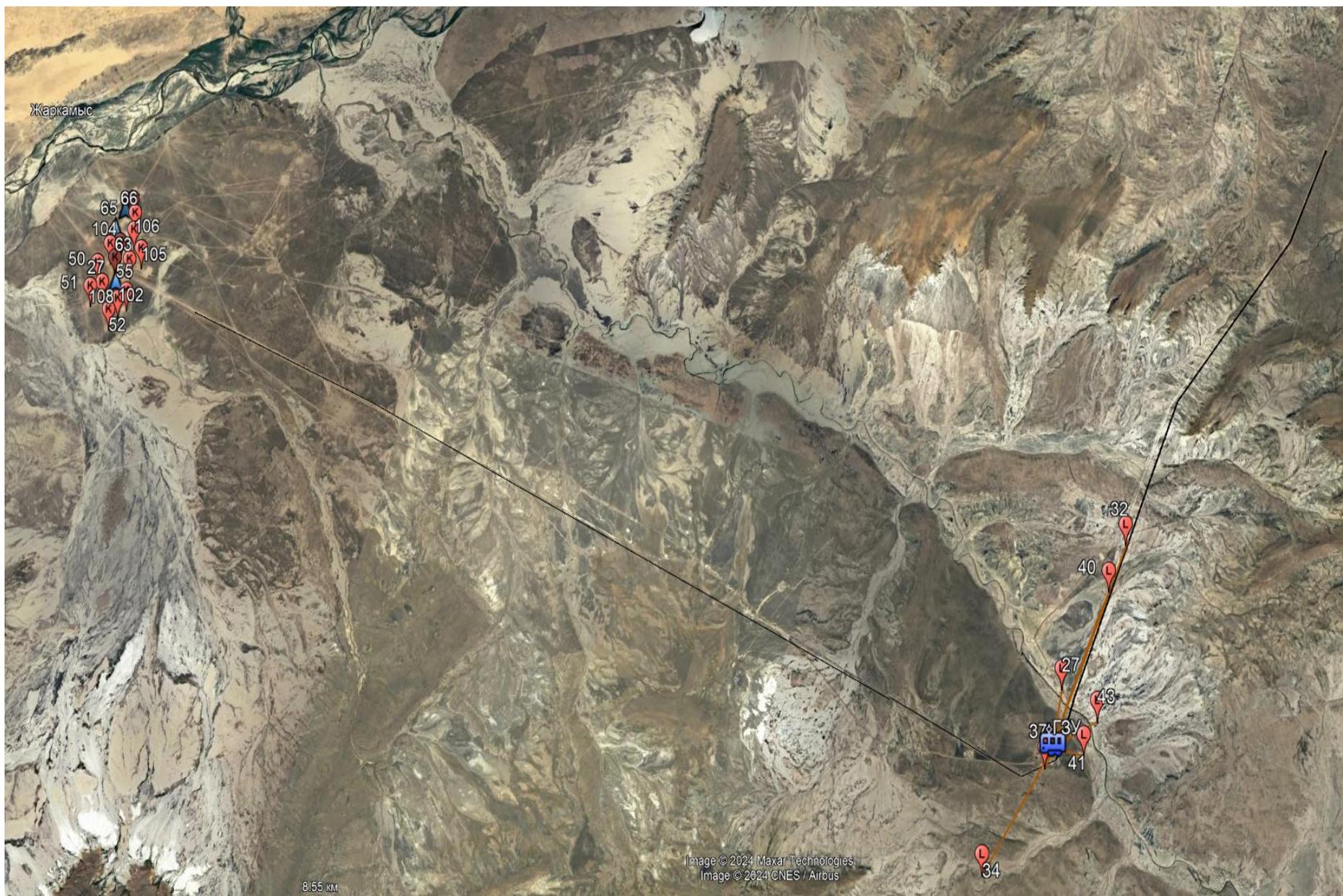


Рисунок 6.3.2 — Технологическая схема системы сбора месторождения Актобинской области ТОО «Казхатуркмунай»

Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инижиниринг» был составлен и утвержден документ «Норматив технологических потерь при сборе, подготовке и транспортировке нефти, газа и конденсата на месторождениях ТОО «Казахтуркмунай» в Актюбинской и Мангистауской области, согласно которому нормативы потерь по месторождению Лактыбай составляют: нефти – 0,48% от объема добычи нефти, газа – 0,43% от объема добычи газа.

Расчет потерь нефти и газа по рекомендуемому варианту разработки представлен в таблице 6.3.2.

Таблица 6.3.2 - Расчет потерь нефти и газа

| Годы | Добыча нефти, тыс. т | Норматив потерь нефти, % | Объем потерь нефти, тыс. т | Добыча газа, млн. м ³ | Норматив потерь газа, % | Объем потерь газа, млн м ³ |
|------|----------------------|--------------------------|----------------------------|----------------------------------|-------------------------|---------------------------------------|
| 2025 | 74,515 | 0,48 | 0,358 | 16,773 | 0,43 | 0,072 |
| 2026 | 90,774 | 0,48 | 0,436 | 20,475 | 0,43 | 0,088 |
| 2027 | 83,624 | 0,48 | 0,401 | 18,212 | 0,43 | 0,078 |
| 2028 | 94,705 | 0,48 | 0,455 | 20,082 | 0,43 | 0,086 |
| 2029 | 104,319 | 0,48 | 0,501 | 23,299 | 0,43 | 0,100 |
| 2030 | 112,722 | 0,48 | 0,541 | 24,725 | 0,43 | 0,106 |
| 2031 | 114,247 | 0,48 | 0,548 | 25,236 | 0,43 | 0,109 |
| 2032 | 111,451 | 0,48 | 0,535 | 25,648 | 0,43 | 0,110 |
| 2033 | 107,004 | 0,48 | 0,514 | 25,555 | 0,43 | 0,110 |
| 2034 | 91,594 | 0,48 | 0,440 | 22,202 | 0,43 | 0,095 |
| 2035 | 77,920 | 0,48 | 0,374 | 19,163 | 0,43 | 0,082 |
| 2036 | 67,273 | 0,48 | 0,323 | 16,771 | 0,43 | 0,072 |
| 2037 | 56,174 | 0,48 | 0,270 | 14,092 | 0,43 | 0,061 |
| 2038 | 47,098 | 0,48 | 0,226 | 11,738 | 0,43 | 0,050 |
| 2039 | 41,841 | 0,48 | 0,201 | 10,415 | 0,43 | 0,045 |
| 2040 | 36,198 | 0,48 | 0,174 | 9,005 | 0,43 | 0,039 |
| 2041 | 31,390 | 0,48 | 0,151 | 7,803 | 0,43 | 0,034 |

В период 2025-2032 годы ожидается ввод из бурения добывающих скважин в кол-ве 7-единиц (№47, №45, №48, №27D, №14D, №50 и №49). Выкидные линия должны прокладываться подземно. Выкидные линия проектных добывающих скважин будет подключаться к существующей АГЗУ.

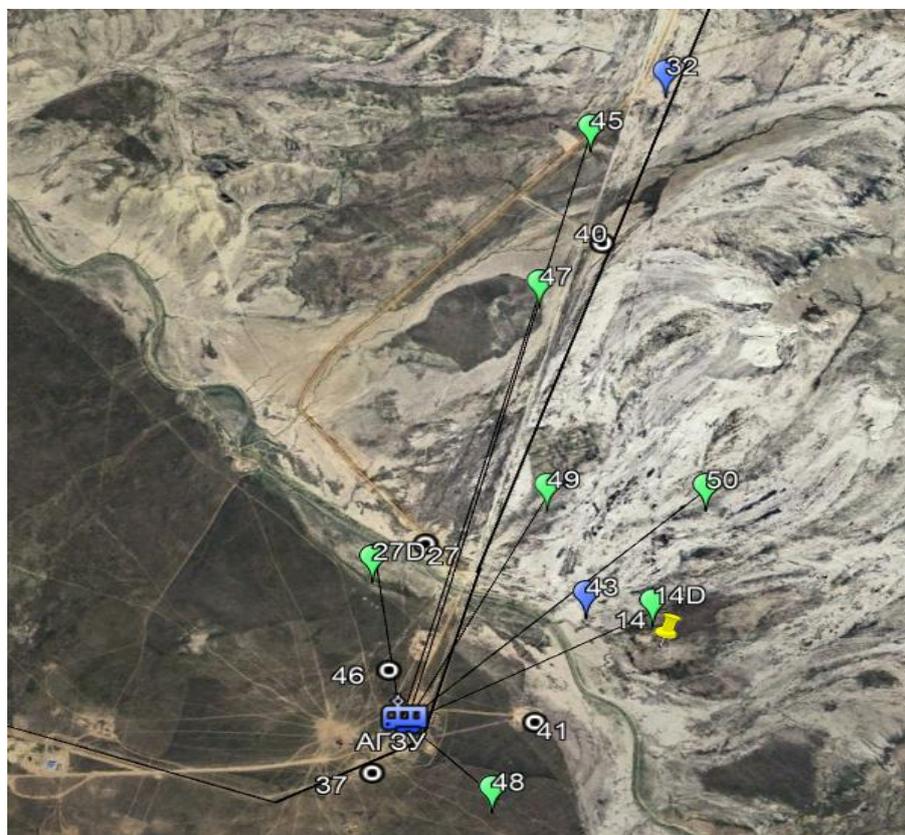
В таблице 6.3.3 технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Лактыбай.

Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Ботакан представлена приведена на рис 6.3.3.

Таблица 6.3.3 – Технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Лактыбай

| № | № АГЗ У | № скважин | Год ввода в эксплуатацию | Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм | Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м | Материальное исполнение трубопровода |
|---|---------|-----------|--------------------------|---|--|--------------------------------------|
| 1 | 1 | 48 | 2025 | 114x6,0 | 830 | сталь |
| 2 | | 47 | 2027 | 114x6,0 | 3630 | сталь |

| | | | | | | |
|---|--|-----|------|---------|------|-------|
| 3 | | 49 | 2028 | 114x6,0 | 2080 | сталь |
| 4 | | 27D | 2029 | 114x6,0 | 1320 | сталь |
| 5 | | 45 | 2030 | 114x6,0 | 4920 | сталь |
| 6 | | 50 | 2031 | 114x6,0 | 2680 | сталь |
| 7 | | 14D | 2032 | 114x6,0 | 1865 | сталь |



- проектная скважина

Рисунок 6.3.3 - Схема расположения проектных добывающих скважин месторождении Лактыбай

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Регулирование вопросов использования ПНГ в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями Правительства РК, директивными указаниями Министерства охраны окружающей среды.

Утилизация газа на месторождении Лактыбай осуществляется по «Программе развития переработки сырого газа на месторождении Лактыбай ТОО «Казахтуркмунай» в Актюбинской области на 2025 год. (Протокол №24/4 от 08.11.2024г.). Технологически неизбежное сжигание сырого газа по месторождению на 2025 год. составляет $V_{\text{Г}}-0,4974$ млн. м^3 , в том числе по категории $V_6 - 0,0133$ млн м^3 , по категории $V_7 - 0,4841$ млн м^3 , по категории $V_8 - 0$ млн м^3 и по категории $V_9 - 0$ млн м^3 , при добыче газа 10,074 млн м^3 (Разрешение на сжигание в факелах сырого газа KZ47VPC00024827 от 02.12.2024.).

На месторождении Лактыбай применяется герметизированная система сбора продукции добывающих скважин. Одна часть газа после сепарации и очистки от капельной жидкости на газовых сепараторах используется на собственные нужды, в качестве топлива в печах подогрева нефти, а также котлов отопления, 2 часть отправляется по газопроводу «Лактыбай-Каратобе Южное» с дальнейшей утилизацией газа на ГТЭС.

Для целей утилизации и развития переработки попутно добываемого газа на объектах месторождений Лактыбай разработана схема движения потоков выделяемого газа, описанная ниже.

На месторождении Лактыбай в существующей технологической схеме установки подготовки нефти используется следующее газопотребляющее оборудование:

- Печь подогрева ППНП1-0,65/0,63 – 1 единица;
- Котельная «Buderus» – 1 единица;
- Котельная «Ferrolі» – 1 единица;
- ГТЭС.

Система сбора и утилизации газа на месторождении

На месторождении Лактыбай применяется следующая схема сбора и промышленной подготовки нефти на месторождении.

Газожидкостная смесь от скважин поступает на групповую замерную установку «ГМН 8-40-500». Замерная установка обеспечивает поочередный индивидуальный замер дебита каждой скважины. Продукция остальных скважин объединяется и общим потоком направляется на площадку нефтегазового сепаратора НГС-1.

Выделившийся газ после сепаратора НГС-1 поступает последовательно в вертикальный газосепаратор ГС, далее по газопроводу поступает на собственные нужды - печь подогрева ППНП 1-0,65\0,63, котельная установка «Buderus» и «Ferrolі». Излишки сырого газа поступают на компрессорную станцию, откуда производится транспортировка газа на газотурбинные электростанции (ГТЭС), расположенные на месторождении Каратобе Южное.

Схема системы утилизации попутно-нефтяного газа представлена на рисунке 6.4.1.

Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Лактыбай представлен в таблицах 6.4.1, 6.4.2.

Таблица 6.4.1 — Баланс добычи и распределение нефтяного газа месторождения Лактыбай (вариант 1)

| №п/п | Добыча нефти и газа/Объекты потребления газа | Кол-во оборудования, ед. | Число часов работы, ч/сутки | Расход газа, м ³ /ч | Число суток работы, сут | Объем газа, млн. м ³ | | | | | | | | | | |
|------|---|--------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-------------------------|---------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|
| | | | | | | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
| 1 | Добыча газа (V ₁) | | | | | 16,915 | 20,199 | 19,009 | 21,617 | 20,516 | 17,222 | 14,581 | 12,287 | 10,372 | 8,876 | 7,573 |
| 2 | Технологические потери | | | | | 0,073 | 0,087 | 0,082 | 0,093 | 0,088 | 0,074 | 0,063 | 0,053 | 0,045 | 0,038 | 0,033 |
| 3 | Собств. нужды месторождения (V ₁), в т.ч. | | | | | 9,455 | 9,455 | 9,455 | 9,638 | 9,455 | 9,455 | 9,455 | 9,638 | 9,455 | 8,341 | 7,043 |
| | ППНП1-0,65/0,63 (1 в работе) | 1 | 24 | 91 | 365 | 0,797 | 0,797 | 0,797 | 0,799 | 0,797 | 0,797 | 0,797 | 0,799 | 0,797 | 0,797 | 0,797 |
| | Котельная установка «Buderus» | 1 | 24 | 362 | 182 | 1,581 | 1,581 | 1,581 | 1,59 | 1,581 | 1,581 | 1,581 | 1,59 | 1,581 | 1,581 | 1,581 |
| | Котел «Ferrolі » | 1 | 24 | 175 | 365 | 1,533 | 1,533 | 1,533 | 1,5372 | 1,533 | 1,533 | 1,533 | 1,5372 | 1,533 | 1,533 | 1,533 |
| | Газотурбинная электростанция "ПАЭС-2500" | 7 | 24 | 1000 | 33 | 5,544 | 5,544 | 5,544 | 5,712 | 5,544 | 5,544 | 5,544 | 5,712 | 5,544 | 4,430 | 3,132 |
| 4 | Газопровод Лактыбай-Юж.Каратобе (ГТЭС), в т.ч., | | | | | 6,891 | 10,160 | 8,976 | 11,387 | 10,475 | 7,196 | 4,566 | 2,097 | 0,375 | 0,000 | 0,000 |
| 5 | Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа V _v | | | | | 0,497 | 0,497 | 0,497 | 0,499 | 0,497 | 0,497 | 0,497 | 0,499 | 0,497 | 0,497 | 0,497 |
| 5.1 | При эксплуатации технол. оборудования (V ₇) | | | | | 0,484 | 0,484 | 0,484 | 0,485 | 0,484 | 0,484 | 0,484 | 0,485 | 0,484 | 0,484 | 0,484 |
| | Дежурная горелка ФВД | 1 | 24 | 2,2 | 365 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 |
| | Продувка ФВД | 1 | 24 | 25,434 | 365 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 |
| | Дежурная горелка ФНД | 1 | 24 | 2,2 | 365 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 |
| | Продувка ФНД | 1 | 24 | 25,434 | 365 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 |
| 5.2 | Объем неизбежного сжигания газа при пуско-наладке технологического оборудования (V ₆) | 1 | 32,1 | 137,623 | 3 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 |

Таблица 6.4.2 — Баланс добычи и распределение нефтяного газа месторождения Лактыбай (вариант 2 - рекомендуемый)

| №п/п | Добыча нефти и газа/Объекты потребления газа | Кол-во оборудования, ед. | Число часов работы, ч/сутки | Расход газа, м ³ /ч | Число суток работы, сут | Объем газа, млн. м ³ | | | | | | | | | | |
|------|--|--------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-------------------------|---------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | | | | | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
| 1 | Добыча газа (V ₁) | | | | | 16,773 | 20,475 | 18,212 | 20,082 | 23,299 | 24,725 | 25,236 | 25,648 | 25,555 | 22,202 | 19,163 |
| 2 | Технологические потери | | | | | 0,072 | 0,088 | 0,078 | 0,086 | 0,100 | 0,106 | 0,109 | 0,110 | 0,110 | 0,095 | 0,082 |
| 3 | Собств. нужды месторождения (V ₁), в т.ч. | | | | | 9,455 | 9,455 | 9,455 | 9,638 | 9,455 | 9,455 | 9,455 | 9,638 | 9,455 | 9,455 | 8,523 |
| | ППНП1-0,65/0,63 (1 в работе) | 1 | 24 | 91 | 365 | 0,797 | 0,797 | 0,797 | 0,799 | 0,797 | 0,797 | 0,797 | 0,799 | 0,797 | 0,797 | 0,797 |
| | Котельная установка «Buderus» | 1 | 24 | 362 | 182 | 1,581 | 1,581 | 1,581 | 1,59 | 1,581 | 1,581 | 1,581 | 1,59 | 1,581 | 1,581 | 1,581 |
| | Котел «Ferrolі» | 1 | 24 | 175 | 365 | 1,533 | 1,533 | 1,533 | 1,5372 | 1,533 | 1,533 | 1,533 | 1,5372 | 1,533 | 1,533 | 1,533 |
| | Газотурбинная электростанция "ПАЭС-2500" | 7 | 24 | 1000 | 33 | 5,544 | 5,544 | 5,544 | 5,712 | 5,544 | 5,544 | 5,544 | 5,712 | 5,544 | 5,544 | 4,612 |
| 4 | Газопровод Лактыбай-Юж.Каратобе (ГТЭС), в т.ч., | | | | | 6,749 | 10,435 | 8,182 | 9,859 | 13,247 | 14,667 | 15,175 | 15,401 | 15,494 | 12,155 | 10,060 |
| 5 | Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа V _v | | | | | 0,497 | 0,497 | 0,497 | 0,499 | 0,497 | 0,497 | 0,497 | 0,499 | 0,497 | 0,497 | 0,497 |
| 5.1 | При эксплуатации технол. оборудования (V ₇) | | | | | 0,484 | 0,484 | 0,484 | 0,485 | 0,484 | 0,484 | 0,484 | 0,485 | 0,484 | 0,484 | 0,484 |
| | Дежурная горелка ФВД | 1 | 24 | 2,2 | 365 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 |
| | Продувка ФВД | 1 | 24 | 25,434 | 365 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 |
| | Дежурная горелка ФНД | 1 | 24 | 2,2 | 365 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 | 0,019 |
| | Продувка ФНД | 1 | 24 | 25,434 | 365 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 |
| 5.2 | Объем неизбежного сжигания газа при пусконаладке технологического оборудования (V ₆) | 1 | 32,1 | 137,623 | 3 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 |

6.5 Выполнение требований и рекомендаций к системе ППД, качеству используемой воды

На месторождении Лактыбай система ППД (поддержание пластового давления) отсутствует. Разработка месторождения осуществляется в естественном режиме без применения системы ППД.

Проектом разработки месторождения предполагается разработка с поддержанием пластового давления закачкой воды с 2026 года. Предусматривается перевод под ППД (нагнетание) в 2026 г. – скважины №43, №32, в 2032г.- скважину №27D.

В связи с тем, что сточной воды самого месторождения будет недостаточно, для закачки предусматривается использование воды с водозаборной скважины ЗЦ, которая была пробурена в 2022-2023 годах, при условии совместимости пластовых вод.

В качестве рабочего агента для закачки планируется использование вод с водозаборной скважины месторождения Лактыбай.

Обустройство системы ППД

Технологический процесс закачки воды в систему ППД будет происходить по принципиальной схеме, указанной на Рисунке 6.5.1.

Закачку воды необходимо провести по герметизированной системе, что исключает возможность попадания агрессивных компонентов, сероводорода, механических примесей в закачиваемую воду.

Вода с водозаборной скважины №ЗЦ поступает в блок гребенки с фильтрами грубой очистки (БГ). Для осуществления контроля за выполнением технологических режимов работы скважин и процесса разработки объекта в целом скважины должны быть оборудованы водомерными расходомерами, манометрами, устройствами для отбора проб воды и замера температуры на устье.

После удаления из воды крупных механических примесей и абразивных веществ, вода направляется в емкостное оборудование в количестве 2-х единиц. На выходе фильтра в трубопровод будет дозироваться ингибитор коррозии и бактерицид. Далее вода будет поступать на вход подпорных насосов для подачи на ВРП. Пункт водораспределительный предназначен для распределения и учета воды, закачиваемой в скважины. С ВРП вода будет поступать на прием нагнетательных насосов в кол-ве 2-единиц, с дальнейшей закачкой в нагнетательные скважины №№32, №43 и №27D.

Нагнетательные скважины рекомендуется снабдить контрольно-измерительными приборами, устройствами для отбора проб.

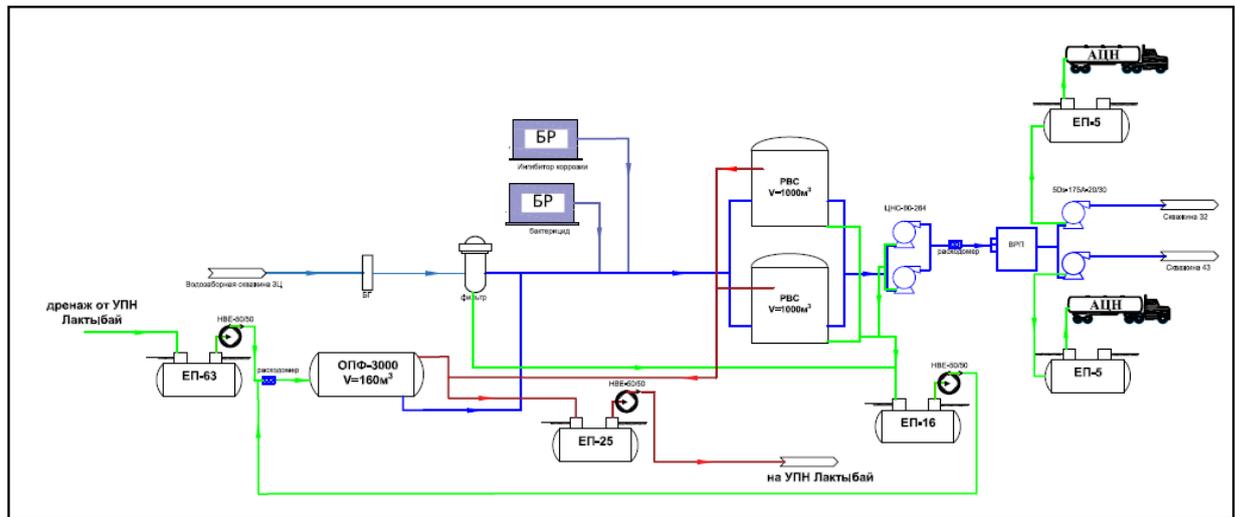


Рисунок 6.5.1 – Принципиальная схема системы ППД на месторождении Лактыбай

*Подбор емкостного оборудования осуществлялся также с учетом объема закачиваемой воды месторождения Восточный Урихтау

Примечание: согласно нормативным документам, в случае совместной закачки попутно-пластовой и вод с водозаборных скважин, для начала необходимо провести исследовательские работы для определения совместимости вод, с обязательным определением допустимых процентных соотношении их смешения (при необходимости).

Для обустройства системы ППД рекомендуется выполнить следующий объем строительных работ:

Таблица 6.5.1 – Оборудование, необходимое для обустройства системы ППД

| № п/п | Наименование | ЕИ | Всего | Годы |
|-------|--|----|-------|------|
| | | | | 2026 |
| 1. | Обустройство водозаборной скважины 3Ц | ед | | 1 |
| 2. | Прокладка выкидных линий от водозаборной скважины до БГ Ø114x6,0 мм | м | | 1156 |
| 3. | Блок гребенки | ед | 1 | 1 |
| 4. | Трубопровод от БГ до КФНС Ø219x8,0мм | м | | 35 |
| 5. | Капсульный фильтр КФНС | ед | 1 | 1 |
| 6. | Резервуар для воды 1000 м ³ | ед | 1 | 1 |
| 7. | Резервуар для воды 2000 м ³ | ед | 1 | 1 |
| 8. | Трубопровод от КФНС до РВС Ø219x8,0мм | м | | 40 |
| 9. | Подпорный насос (2-ед) (1 рабочий+1резервный) | ед | 2 | 2 |
| 10. | Трубопровод от РВС до подпорного насоса Ø219*8,0мм | м | | 25 |
| 11. | Водораспределительный пункт на 3 отвода | ед | 1 | 1 |
| 12. | Прокладка трубопровода от подпорного до ВРП Ø219*8,0мм | м | 1 | 20 |
| 13. | КНС (кустовая насосная станция) №1, №2 | ед | 2 | 2 |
| 14. | Прокладка трубопровода от ВРП Ø159x6,0 до КНС-1 | м | 1 | 80 |
| 15. | Прокладка трубопровода от ВРП Ø114x6,0 до КНС-2 | м | 1 | 60 |
| 16. | Обустройство нагнетательной скважины | ед | 2 | 2 |
| 17. | Прокладка нагнетательной линий Ø159x14 мм до скв №32 | м | | 5700 |
| 18. | Прокладка нагнетательной линий Ø114x14 мм до скв №43 | м | | 2400 |
| 19. | Отстойник ОПФ-3000 | ед | 1 | 1 |
| 20. | Дренажная емкость для сбора хранения остатков нефтепродуктов, сточных вод ЕП-5, 5, 16 и 25 с насосной установкой | ед | 4 | 4 |
| 21. | Дренажный трубопровод от УПН до фильтра | м | | 30 |
| 22. | Дренажный трубопровод от фильтра до ОВ-25 | м | | 20 |
| 23. | Трубопровод от ОВ-25 до ЕП-16 | м | | 60 |
| 24. | Трубопровод воды от ЕП-16 на выход фильтра | м | | 50 |

| | | | | |
|-----|--|---|--|----|
| 25. | Дренажный трубопровод нефти от РВС до ЕП-16 | м | | 50 |
| 26. | Дренажный трубопровод от подпорного насоса №1 до ЕП-16 | м | | 30 |
| 27. | Дренажный трубопровод от подпорного насоса №2 до ЕП-16 | | | |
| 28. | Дренажный трубопровод от нагнетательного насоса №1 до ЕП-5 | м | | 20 |
| 29. | Дренажный трубопровод от нагнетательного насоса №2 до ЕП-5 | м | | 20 |

Для проектируемого оборудования должна быть предусмотрена антикоррозионная защита внутренней и наружной поверхностей. Материал исполнения трубопроводов бесшовные Ст.20 (ГОСТУ 8734-75).

Рекомендуется проводить мониторинг/диагностику коррозии и антикоррозионные мероприятия по защите трубопроводов и оборудования, для своевременного предотвращения их коррозионного износа и обеспечения безопасной эксплуатации.

Подбор насосного оборудования

Согласно проектным показателям, максимальные объемы закачки воды составят:

- Объем попутно-добываемой воды – 0,15-2,2 м³/ч;
- Объем артезианской воды – 0,2 – 19,1 м³/ч.

Рекомендуется установка насосного оборудования, согласно вышеуказанным характеристикам. Подбор подпорного насосного оборудования БКНС необходимо осуществлять исходя из технических характеристик насосного оборудования БКНС.

Согласно нормам резервирования насосного оборудования, обеспечивающие непрерывность технологических процессов, необходимо предусмотреть 1 рабочий и 1 резервный насос.

Требования и рекомендации к качеству воды, используемой для заводнения

При применении системы ППД, особое внимание уделяется качеству закачиваемого агента в пласт, так как следствием некачественной подготовки и закачки. Вода используемая для заводнения нефтяных пластов должна соответствовать нормативной документации СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана, 2007 г.:

- Значение рН должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5.
- При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.
- При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм не крупнее 1 мкм.

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по Таблице 6.5.3.

Таблица 6.5.2 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления

| Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ² | Коэффициент относительной трещиноватости коллектора | Допустимое содержание в воде, мг/л | |
|---|---|------------------------------------|----------------|
| | | механических примесей | нефти |
| до 0,1 вкл. свыше 0,1 | - | до 3 до 5 | до 5 до 10 |
| до 0,35 вкл свыше 0,35 | от 6,5 до 2 вкл менее 2 | до 15 до 30 | до 15 до 30 |
| до 0,6 вкл свыше 0,6 | от 35 до 3,6 вкл менее 3,6 | до 40 до 50 | до 40 до 50 |

**Средняя проницаемость по I-объекту пластам составляет 0,0072 мкм², по II-объекту пластам составляет 0,0494 мкм² и по III-объекту 0,00836 мкм², в связи с чем допустимое количество механических примесей должно быть в диапазоне до 3 мг/л, нефтепродуктов до 5 мг/л соответственно.*

Средняя проницаемость по I-объекту пластам составляет 0,0072 мкм², по II-объекту пластам составляет 0,0494 мкм² и по III-объекту 0,00836 мкм², в связи с чем допустимое количество механических примесей должно быть в диапазоне до 3 мг/л, нефтепродуктов до 5 мг/л соответственно.

- Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.
- Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.
- При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506.
- В воде, нагнетаемой в продуктивные коллектора, пластовые воды, которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.
- Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.
- При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Для контроля за качеством подготовленной для заводнения воды, рекомендуется осуществлять отбор проб на выходе из водоочистой установки и на устье наиболее удаленной нагнетательной скважины, на определение содержания кислорода, механических примесей, количества бактерий и сероводорода. Периодичность контроля качества воды устанавливается технологической службой в зависимости от свойств закачиваемой воды и характеристики продуктивных коллекторов.

Технологические приемы очистки и подготовки воды выбирают в соответствии с таблицей 6.5.4.

Таблица 6.5.3 – Технологические приемы обработки воды

| Показатели качества воды | Технологические приемы обработки воды |
|---|--|
| Фильтрационная характеристика | Отстаивание, коалесценция, флотация, фильтрование через различные материалы, гидравлическая сортировка, коагулирование с последующим фильтрованием, применение ингибиторов солеотложения и коррозии. |
| Стабильность | Ингибирование отложения солей. |
| Совместимость | Ингибирование отложения карбонатов и сульфатов. |
| Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти | Отстаивание, коалесценция на твердых и жидких средах, фильтрование через различные зернистые материалы, гидравлическая сортировка, флотация, коагулирование с последующим фильтрованием, диспергирование. |
| Содержание эмульгированной нефти и механических примесей | Отстаивание, коалесценция на твердых и жидких средах, фильтрация через различные зернистые материалы, отделение в гидроциклонах и мультигидроциклонах, флотация, коагулирование с последующей фильтрацией. |
| Содержание растворенного кислорода | Десорбция нефтяным газом, «холодная» вакуумная деаэрация, связывание реагентами восстановителями. |
| Коррозионная активность | Применения ингибиторов коррозии. |
| Содержание сероводорода, углеродных газов | Деаэрирование, связывание химическими реагентами, ингибирование. |
| Наличие СВБ | Обработка бактерицидами, бактерицидными лучами, хлором. |
| Содержание иона железа | Обработка и закачка воды по закрытой (без доступа воздуха) схеме, окисление, подщелачивание или смешение железо – и сероводородсодержащих промышленных сточных вод с последующим отстаиванием и фильтрованием. |

7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

В рамках настоящего дополнения к проекту, согласно 1 варианту разработки, предусматривается бурение 3 вертикальной и 1 горизонтальных скважин. 2 вариант является продолжением 1 варианта и дополнительно предусматривает бурение ещё 4 вертикальных скважин. Таким образом, в рамках 2 варианта планируется бурение 7 вертикальных скважин.

Конструкция и расчёт продолжительности бурения для 1 варианта представлены в таблицах 7.1.1–7.1.6. Следует отметить, что 2 вариант является продолжением 1 варианта, и расчёты по дополнительным 4 вертикальным скважинам приведены в таблицах 7.1.7–7.1.10.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины; условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности

обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция по 1 варианту для вертикальных и горизонтальных эксплуатационных скважин на месторождении Лактыбай:

В рамках «Проекта разработки месторождения Лактыбай» эксплуатационные скважины должны иметь следующие конструкции:

Для I объекта, скважин №45,47 глубиной 4700м, рекомендуемая конструкция вертикальных скважин:

Направление Ø508 мм, которое устанавливается на глубине 100 м, с целью предохранение устья скважины от размыва, создание канала циркуляции.

Кондуктор Ø339,7 мм спускается на глубину 950 м, цементируется до устья с целью перекрытие неустойчивые мезозойские отложения, в которых возможны обвалы стенок скважин, частичные поглощения бурового раствора. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø244,5 мм спускается на глубину 3500 м, цементируется до устья с целью перекрытие отложений верхней и нижней перми.

Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается на глубину 4200 м и цементируется подъемом цемента до устья с целью перекрытие отложений КТ-II (C_{1v3} и C_{1v2}), возможны поглощения бурового раствора и возможны проявления. Испытание (освоение) продуктивных горизонтов.

Хвостовик Ø127 мм спускается до проектной глубины и цементируется прямым способом с установкой башмака на глубине 4700 м с целью перекрытие отложений КТ-II (C_{1v2}), возможны проявления. Испытание (освоение) продуктивных горизонтов для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Таблица 7.1.1 – Проектная конструкция скважин глубиной 4700м

| №№ п/п | Наименование обсадной колонны | Диаметр, мм | | Глубины спуска колонн, мм | Высота подъема цемента за колонной |
|-----------|----------------------------------|---------------------|----------------------|---------------------------------|--|
| | | Обсадной колонны | Скважины (долота) | | |
| 1 | Направление | 508,0 | 660,4 | 100 | До устья |
| 2 | Кондуктор | 339,7 | 444,5 | 950 | До устья |
| 3 | Техническая | 244,5 | 311,15 | 3500 | До устья |
| 4 | Эксплуатационная | 177,8 | 215,9 | 4200 | До устья |

| | | | | | |
|---|-----------|-------|-------|------|---|
| 5 | Хвостовик | 127,0 | 152,4 | 4700 | - |
|---|-----------|-------|-------|------|---|

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Таблица 7.1.2 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины с проектной глубиной 4700м.

| Наименование работ | Время, сут. |
|---|-------------|
| Подготовительные работы к бурению | 6 |
| Бурение скважины | 114,04 |
| Крепление скважины | 19,13 |
| Освоение объектов в колонне | 18,45 |
| Строительно-монтажные работы | 15,0 |
| Полная продолжительность цикла строительства скважины | 172,62 |

Для II объекта, скважины №48 глубиной 4200м, рекомендуемая конструкция вертикальных скважин:

Направление Ø508 мм, которое устанавливается на глубине 100 м, с целью предохранение устья скважины от размыва, создание канала циркуляции.

Кондуктор Ø339,7 мм спускается на глубину 950 м, цементируется до устья с целью перекрытие неустойчивые мезозойские отложения, в которых возможны обвалы стенок скважин, частичные поглощения бурового раствора. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø244,5 мм спускается на глубину 3500 м, цементируется до устья с целью перекрытие отложений верхней и нижней перми.

Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается на глубину 4200 м и цементируется подъемом цемента до устья с целью перекрытие отложений КТ-II (C_{1V3} и C_{1V2}), возможны поглощения бурового раствора и возможны проявления. Испытание (освоение) продуктивных горизонтов для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Таблица 7.1.3 – Проектная конструкция скважин глубиной 4200м

| №№ п/п | Наименование обсадной колонны | Диаметр, мм | | Глубины спуска колонн, мм | Высота подъема цемента за колонной |
|--------|-------------------------------|------------------|-------------------|---------------------------|------------------------------------|
| | | Обсадной колонны | Скважины (долота) | | |
| 1 | Направление | 508,0 | 660,4 | 100 | До устья |
| 2 | Кондуктор | 339,7 | 444,5 | 950 | До устья |
| 3 | Техническая | 244,5 | 311,15 | 3500 | До устья |
| 4 | Эксплуатационная | 177,8 | 215,9 | 4200 | До устья |

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Таблица 7.1.4 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины с проектной глубиной 4200м.

| Наименование работ | Время, сут. |
|-----------------------------------|-------------|
| Подготовительные работы к бурению | 6 |
| Бурение скважины | 82,18 |
| Крепление скважины | 19,13 |
| Освоение объектов в колонне | 18,45 |
| Строительно-монтажные работы | 15,0 |

| | |
|---|--------|
| Полная продолжительность цикла строительства скважины | 140,76 |
|---|--------|

Для строительства горизонтальной скважины №52 предусматривается следующая конструкция:

Направление Ø508 мм, которое устанавливается на глубине 100 м, с целью предохранение устья скважины от размыва, создание канала циркуляции.

Кондуктор Ø339,7 мм спускается на глубину 950 м, цементируется до устья с целью перекрытие неустойчивые мезозойские отложения, в которых возможны обвалы стенок скважин, частичные поглощения бурового раствора. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø244,5 мм спускается на глубину 3250 м, цементируется до устья с целью перекрытие отложений верхней и нижней перми.

Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается на глубину 4359,13м (по стволу), и цементируется подъемом цемента до устья с целью перекрытие отложений КТ-II (C_{1V3} и C_{1V2}), возможны поглощения бурового раствора и возможны проявления. Испытание (освоение) продуктивных горизонтов.

Хвостовик Ø127 мм спускается до проектной глубины и цементируется прямым способом с установкой башмака на глубине 4759,13м (по стволу) с целью перекрытие отложений КТ-II (C_{1V2}), возможны проявления. Испытание (освоение) продуктивных горизонтов для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Таблица 7.1.5 – Типовая проектная конструкция скважины 52 (горизонтальная скважина)

| №№ п/п | Наименование обсадной колонны | Диаметр, мм | | Глубины спуска колонн, мм (по стволу) | Высота подъема цемента за колонной |
|--------|-------------------------------|------------------|-------------------|---------------------------------------|------------------------------------|
| | | Обсадной колонны | Скважины (долота) | | |
| 1 | Направление | 508,0 | 660,4 | 100 | До устья |
| 2 | Кондуктор | 339,7 | 444,5 | 950 | До устья |
| 3 | Техническая | 244,5 | 311,15 | 3250 | До устья |
| 4 | Эксплуатационная | 177,8 | 215,9 | 4359,13 | До устья |
| 5 | Хвостовик | 127,0 | 152,4 | 4759,13 | - |

*Примечание: *- глубина спуска колонн зависит от глубины залегания целевого продуктивного горизонта и может корректироваться во время бурения по результатам ГИС.*

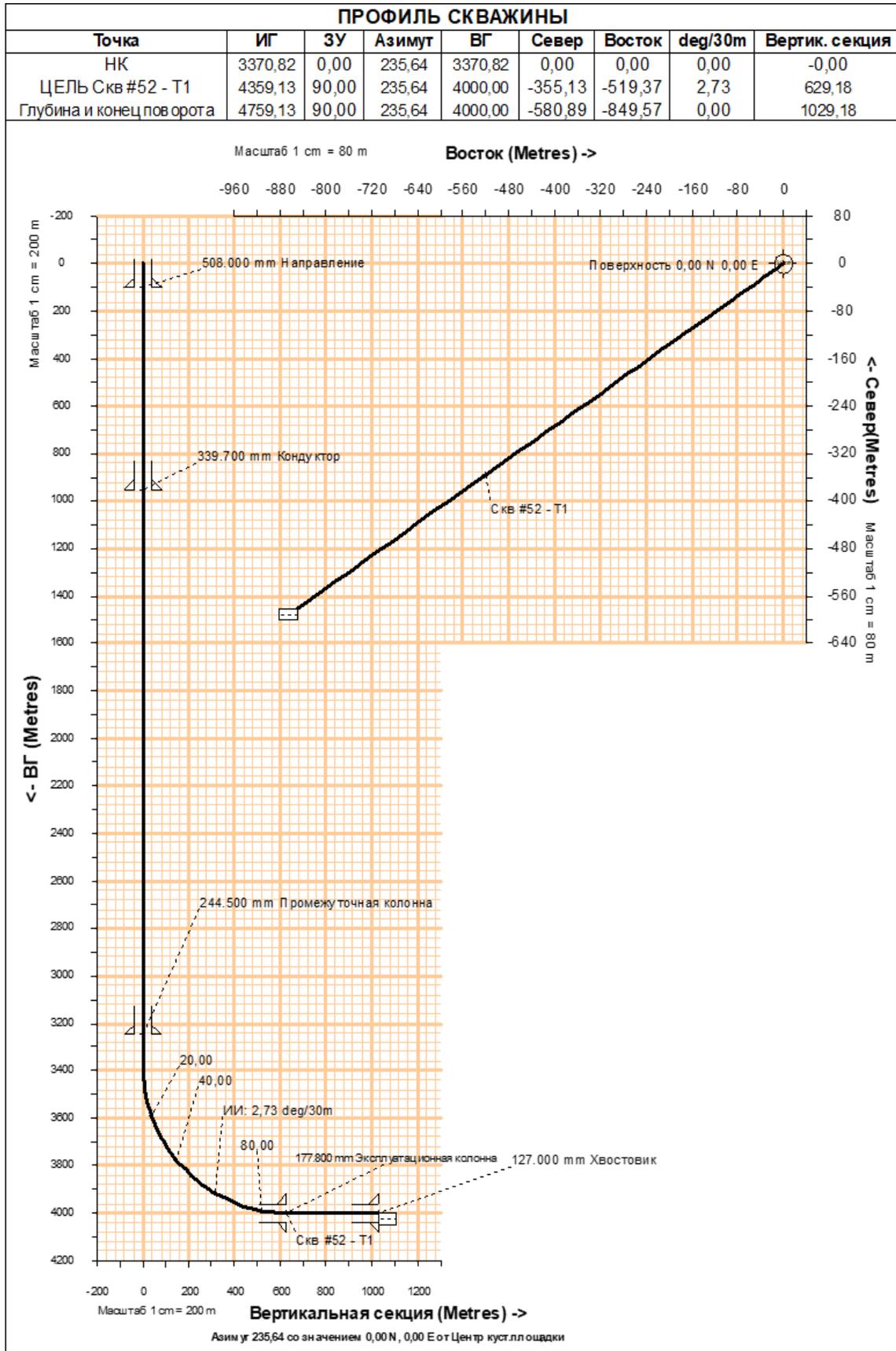
Бурение горизонтальной скважины ориентировочно начало набора угла рекомендуется начать с глубины 3370,82 м по вертикали в эксплуатационной колонне. Максимальная интенсивность набора кривизны 2,73°/30 м, максимальный зенитный угол 90°, максимальный азимут 235,64°, при этом общее отклонение от вертикали составляет 1029,18 м.

Таблица 7.1.6 – Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины №52 с проектной глубиной 4759,13м (по стволу).

| Наименование работ | Время, сут. |
|-----------------------------------|-------------|
| Подготовительные работы к бурению | 6 |
| Бурение скважины | 120,24 |
| Крепление скважины | 21,05 |
| Освоение объектов в колонне | 22,66 |

| | |
|---|--------|
| Строительно-монтажные работы | 15 |
| Полная продолжительность цикла строительства скважины | 184,95 |

Ниже приведен профиль для горизонтальной скважины №52



С учетом вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция по 2 варианту для вертикальных скважин на месторождении Лактыбай:

Для II и III объекта, скважин №№27D,50,14D,49 глубиной 4500м, рекомендуемая конструкция вертикальных скважин:

Направление Ø508 мм, которое устанавливается на глубине 100 м, с целью предохранение устья скважины от размыва, создание канала циркуляции.

Кондуктор Ø339,7 мм спускается на глубину 950 м, цементируется до устья с целью перекрытие неустойчивые мезозойские отложения, в которых возможны обвалы стенок скважин, частичные поглощения бурового раствора. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø244,5 мм спускается на глубину 3500 м, цементируется до устья с целью перекрытие отложений верхней и нижней перми.

Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается на глубину 4500 м и цементируется подъемом цемента до устья с целью перекрытие отложений КТ-II (C_{1v3} и C_{1v2}), возможны поглощения бурового раствора и возможны проявления. Испытание (освоение) продуктивных горизонтов для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Таблица 7.1.7 – Проектная конструкция скважин глубиной 4500м

| №№ п/п | Наименование обсадной колонны | Диаметр, мм | | Глубины спуска колонн, мм | Высота подъема цемента за колонной |
|-----------|----------------------------------|---------------------|----------------------|---------------------------------|--|
| | | Обсадной колонны | Скважины (долота) | | |
| 1 | Направление | 508,0 | 660,4 | 100 | До устья |
| 2 | Кондуктор | 339,7 | 444,5 | 950 | До устья |
| 3 | Техническая | 244,5 | 311,15 | 3500 | До устья |
| 4 | Эксплуатационная | 177,8 | 215,9 | 4500 | До устья |

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Таблица 7.1.8 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины с проектной глубиной 4500м.

| Наименование работ | Время, сут. |
|---|----------------|
| Подготовительные работы к бурению | 6 |
| Бурение скважины | 96,39 |
| Крепление скважины | 16,95 |
| Освоение объектов в колонне | 18,05 |
| Строительно-монтажные работы | 15,0 |
| Полная продолжительность цикла строительства скважины | 152,39 |

Для I объекта, скважин №47,45 глубиной 4700м, рекомендуемая конструкция вертикальных скважин:

Направление Ø508 мм, которое устанавливается на глубине 100 м, с целью предохранения устья скважины от размыва, создание канала циркуляции.

Кондуктор Ø339,7 мм спускается на глубину 950 м, цементируется до устья с целью перекрытия неустойчивых мезозойских отложений, в которых возможны обвалы стенок скважин, частичные поглощения бурового раствора. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø244,5 мм спускается на глубину 3500 м, цементируется до устья с целью перекрытия отложений верхней и нижней перми.

Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается на глубину 4200 м и цементируется подъемом цемента до устья с целью перекрытия отложений КТ-II (C_{1V3} и C_{1V2}), возможны поглощения бурового раствора и возможны проявления. Испытание (освоение) продуктивных горизонтов.

Хвостовик Ø127 мм спускается до проектной глубины и цементируется прямым способом с установкой башмака на глубине 4700 м с целью перекрытия отложений КТ-II (C_{1V2}), возможны проявления. Испытание (освоение) продуктивных горизонтов для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Таблица 7.1.9 – Проектная конструкция скважин глубиной 4700м

| №№ п/п | Наименование обсадной колонны | Диаметр, мм | | Глубины спуска колонн, мм | Высота подъема цемента за колонной |
|--------|-------------------------------|------------------|-------------------|---------------------------|------------------------------------|
| | | Обсадной колонны | Скважины (долота) | | |
| 1 | Направление | 508,0 | 660,4 | 100 | До устья |
| 2 | Кондуктор | 339,7 | 444,5 | 950 | До устья |
| 3 | Техническая | 244,5 | 311,15 | 3500 | До устья |
| 4 | Эксплуатационная | 177,8 | 215,9 | 4200 | До устья |
| 5 | Хвостовик | 127,0 | 152,4 | 4700 | - |

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Таблица 7.1.10 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины с проектной глубиной 4700м.

| Наименование работ | Время, сут. |
|---|-------------|
| Подготовительные работы к бурению | 6 |
| Бурение скважины | 114,04 |
| Крепление скважины | 19,13 |
| Освоение объектов в колонне | 18,45 |
| Строительно-монтажные работы | 15,0 |
| Полная продолжительность цикла строительства скважины | 172,62 |

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении Лактыбай более полно отвечает буровая установка ZJ-70, для вертикальных и горизонтальных скважин. Технология бурения скважин более

подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство эксплуатационных скважин.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП). ОП представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плашечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам полная продолжительность цикла строительства скважин приведена ниже конструкции скважин.

Требования к параметрам бурового раствора

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявления, сужение ствола скважины, осыпи, поглощения бурового раствора. 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, близких 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 четырехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, центрифуг, четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водоносных 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, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины;
3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Цементирование обсадных колонн

Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождении Лактыбай, использовались различные типы цемента: портландцементы типа ПТЦ-1-50, облегченный цемент типа ПЦТ-I-G-CC-I, цементно-бентонитовые смеси и другое. Однозначно выделить какой-либо тип цемента, обеспечивающий качественное разобщение пластов невозможно, поскольку качество и надежность крепления можно оценить только косвенным способом - по наличию или отсутствию межколонных перетоков и т.д. Наличие зон поглощения по стволу, водопроявляющих горизонтов и необходимость подъема тампонажного раствора на проектную высоту при низких градиентах гидроразрыва пласта вынуждает применить прямой способ цементирования скважин с использованием двух типов цементных растворов – с облегченной и нормальной плотностью. Но точное место подъема цемента с нормальной плотностью определяется по результатам геофизических исследований. В качестве буферной жидкости для разобщения бурового и цементного раствора применяется техническая вода с моющей добавкой.

При цементировании обсадных колонн с целью поддержания постоянной проектной плотности тампонажного раствора рекомендуется использование осреднительной емкости. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве эксплуатационную колонну рекомендуется оборудовать центраторами.

В соответствии с требованиями к конструкциям скважин предлагается цементирование скважин производить по следующей схеме: Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПТЦ-1-G-CC-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-III-об.5-50 (ГОСТ 1581-96) [17]. Вторая порция – представляет собой тампонажный раствор нормальной плотности (1,83-1,85 г/см³) на основе цемента марки ПЦТ-I- G-CC-I с вводом в состав тампонажной смеси расширяющих добавок из расчета до 30% от общего количества. Для

обеспечения заданной плотности цементных растворов, регулирования реологических свойств и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа УО-20, блока манифольда БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей сроков схватывания и расширителей цемента позволит 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 нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) ТУ 2439-347-05763441-2001 в количестве 0,01-0,015% от массы сухого цемента. 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.

В случае необходимости отбора керн в отдельно взятых скважинах, производство данных работ осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» через каждые 5 м нефтенасыщенных толщин.

7.2 Требования 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 глинистом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% от пластового давления. С этой целью, вскрытие продуктивного горизонта следует 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 следующие:

- создание противодействия на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов производится методом

кумулятивной перфорации корпусными перфораторами типа ПКО-89 и другие. В отличие от других типов кумулятивных перфораторов, их кумулятивные заряды, детонирующий шнур и взрывной патрон заключены в стальной герметичный толстостенный корпус. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (0,4 м) и диаметра (12-14 мм).

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 ПОПБ. 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.

Рекомендуется придерживаться следующих условий вскрытия продуктивных горизонтов:

- в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать не более $2/3$ нефтенасыщенных толщин от кровли;
- в газонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать также не более $2/3$ нефтенасыщенных толщин от подошвы.

При слабом притоке жидкости следует произвести плавный перевод скважины на ШГН. При отсутствии притока произвести плавное снижение уровня компрессором. Все работы должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по ТБ.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

8.1 Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ

В данной главе, согласно «Методическим рекомендациям...» представлена динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, попутного газа, закачки воды, динамика фонда и средних дебитов скважин и другие показатели согласно рекомендуемому 2 варианту.

Обоснование проекта плана добычи нефти, нефтяного газа, объемов буровых работ и сопутствующих показателей представлено в таблицах 8.1.1-8.1.4.

Таблица 8.1.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению. 2 вариант (рекомендуемый)

| №№ п/п | Показатели | Годы | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|---|------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
| 1 | Добыча нефти, всего, тыс.т | 74,5 | 90,8 | 83,6 | 94,7 | 104,3 | 112,7 | 114,2 | 111,5 | 107,0 | 91,6 | 77,9 | 67,3 | 56,2 | 47,1 | 41,8 | 36,2 | 31,4 |
| 2 | в том числе: из переходящих скважин | 69,6 | 90,8 | 80,5 | 82,7 | 93,0 | 103,3 | 103,6 | 101,6 | 107,0 | 91,6 | 77,9 | 67,3 | 56,2 | 47,1 | 41,8 | 36,2 | 31,4 |
| 3 | из новых скважин | 4,9 | 0,0 | 3,2 | 12,0 | 11,3 | 9,4 | 10,6 | 9,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4 | механизированным способом | 23,5 | 75,7 | 70,7 | 94,7 | 104,3 | 112,7 | 114,2 | 111,5 | 107,0 | 91,6 | 77,9 | 67,3 | 56,2 | 47,1 | 41,8 | 36,2 | 31,4 |
| 5 | Ввод новых добывающих скважин, всего, ед. | 4 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | в том числе: из эксплуатационного бурения | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | из разведочного бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | из консервации | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | из прочих категорий | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут | 18,5 | 0,0 | 63,3 | 73,2 | 68,9 | 46,7 | 64,6 | 60,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 11 | Среднее число дней работы новой скважины, дни | 66 | 0 | 50 | 164 | 164 | 201 | 164 | 164 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | Средняя глубина новой скважины, тыс.м | 4,5 | - | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 13 | Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м | 62,2 | 62,2 | 67,2 | 71,4 | 75,6 | 80,6 | 84,8 | 89,0 | 89,0 | 89,0 | 89,0 | 89,0 | 89,0 | 89,0 | 89,0 | 89,0 | 89,0 |
| 14 | в том числе: эксплуатационные скважины | 62,2 | 62,2 | 67,2 | 71,4 | 75,6 | 80,6 | 84,8 | 89,0 | 89,0 | 89,0 | 89,0 | 89,0 | 89,0 | 89,0 | 89,0 | 89,0 | 89,0 |
| 15 | вспомогательные и специальные скважины | 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 |
| 16 | Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни | 0,0 | 1321,3 | 0,0 | 330,3 | 330,3 | 330,3 | 330,3 | 330,3 | 330,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 17 | Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т | 0,0 | 24,5 | 0,0 | 20,9 | 24,2 | 22,7 | 15,4 | 21,3 | 19,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18 | Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т | 70,8 | 69,6 | 90,8 | 80,5 | 82,7 | 93,0 | 103,3 | 103,6 | 101,6 | 107,0 | 91,6 | 77,9 | 67,3 | 56,2 | 47,1 | 41,8 | 36,2 |
| 19 | Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т | 70,8 | 94,1 | 90,8 | 101,4 | 106,9 | 115,8 | 118,8 | 125,0 | 121,4 | 107,0 | 91,6 | 77,9 | 67,3 | 56,2 | 47,1 | 41,8 | 36,2 |
| 20 | Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед. | 1,0 | 1,0 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| 21 | Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т | 69,6 | 90,8 | 80,5 | 82,7 | 93,0 | 103,3 | 103,6 | 101,6 | 107,0 | 91,6 | 77,9 | 67,3 | 56,2 | 47,1 | 41,8 | 36,2 | 31,4 |
| 22 | Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т | -1,2 | -3,3 | -10,3 | -18,7 | -13,8 | -12,4 | -15,1 | -23,4 | -14,4 | -15,4 | -13,7 | -10,6 | -11,1 | -9,1 | -5,3 | -5,6 | -4,8 |
| 23 | Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, % | -1,7 | -3,5 | -11,4 | -18,4 | -13,0 | -10,7 | -12,7 | -18,7 | -11,9 | -14,4 | -14,9 | -13,7 | -16,5 | -16,2 | -11,2 | -13,5 | -13,3 |
| 24 | Мощность новых скважин, тыс.т | 4,4 | 0,0 | 2,9 | 10,9 | 10,2 | 8,5 | 9,6 | 8,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 25 | Выбытие добывающих скважин, ед. | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 2 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 26 | в том числе: под закачку | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 6 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9 | 9 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 |
| 28 | в том числе нагнетательных в отработке | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед. | 6 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9 | 9 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 |
| 30 | Перевод скважин на механизированную добычу, ед. | 0 | 2 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 31 | Фонд механизированных скважин на конец года, ед. | 3 | 4 | 5 | 7 | 8 | 9 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9 | 9 | 7 | 6 | 6 | 5 | 5 |
| 32 | Ввод нагнетательных скважин, ед. | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 33 | в том числе: из эксплуатационного бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 34 | переводом под закачку | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 35 | из прочих категорий | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 36 | Выбытие нагнетательных скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 37 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 38 | Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед. | 0 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 39 | Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 40 | Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут | 47,5 | 46,7 | 43,1 | 41,1 | 39,8 | 38,2 | 35,9 | 34,5 | 31,9 | 28,1 | 24,7 | 22,0 | 20,1 | 19,7 | 19,6 | 17,8 | 16,3 |
| 41 | Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут | 53,3 | 46,7 | 42,5 | 38,9 | 37,9 | 37,6 | 34,6 | 33,3 | 31,9 | 28,1 | 24,7 | 22,0 | 20,1 | 19,7 | 19,6 | 17,8 | 16,3 |
| 42 | Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут | 18,5 | 0,0 | 65,3 | 73,2 | 71,0 | 46,7 | 64,6 | 60,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 43 | Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., % | 1,9 | 5,4 | 8,1 | 9,8 | 10,2 | 11,1 | 12,4 | 13,1 | 14,6 | 16,9 | 19,5 | 22,2 | 25,4 | 29,2 | 33,5 | 36,8 | 40,2 |
| 44 | Средняя обводненность продукции переходящих скв., % | 2,0 | 5,4 | 8,3 | 11,0 | 11,1 | 12,0 | 13,5 | 14,2 | 14,6 | 16,9 | 19,5 | 22,2 | 25,4 | 29,2 | 33,5 | 36,8 | 40,2 |
| 45 | Средняя обводненность продукции новых скважин, % | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

продолжение таблицы 8.1.1

| №№ п/п | Показатели | Годы | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
| 46 | Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут | 46,6 | 44,2 | 39,6 | 37,0 | 35,7 | 33,9 | 31,5 | 29,9 | 27,3 | 23,3 | 19,9 | 17,1 | 15,0 | 13,9 | 13,0 | 11,3 | 9,8 |
| 47 | Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут | 52,2 | 44,2 | 39,0 | 34,6 | 33,7 | 33,1 | 29,9 | 28,5 | 27,3 | 23,3 | 19,9 | 17,1 | 15,0 | 13,9 | 13,0 | 11,3 | 9,8 |
| 48 | Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /сут | 0,0 | 73,4 | 66,6 | 84,9 | 89,5 | 122,4 | 138,0 | 145,7 | 138,9 | 128,0 | 121,9 | 113,2 | 102,2 | 93,9 | 87,9 | 78,9 | 71,2 |
| 49 | Добыча жидкости, всего, тыс.т | 76,0 | 95,9 | 91,0 | 105,0 | 116,2 | 126,8 | 130,5 | 128,3 | 125,2 | 110,3 | 96,8 | 86,5 | 75,3 | 66,5 | 62,9 | 57,3 | 52,5 |
| 50 | в том числе: из переходящих скважин | 71,1 | 95,9 | 87,8 | 93,0 | 104,6 | 117,4 | 119,9 | 118,4 | 125,2 | 110,3 | 96,8 | 86,5 | 75,3 | 66,5 | 62,9 | 57,3 | 52,5 |
| 51 | из новых скважин | 4,9 | 0,0 | 3,3 | 12,0 | 11,7 | 9,4 | 10,6 | 9,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 52 | механизированным способом | 24,3 | 80,9 | 78,1 | 105,0 | 116,2 | 126,8 | 130,5 | 128,3 | 125,2 | 110,3 | 96,8 | 86,5 | 75,3 | 66,5 | 62,9 | 57,3 | 52,5 |
| 53 | Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т | 1577,2 | 1673,1 | 1764,1 | 1869,1 | 1985,3 | 2112,1 | 2242,6 | 2370,9 | 2496,1 | 2606,4 | 2703,1 | 2789,6 | 2864,9 | 2931,5 | 2994,4 | 3051,7 | 3104,2 |
| 54 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т | 1575,3 | 1666,1 | 1749,7 | 1844,4 | 1948,7 | 2061,4 | 2175,7 | 2287,1 | 2394,1 | 2485,7 | 2563,7 | 2630,9 | 2687,1 | 2734,2 | 2776,0 | 2812,2 | 2843,6 |
| 55 | Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. | 0,151 | 0,160 | 0,168 | 0,177 | 0,187 | 0,198 | 0,209 | 0,219 | 0,230 | 0,238 | 0,246 | 0,252 | 0,258 | 0,262 | 0,266 | 0,270 | 0,273 |
| 56 | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | 67,1 | 71,0 | 74,6 | 78,6 | 83,0 | 87,8 | 92,7 | 97,4 | 102,0 | 105,9 | 109,2 | 112,1 | 114,5 | 116,5 | 118,3 | 119,8 | 121,2 |
| 57 | Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, % | 3,2 | 3,9 | 3,6 | 4,0 | 4,4 | 4,8 | 4,9 | 4,7 | 4,6 | 3,9 | 3,3 | 2,9 | 2,4 | 2,0 | 1,8 | 1,5 | 1,3 |
| 58 | Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, % | 8,8 | 11,8 | 12,3 | 15,9 | 20,8 | 28,3 | 40,0 | 65,1 | 178,8 | -194,3 | -56,2 | -31,0 | -19,8 | -13,8 | -10,8 | -8,4 | -6,7 |
| 59 | Закачка воды, тыс.м ³ | 0,0 | 6,6 | 46,2 | 58,9 | 62,1 | 105,0 | 143,6 | 175,5 | 192,7 | 177,5 | 169,1 | 157,1 | 141,8 | 130,2 | 121,9 | 109,4 | 98,7 |
| 60 | Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³ | 0,0 | 6,6 | 52,8 | 111,7 | 173,7 | 278,7 | 422,3 | 597,8 | 790,5 | 968,0 | 1137,1 | 1294,1 | 1435,9 | 1566,1 | 1688,0 | 1797,5 | 1896,2 |
| 61 | Газовый фактор, м ³ /т | 225,1 | 225,6 | 217,8 | 212,1 | 223,3 | 219,3 | 220,9 | 230,1 | 238,8 | 242,4 | 245,9 | 249,3 | 250,9 | 249,2 | 248,9 | 248,8 | 248,6 |
| 62 | Добыча нефтяного газа, млн.м ³ | 16,773 | 20,475 | 18,212 | 20,082 | 23,299 | 24,725 | 25,236 | 25,648 | 25,555 | 22,202 | 19,163 | 16,771 | 14,092 | 11,738 | 10,415 | 9,005 | 7,803 |
| 63 | Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³ | 162,352 | 182,826 | 201,038 | 221,121 | 244,420 | 269,145 | 294,381 | 320,029 | 345,584 | 367,787 | 386,949 | 403,720 | 417,812 | 429,550 | 439,965 | 448,970 | 456,773 |

Таблица 8.1.2 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. 2 вариант (рекомендуемый)

| №№ п/п | Показатели | Годы | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|---|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
| 1 | Добыча нефти, всего, тыс.т | 7,5 | 10,7 | 16,1 | 24,5 | 20,4 | 26,4 | 26,6 | 21,7 | 17,9 | 14,7 | 12,2 | 10,2 | 8,6 | 7,3 | 6,2 | 5,3 | 4,5 |
| 2 | в том числе: из переходящих скважин | 7,0 | 10,7 | 12,9 | 24,5 | 20,4 | 17,0 | 26,6 | 21,7 | 17,9 | 14,7 | 12,2 | 10,2 | 8,6 | 7,3 | 6,2 | 5,3 | 4,5 |
| 3 | из новых скважин | 0,6 | 0,0 | 3,2 | 0,0 | 0,0 | 9,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4 | механизированным способом | 7,5 | 10,7 | 16,1 | 24,5 | 20,4 | 26,4 | 26,6 | 21,7 | 17,9 | 14,7 | 12,2 | 10,2 | 8,6 | 7,3 | 6,2 | 5,3 | 4,5 |
| 5 | Ввод новых добывающих скважин, всего, ед. | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | в том числе: из эксплуатационного бурения | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | из разведочного бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | из консервации | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | из прочих категорий | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | переводом с других объектов | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут | 10,1 | 0,0 | 63,3 | 0,0 | 0,0 | 46,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 12 | Среднее число дней работы новой скважины, дни | 55 | 0 | 50 | 0 | 0 | 201 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | Средняя глубина новой скважины, тыс.м | - | - | 5,0 | - | - | 5,0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 14 | Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м | 10,0 | 10,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| 15 | в том числе: эксплуатационные скважины | 10,0 | 10,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| 16 | вспомогательные и специальные скважины | 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 |
| 17 | Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни | 0,0 | 328,5 | 0,0 | 328,5 | 0,0 | 0,0 | 328,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18 | Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т | 0,0 | 3,3 | 0,0 | 20,8 | 0,0 | 0,0 | 15,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 19 | Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т | 8,5 | 7,0 | 10,7 | 12,9 | 24,5 | 20,4 | 17,0 | 26,6 | 21,7 | 17,9 | 14,7 | 12,2 | 10,2 | 8,6 | 7,3 | 6,2 | 5,3 |
| 20 | Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т | 8,5 | 10,3 | 10,7 | 33,7 | 24,5 | 20,4 | 32,4 | 26,6 | 21,7 | 17,9 | 14,7 | 12,2 | 10,2 | 8,6 | 7,3 | 6,2 | 5,3 |
| 21 | Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед. | 0,8 | 1,0 | 1,2 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| 22 | Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т | 7,0 | 10,7 | 12,9 | 24,5 | 20,4 | 17,0 | 26,6 | 21,7 | 17,9 | 14,7 | 12,2 | 10,2 | 8,6 | 7,3 | 6,2 | 5,3 | 4,5 |
| 23 | Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т | -1,6 | 0,4 | 2,3 | -9,3 | -4,1 | -3,3 | -5,8 | -4,9 | -3,9 | -3,1 | -2,5 | -2,0 | -1,6 | -1,3 | -1,1 | -0,9 | -0,7 |
| 24 | Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, % | -18,4 | 3,5 | 21,4 | -27,4 | -16,8 | -16,3 | -17,9 | -18,3 | -17,9 | -17,4 | -17,0 | -16,5 | -16,0 | -15,5 | -15,0 | -14,5 | -14,0 |
| 25 | Мощность новых скважин, тыс.т | 0,5 | 0,0 | 2,8 | 0,0 | 0,0 | 8,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 26 | Выбытие добывающих скважин, ед. | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | в том числе: под закачку | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 2 | 1 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 29 | в том числе нагнетательных в отработке | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 30 | Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед. | 2 | 1 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 31 | Перевод скважин на механизированную добычу, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 32 | Фонд механизированных скважин на конец года, ед. | 2 | 1 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 33 | Ввод нагнетательных скважин, ед. | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 34 | в том числе: из эксплуатационного бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 35 | переводом под закачку | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 36 | из прочих категорий | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 37 | Выбытие нагнетательных скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 38 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 39 | Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед. | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 40 | Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 41 | Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут | 19,8 | 34,1 | 45,8 | 41,1 | 35,6 | 34,7 | 30,4 | 25,8 | 22,1 | 19,2 | 16,9 | 15,0 | 13,6 | 12,4 | 11,5 | 10,8 | 10,2 |
| 42 | Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут | 21,5 | 34,1 | 42,7 | 41,1 | 35,6 | 31,0 | 30,4 | 25,8 | 22,1 | 19,2 | 16,9 | 15,0 | 13,6 | 12,4 | 11,5 | 10,8 | 10,2 |

продолжение таблицы 8.1.2

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 43 | Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут | 10,1 | 0,0 | 65,3 | 0,0 | 0,0 | 46,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 44 | Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., % | 0,0 | 0,6 | 4,8 | 8,1 | 11,7 | 10,4 | 11,3 | 14,5 | 18,0 | 22,1 | 26,4 | 31,1 | 35,9 | 40,9 | 45,7 | 50,5 | 55,0 |
| 45 | Средняя обводненность продукции переходящих скв., % | 0,0 | 0,6 | 5,3 | 8,1 | 11,7 | 15,3 | 11,3 | 14,5 | 18,0 | 22,1 | 26,4 | 31,1 | 35,9 | 40,9 | 45,7 | 50,5 | 55,0 |
| 46 | Средняя обводненность продукции новых скважин, % | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 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 |
| 47 | Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут | 19,8 | 33,9 | 43,5 | 37,8 | 31,4 | 31,1 | 27,0 | 22,1 | 18,1 | 15,0 | 12,4 | 10,4 | 8,7 | 7,4 | 6,3 | 5,4 | 4,6 |
| 48 | Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут | 21,5 | 33,9 | 40,5 | 37,8 | 31,4 | 26,3 | 27,0 | 22,1 | 18,1 | 15,0 | 12,4 | 10,4 | 8,7 | 7,4 | 6,3 | 5,4 | 4,6 |
| 49 | Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /сут | 0,0 | 50,2 | 47,3 | 73,7 | 67,5 | 86,7 | 87,9 | 83,5 | 74,9 | 71,2 | 67,8 | 64,9 | 62,4 | 62,5 | 58,8 | 54,1 | 50,3 |
| 50 | Добыча жидкости, всего, тыс.т | 7,5 | 10,7 | 16,9 | 26,6 | 23,1 | 29,5 | 30,0 | 25,4 | 21,8 | 18,9 | 16,6 | 14,8 | 13,4 | 12,3 | 11,4 | 10,6 | 10,1 |
| 51 | в том числе: из переходящих скважин | 7,0 | 10,7 | 13,7 | 26,6 | 23,1 | 20,1 | 30,0 | 25,4 | 21,8 | 18,9 | 16,6 | 14,8 | 13,4 | 12,3 | 11,4 | 10,6 | 10,1 |
| 52 | из новых скважин | 0,6 | 0,0 | 3,3 | 0,0 | 0,0 | 9,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 53 | механизированным способом | 7,5 | 10,7 | 16,9 | 26,6 | 23,1 | 29,5 | 30,0 | 25,4 | 21,8 | 18,9 | 16,6 | 14,8 | 13,4 | 12,3 | 11,4 | 10,6 | 10,1 |
| 54 | Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т | 204,0 | 214,8 | 231,7 | 258,3 | 281,4 | 310,9 | 340,9 | 366,3 | 388,1 | 407,0 | 423,6 | 438,5 | 451,8 | 464,1 | 475,5 | 486,1 | 496,2 |
| 55 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т | 203,9 | 214,5 | 230,7 | 255,1 | 275,5 | 301,9 | 328,5 | 350,3 | 368,1 | 382,9 | 395,1 | 405,3 | 413,9 | 421,2 | 427,3 | 432,6 | 437,1 |
| 56 | Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. | 0,153 | 0,161 | 0,173 | 0,192 | 0,207 | 0,227 | 0,247 | 0,263 | 0,277 | 0,288 | 0,297 | 0,305 | 0,311 | 0,317 | 0,321 | 0,325 | 0,329 |
| 57 | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | 48,7 | 51,2 | 55,1 | 60,9 | 65,8 | 72,1 | 78,4 | 83,6 | 87,9 | 91,4 | 94,3 | 96,7 | 98,8 | 100,5 | 102,0 | 103,2 | 104,3 |
| 58 | Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, % | 1,8 | 2,5 | 3,8 | 5,8 | 4,9 | 6,3 | 6,4 | 5,2 | 4,3 | 3,5 | 2,9 | 2,4 | 2,0 | 1,7 | 1,5 | 1,3 | 1,1 |
| 59 | Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, % | 3,4 | 5,0 | 7,9 | 13,0 | 12,4 | 18,4 | 22,7 | 24,0 | 26,0 | 29,0 | 33,9 | 42,8 | 62,7 | 142,3 | -286,0 | -63,4 | -33,4 |
| 60 | Закачка воды, тыс.м ³ | 0,0 | 2,3 | 16,4 | 25,5 | 23,4 | 30,1 | 30,5 | 29,0 | 26,0 | 24,7 | 23,5 | 22,5 | 21,6 | 21,7 | 20,4 | 18,8 | 17,4 |
| 61 | Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³ | 0,0 | 2,3 | 18,7 | 44,2 | 67,6 | 97,7 | 128,2 | 157,2 | 183,1 | 207,8 | 231,3 | 253,8 | 275,4 | 297,1 | 317,5 | 336,3 | 353,7 |
| 62 | Компенсация отборов: текущая, % | 0,0 | 15,0 | 70,0 | 70,0 | 75,0 | 75,0 | 75,0 | 85,0 | 90,0 | 100,0 | 110,0 | 120,0 | 130,0 | 145,0 | 150,0 | 150,0 | 150,0 |
| 63 | с начала разработки, % | 0,0 | 0,7 | 5,7 | 12,2 | 17,2 | 22,5 | 27,0 | 30,9 | 34,1 | 37,0 | 39,7 | 42,2 | 44,5 | 46,9 | 49,1 | 51,0 | 52,7 |
| 64 | Газовый фактор, м ³ /т | 112,0 | 112,0 | 112,0 | 112,0 | 112,0 | 112,0 | 112,0 | 112,0 | 112,0 | 112,0 | 112,0 | 112,0 | 112,0 | 112,0 | 112,0 | 112,0 | 112,0 |
| 65 | Добыча нефтяного газа, млн.м ³ | 0,844 | 1,194 | 1,805 | 2,742 | 2,281 | 2,959 | 2,980 | 2,435 | 1,999 | 1,651 | 1,370 | 1,144 | 0,961 | 0,812 | 0,691 | 0,591 | 0,508 |
| 66 | Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³ | 13,572 | 14,767 | 16,571 | 19,313 | 21,595 | 24,554 | 27,534 | 29,969 | 31,968 | 33,619 | 34,989 | 36,133 | 37,095 | 37,907 | 38,597 | 39,188 | 39,696 |

Таблица 8.1.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. 2 вариант (рекомендуемый)

| №№ п/п | Показатели | Годы | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|
| | | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
| 1 | Добыча нефти, всего, тыс.т | 32,0 | 50,0 | 41,6 | 35,9 | 41,8 | 47,6 | 51,7 | 48,6 | 44,2 | 38,8 | 33,4 | 29,6 | 25,8 | 22,4 | 20,8 | 18,2 | 16,0 |
| 2 | в том числе: из переходящих скважин | 27,7 | 50,0 | 41,6 | 35,9 | 30,5 | 47,6 | 41,1 | 48,6 | 44,2 | 38,8 | 33,4 | 29,6 | 25,8 | 22,4 | 20,8 | 18,2 | 16,0 |
| 3 | из новых скважин | 4,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 11,3 | 0,0 | 10,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4 | механизированным способом | 16,0 | 50,0 | 41,6 | 35,9 | 41,8 | 47,6 | 51,7 | 48,6 | 44,2 | 38,8 | 33,4 | 29,6 | 25,8 | 22,4 | 20,8 | 18,2 | 16,0 |
| 5 | Ввод новых добывающих скважин, всего, ед. | 3 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | в том числе: из эксплуатационного бурения | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | из разведочного бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | из консервации | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | из прочих категорий | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | переводом с других объектов | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут | 20,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 68,9 | 0,0 | 64,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 12 | Среднее число дней работы новой скважины, дни | 70 | 0 | 0 | 0 | 164 | 0 | 164 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | Средняя глубина новой скважины, тыс.м | 4,2 | - | - | - | 4,2 | - | 4,2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 14 | Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м | 30,7 | 30,7 | 30,7 | 30,7 | 34,9 | 34,9 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 |
| 15 | в том числе: эксплуатационные скважины | 30,7 | 30,7 | 30,7 | 30,7 | 34,9 | 34,9 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 | 39,1 |
| 16 | вспомогательные и специальные скважины | 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 |
| 17 | Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни | 0,0 | 985,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 328,5 | 0,0 | 328,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18 | Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т | 0,0 | 20,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 22,6 | 0,0 | 21,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 19 | Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т | 35,3 | 27,7 | 50,0 | 41,6 | 35,9 | 30,5 | 47,6 | 41,1 | 48,6 | 44,2 | 38,8 | 33,4 | 29,6 | 25,8 | 22,4 | 20,8 | 18,2 |
| 20 | Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т | 35,3 | 48,1 | 50,0 | 41,6 | 35,9 | 53,1 | 47,6 | 62,3 | 48,6 | 44,2 | 38,8 | 33,4 | 29,6 | 25,8 | 22,4 | 20,8 | 18,2 |
| 21 | Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед. | 0,8 | 1,0 | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| 22 | Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т | 27,7 | 50,0 | 41,6 | 35,9 | 30,5 | 47,6 | 41,1 | 48,6 | 44,2 | 38,8 | 33,4 | 29,6 | 25,8 | 22,4 | 20,8 | 18,2 | 16,0 |
| 23 | Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т | -7,6 | 1,9 | -8,4 | -5,7 | -5,4 | -5,5 | -6,5 | -13,7 | -4,4 | -5,4 | -5,4 | -3,8 | -3,9 | -3,3 | -1,6 | -2,6 | -2,2 |
| 24 | Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, % | -21,5 | 4,0 | -16,8 | -13,7 | -15,2 | -10,4 | -13,7 | -22,0 | -9,1 | -12,2 | -13,9 | -11,3 | -13,0 | -12,9 | -7,2 | -12,4 | -12,3 |
| 25 | Мощность новых скважин, тыс.т | 3,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 10,2 | 0,0 | 9,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 26 | Выбытие добывающих скважин, ед. | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 27 | в том числе: под закачку | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| 29 | в том числе нагнетательных в отработке | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 30 | Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед. | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| 31 | Перевод скважин на механизированную добычу, ед. | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 32 | Фонд механизированных скважин на конец года, ед. | 1 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| 33 | Ввод нагнетательных скважин, ед. | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 34 | в том числе: из эксплуатационного бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 35 | переводом под закачку | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 36 | из прочих категорий | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 37 | Выбытие нагнетательных скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 38 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 39 | Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед. | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 40 | Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 41 | Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут | 63,7 | 52,7 | 45,9 | 41,9 | 42,0 | 41,3 | 39,8 | 39,5 | 37,0 | 33,3 | 29,6 | 27,0 | 24,2 | 25,3 | 28,8 | 26,4 | 24,3 |
| 42 | Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут | 92,4 | 52,7 | 45,9 | 41,9 | 37,5 | 41,3 | 37,0 | 39,5 | 37,0 | 33,3 | 29,6 | 27,0 | 24,2 | 25,3 | 28,8 | 26,4 | 24,3 |

продолжение таблицы 8.1.3

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 43 | Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут | 20,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 71,0 | 0,0 | 64,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 44 | Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., % | 4,3 | 9,2 | 13,6 | 18,4 | 18,1 | 18,6 | 18,3 | 18,8 | 21,2 | 23,2 | 25,4 | 27,6 | 29,8 | 32,7 | 37,1 | 39,9 | 42,6 |
| 45 | Средняя обводненность продукции переходящих скв., % | 5,0 | 9,2 | 13,6 | 18,4 | 22,5 | 18,6 | 21,9 | 18,8 | 21,2 | 23,2 | 25,4 | 27,6 | 29,8 | 32,7 | 37,1 | 39,9 | 42,6 |
| 46 | Средняя обводненность продукции новых скважин, % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 47 | Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут | 61,0 | 47,9 | 39,6 | 34,2 | 34,4 | 33,6 | 32,5 | 32,1 | 29,2 | 25,6 | 22,0 | 19,6 | 17,0 | 17,0 | 18,1 | 15,9 | 13,9 |
| 48 | Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут | 87,8 | 47,9 | 39,6 | 34,2 | 29,0 | 33,6 | 28,8 | 32,1 | 29,2 | 25,6 | 22,0 | 19,6 | 17,0 | 17,0 | 18,1 | 15,9 | 13,9 |
| 49 | Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /сут | 0,0 | 96,5 | 85,9 | 96,1 | 111,4 | 127,4 | 138,0 | 123,8 | 108,7 | 107,8 | 113,5 | 111,2 | 106,3 | 102,0 | 99,1 | 89,6 | 81,2 |
| 50 | Добыча жидкости, всего, тыс.т | 33,5 | 55,1 | 48,2 | 44,0 | 51,0 | 58,4 | 63,2 | 59,8 | 56,1 | 50,5 | 44,8 | 40,9 | 36,7 | 33,3 | 33,1 | 30,3 | 27,9 |
| 51 | в том числе: из переходящих скважин | 29,1 | 55,1 | 48,2 | 44,0 | 39,3 | 58,4 | 52,6 | 59,8 | 56,1 | 50,5 | 44,8 | 40,9 | 36,7 | 33,3 | 33,1 | 30,3 | 27,9 |
| 52 | из новых скважин | 4,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 11,7 | 0,0 | 10,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 53 | механизированным способом | 16,7 | 55,1 | 48,2 | 44,0 | 51,0 | 58,4 | 63,2 | 59,8 | 56,1 | 50,5 | 44,8 | 40,9 | 36,7 | 33,3 | 33,1 | 30,3 | 27,9 |
| 54 | Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т | 1156,8 | 1211,9 | 1260,1 | 1304,1 | 1355,1 | 1413,5 | 1476,7 | 1536,6 | 1592,6 | 1643,1 | 1687,9 | 1728,9 | 1765,6 | 1798,9 | 1832,0 | 1862,4 | 1890,3 |
| 55 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т | 1155,0 | 1205,1 | 1246,7 | 1282,6 | 1324,4 | 1371,9 | 1423,6 | 1472,2 | 1516,4 | 1555,2 | 1588,6 | 1618,2 | 1644,0 | 1666,4 | 1687,3 | 1705,5 | 1721,5 |
| 56 | Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. | 0,244 | 0,254 | 0,263 | 0,270 | 0,279 | 0,289 | 0,300 | 0,310 | 0,320 | 0,328 | 0,335 | 0,341 | 0,347 | 0,351 | 0,356 | 0,360 | 0,363 |
| 57 | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | 77,4 | 80,7 | 83,5 | 85,9 | 88,7 | 91,9 | 95,4 | 98,6 | 101,6 | 104,2 | 106,4 | 108,4 | 110,1 | 111,6 | 113,0 | 114,2 | 115,3 |
| 58 | Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, % | 2,1 | 3,4 | 2,8 | 2,4 | 2,8 | 3,2 | 3,5 | 3,3 | 3,0 | 2,6 | 2,2 | 2,0 | 1,7 | 1,5 | 1,4 | 1,2 | 1,1 |
| 59 | Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, % | 8,7 | 14,8 | 14,5 | 14,6 | 19,9 | 28,2 | 42,7 | 70,0 | 212,4 | -165,8 | -53,7 | -31,0 | -20,6 | -14,9 | -12,0 | -9,4 | -7,5 |
| 60 | Закачка воды, тыс.м ³ | 0,0 | 4,3 | 29,8 | 33,3 | 38,6 | 44,2 | 47,9 | 63,3 | 75,4 | 74,7 | 78,7 | 77,1 | 73,7 | 70,7 | 68,7 | 62,1 | 56,3 |
| 61 | Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³ | 0,0 | 4,3 | 34,1 | 67,5 | 106,1 | 150,3 | 198,1 | 261,4 | 336,8 | 411,5 | 490,3 | 567,4 | 641,1 | 711,8 | 780,6 | 842,7 | 898,9 |
| 62 | Компенсация отборов: текущая, % | 0,0 | 5,0 | 40,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 70,0 | 90,0 | 100,0 | 120,0 | 130,0 | 140,0 | 150,0 | 150,0 | 150,0 | 150,0 |
| 63 | с начала разработки, % | 0,0 | 0,2 | 1,7 | 3,2 | 4,8 | 6,6 | 8,3 | 10,6 | 13,2 | 15,6 | 18,2 | 20,6 | 22,8 | 24,9 | 26,9 | 28,6 | 30,1 |
| 64 | Газовый фактор, м ³ /т | 240,0 | 240,0 | 240,0 | 240,0 | 240,0 | 240,0 | 240,0 | 240,0 | 240,0 | 240,0 | 240,0 | 240,0 | 240,0 | 240,0 | 240,0 | 240,0 | 240,0 |
| 65 | Добыча нефтяного газа, млн.м ³ | 7,684 | 12,004 | 9,986 | 8,619 | 10,026 | 11,418 | 12,400 | 11,663 | 10,607 | 9,309 | 8,016 | 7,111 | 6,187 | 5,387 | 5,001 | 4,380 | 3,840 |
| 66 | Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³ | 118,304 | 130,308 | 140,294 | 148,913 | 158,939 | 170,357 | 182,757 | 194,420 | 205,028 | 214,337 | 222,353 | 229,464 | 235,651 | 241,038 | 246,039 | 250,419 | 254,260 |

Таблица 8.1.4 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по III объекту. 2 вариант (рекомендуемый)

| №№ п/п | Показатели | Годы | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|---|------|-------|-------|-------|-------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 |
| 1 | Добыча нефти, всего, тыс.т | 35,0 | 30,1 | 25,9 | 34,3 | 42,2 | 38,7 | 36,0 | 41,1 | 45,0 | 38,1 | 32,3 | 27,4 | 21,8 | 17,4 | 14,8 | 12,7 | 10,9 |
| 2 | в том числе: из переходящих скважин | 35,0 | 30,1 | 25,9 | 22,3 | 42,2 | 38,7 | 36,0 | 31,3 | 45,0 | 38,1 | 32,3 | 27,4 | 21,8 | 17,4 | 14,8 | 12,7 | 10,9 |
| 3 | из новых скважин | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 12,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4 | механизированным способом | 0,0 | 15,0 | 13,0 | 34,3 | 42,2 | 38,7 | 36,0 | 41,1 | 45,0 | 38,1 | 32,3 | 27,4 | 21,8 | 17,4 | 14,8 | 12,7 | 10,9 |
| 5 | Ввод новых добывающих скважин, всего, ед. | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | в том числе: из эксплуатационного бурения | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | из разведочного бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | из консервации | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | из прочих категорий | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | переводом с других объектов | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 73,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 60,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 12 | Среднее число дней работы новой скважины, дни | 0 | 0 | 0 | 164 | 0 | 0 | 0 | 164 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | Средняя глубина новой скважины, тыс.м | - | - | - | 4,2 | - | - | - | 4,2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 14 | Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м | 21,5 | 21,5 | 21,5 | 25,7 | 25,7 | 25,7 | 25,7 | 29,9 | 29,9 | 29,9 | 29,9 | 29,9 | 29,9 | 29,9 | 29,9 | 29,9 | 29,9 |
| 15 | в том числе: эксплуатационные скважины | 21,5 | 21,5 | 21,5 | 25,7 | 25,7 | 25,7 | 25,7 | 29,9 | 29,9 | 29,9 | 29,9 | 29,9 | 29,9 | 29,9 | 29,9 | 29,9 | 29,9 |
| 16 | вспомогательные и специальные скважины | 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 |
| 17 | Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 346,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 346,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 18 | Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 25,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 20,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 19 | Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т | 27,0 | 35,0 | 30,1 | 25,9 | 22,3 | 42,2 | 38,7 | 36,0 | 31,3 | 45,0 | 38,1 | 32,3 | 27,4 | 21,8 | 17,4 | 14,8 | 12,7 |
| 20 | Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т | 27,0 | 35,0 | 30,1 | 25,9 | 47,7 | 42,2 | 38,7 | 36,0 | 52,1 | 45,0 | 38,1 | 32,3 | 27,4 | 21,8 | 17,4 | 14,8 | 12,7 |
| 21 | Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед. | 1,3 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| 22 | Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т | 35,0 | 30,1 | 25,9 | 22,3 | 42,2 | 38,7 | 36,0 | 31,3 | 45,0 | 38,1 | 32,3 | 27,4 | 21,8 | 17,4 | 14,8 | 12,7 | 10,9 |
| 23 | Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т | 8,0 | -4,9 | -4,2 | -3,6 | -5,5 | -3,4 | -2,8 | -4,7 | -7,1 | -6,9 | -5,8 | -4,9 | -5,6 | -4,4 | -2,6 | -2,2 | -1,8 |
| 24 | Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, % | 29,6 | -13,9 | -13,9 | -13,9 | -11,5 | -8,2 | -7,1 | -13,1 | -13,7 | -15,3 | -15,2 | -15,1 | -20,5 | -20,2 | -14,7 | -14,6 | -14,4 |
| 25 | Мощность новых скважин, тыс.т | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 11,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 26 | Выбытие добывающих скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | в том числе: под закачку | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | Фонд добывающих скважин на конец года, ед. | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 29 | в том числе нагнетательных в отработке | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 30 | Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед. | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 31 | Перевод скважин на механизированную добычу, ед. | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 32 | Фонд механизированных скважин на конец года, ед. | 0 | 1 | 1 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 33 | Ввод нагнетательных скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 34 | в том числе: из эксплуатационного бурения | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 35 | переводом под закачку | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 36 | из прочих категорий | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 37 | Выбытие нагнетательных скважин, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 38 | Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 39 | Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 40 | Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 41 | Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут | 50,4 | 43,4 | 37,3 | 40,0 | 39,8 | 36,7 | 35,2 | 35,2 | 33,3 | 28,7 | 24,8 | 21,6 | 20,3 | 19,4 | 17,1 | 15,2 | 13,5 |
| 42 | Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут | 50,4 | 43,4 | 37,3 | 32,1 | 39,8 | 36,7 | 35,2 | 31,4 | 33,3 | 28,7 | 24,8 | 21,6 | 20,3 | 19,4 | 17,1 | 15,2 | 13,5 |

продолжение таблицы 8.1.4

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 43 | Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 73,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 60,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 44 | Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 3,4 | 4,5 | 5,1 | 6,8 | 8,7 | 10,6 | 13,5 | 16,9 | 19,5 | 22,4 | 25,3 |
| 45 | Средняя обводненность продукции переходящих скв., % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 3,4 | 5,9 | 5,1 | 6,8 | 8,7 | 10,6 | 13,5 | 16,9 | 19,5 | 22,4 | 25,3 |
| 46 | Средняя обводненность продукции новых скважин, % | 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 |
| 47 | Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут | 50,4 | 43,4 | 37,3 | 40,0 | 39,8 | 36,6 | 34,0 | 33,6 | 31,6 | 26,7 | 22,7 | 19,3 | 17,6 | 16,2 | 13,8 | 11,8 | 10,1 |
| 48 | Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут | 50,4 | 43,4 | 37,3 | 32,1 | 39,8 | 36,6 | 34,0 | 29,5 | 31,6 | 26,7 | 22,7 | 19,3 | 17,6 | 16,2 | 13,8 | 11,8 | 10,1 |
| 49 | Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /сут | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 187,1 | 188,1 | 240,2 | 263,4 | 225,1 | 192,8 | 165,6 | 133,9 | 109,0 | 94,6 | 82,4 | 72,0 |
| 50 | Добыча жидкости, всего, тыс.т | 35,0 | 30,1 | 25,9 | 34,3 | 42,2 | 38,9 | 37,2 | 43,1 | 47,4 | 40,9 | 35,3 | 30,7 | 25,2 | 20,9 | 18,4 | 16,3 | 14,5 |
| 51 | в том числе: из переходящих скважин | 35,0 | 30,1 | 25,9 | 22,3 | 42,2 | 38,9 | 37,2 | 33,2 | 47,4 | 40,9 | 35,3 | 30,7 | 25,2 | 20,9 | 18,4 | 16,3 | 14,5 |
| 52 | из новых скважин | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 12,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 53 | механизированным способом | 0,0 | 15,0 | 13,0 | 34,3 | 42,2 | 38,9 | 37,2 | 43,1 | 47,4 | 40,9 | 35,3 | 30,7 | 25,2 | 20,9 | 18,4 | 16,3 | 14,5 |
| 54 | Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т | 216,4 | 246,5 | 272,4 | 306,7 | 348,9 | 387,7 | 425,0 | 468,0 | 515,4 | 556,3 | 591,6 | 622,3 | 647,5 | 668,4 | 686,9 | 703,2 | 717,7 |
| 55 | Добыча нефти с начала разработки, тыс.т | 216,4 | 246,5 | 272,4 | 306,7 | 348,9 | 387,6 | 423,5 | 464,7 | 509,6 | 547,7 | 580,0 | 607,4 | 629,2 | 646,6 | 661,5 | 674,1 | 685,0 |
| 56 | Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. | 0,050 | 0,057 | 0,063 | 0,070 | 0,080 | 0,089 | 0,097 | 0,107 | 0,117 | 0,126 | 0,133 | 0,140 | 0,145 | 0,149 | 0,152 | 0,155 | 0,157 |
| 57 | Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % | 49,7 | 56,7 | 62,6 | 70,5 | 80,2 | 89,1 | 97,4 | 106,8 | 117,2 | 125,9 | 133,3 | 139,6 | 144,6 | 148,6 | 152,1 | 155,0 | 157,5 |
| 58 | Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, % | 8,0 | 6,9 | 6,0 | 7,9 | 9,7 | 8,9 | 8,3 | 9,5 | 10,3 | 8,8 | 7,4 | 6,3 | 5,0 | 4,0 | 3,4 | 2,9 | 2,5 |
| 59 | Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, % | 13,8 | 13,8 | 13,7 | 21,1 | 32,9 | 45,0 | 75,9 | 359,1 | -151,5 | -51,0 | -28,7 | -18,9 | -12,7 | -9,0 | -7,0 | -5,6 | -4,5 |
| 60 | Закачка воды, тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 30,7 | 65,2 | 83,3 | 91,4 | 78,0 | 66,9 | 57,4 | 46,4 | 37,8 | 32,8 | 28,6 | 25,0 |
| 61 | Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 30,7 | 95,9 | 179,2 | 270,6 | 348,6 | 415,5 | 472,9 | 519,4 | 557,2 | 590,0 | 618,5 | 643,5 |
| 62 | Компенсация отборов: текущая, % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 40,0 | 90,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| 63 | с начала разработки, % | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,0 | 11,4 | 19,4 | 26,7 | 31,9 | 35,8 | 38,8 | 41,1 | 42,8 | 44,2 | 45,4 | 46,4 |
| 64 | Газовый фактор, м ³ /т | 235,8 | 241,8 | 247,9 | 254,2 | 260,6 | 267,2 | 274,0 | 280,9 | 288,0 | 295,3 | 302,8 | 310,5 | 318,3 | 318,3 | 318,3 | 318,3 | 318,3 |
| 65 | Добыча нефтяного газа, млн.м ³ | 8,245 | 7,277 | 6,421 | 8,721 | 10,991 | 10,348 | 9,855 | 11,551 | 12,949 | 11,243 | 9,776 | 8,515 | 6,944 | 5,539 | 4,723 | 4,035 | 3,454 |
| 66 | Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³ | 30,475 | 37,752 | 44,173 | 52,894 | 63,886 | 74,234 | 84,089 | 95,640 | 108,588 | 119,831 | 129,607 | 138,122 | 145,066 | 150,605 | 155,328 | 159,363 | 162,817 |

9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для эффективной разработки требуется в процессе реализации проекта осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию, вести контроль за разработкой и накоплению геолого-промысловых данных, получением информации для дальнейшего изучения и уточнения геолого-гидродинамических характеристик продуктивных пластов.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Лактыбай предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Гидродинамические исследования скважин;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр».

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Контроль за физико-химическими свойствами нефти и газа

Согласно РД 39-4-699-82 “Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений” и “Единым правилам разработки нефтяных и газовых месторождений РК” в обязательный комплекс систематических (периодических) исследований по контролю разработки нефтяных месторождений входят:

- отбор и исследование глубинных проб нефти;
- замеры промыслового газового фактора;
- контроль за составом добываемого газа;

- контроль за обводненностью нефти;
- отбор и исследование дегазированных проб нефти;
- лабораторные исследования по совместимости закачиваемых вод с пластовой водой и породой.

Цель исследований нефти и газа состоит в получении исчерпывающих данных об их свойствах и составе, изучении закономерностей их распределения в пределах эксплуатационного объекта, контроле за их изменением в процессе разработки.

За весь период разработки месторождения свойства пластовой нефти исследованы по 17 глубинным и 4 рекомбинированным пробам. Отобранное число и качество пластовых проб нефти по разрезу нефтяного резервуара на данном этапе изученности месторождения достаточно для обоснования начальных свойств пластовой нефти.

В дальнейшем для контроля за изменениями свойств во флюидальной системе месторождения при бурении новых скважин рекомендуется провести отбор и исследования глубинных проб нефти. При отборе новых проб пластовой нефти необходимо предусмотреть отбор не менее двух параллельных образцов и провести полный комплекс исследований.

По основным видам исследований дегазированной нефти фактическое выполнение объемов исследовательских работ удовлетворительное. Свойства нефти в поверхностных условиях в целом на дату составления отчета исследованы по 49 пробам.

Отбор и исследование глубинных проб нефти

Глубинные пробы нефти отбирают с помощью специальных пробоотборников в непосредственной близости от зоны притока нефти. Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируются в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Ежегодный график отбора глубинных проб из нефтяных скважин должен составляться геолого-промысловой службой предприятия с учетом ввода в эксплуатацию новых скважин и в соответствии с целями и оперативными задачами, возникающими в процессе разработки.

Контроль за газовыми факторами

Замеры газового фактора в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, могут выполняться раз в год. При снижении пластового давления ниже давления насыщения замеры выполняются ежеквартально.

Контроль за составом нефтяного газа

Контроль за составом добываемого газа должен проводиться на каждой стадии

сепарации с целью определения свойств газа, направленного на подготовку. Пробы газа должны отбираться один раз в квартал. Газ должен исследоваться на определение углеводородного состава и влажности.

Контроль за обводненностью продукции

Замеры обводненности скважин должны осуществляться по всему действующему фонду скважин с периодичностью, зависящей от состояния их обводнения: При росте обводненности частота замеров, как правило, увеличивается. Анализ проб осуществляется в соответствии с установленной практикой и стандартами.

Отбор и исследование дегазированных проб нефти

С целью контроля за основными свойствами нефти (плотностью, вязкостью, фракционным составом и др.) рекомендуется отбирать устьевые пробы ежегодно не менее одного раза в год из скважин, равномерно расположенных по площади. Параметры дегазированной нефти должны быть определены при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования в соответствии с действующими в отрасли стандартами. Исследования проводятся в специализированных химических лабораториях.

Лабораторные исследования пластовой воды

В связи слабой изученностью лабораторными анализами вод рекомендуется в целях уточнения изменений в составах подземных вод за период эксплуатации месторождения предусмотреть отборы и лабораторные исследования проб воды.

Рекомендуемые виды физико-химических исследований нефти и газа приведены в таблице 9.1.1.

Таблица 8.1.1 - Необходимый комплекс исследований при контроле за разработкой

| Виды исследований | Получаемая информация |
|---|---|
| Исследования PVT-соотношения при пластовой температуре. | Давление насыщения; Коэффициент сжимаемости, средний в интервале от пластового давления до давления насыщения; |
| Стандартная сепарация пластовой нефти. | Газосодержание. Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовой температуре и пластовом давлении. Плотность пластовой нефти. Плотность сепарированной нефти. Плотность газа. Компонентный состав нефти и газа. |
| Определение вязкости пластовой нефти. | Вязкость при пластовой температуре и пластовом давлении. |
| Физико-химический анализ дегазированной нефти. | Параметры: ➤ - плотность при 20 °С; ➤ - вязкость при 20 °С; ➤ - молярная масса; ➤ - температура застывания; ➤ - температура вспышки в открытом тигле (закрытом тигле); ➤ - зольность; ➤ - коксуемость; ➤ - кислотное число; ➤ - фракционный состав. Содержание: |

| | |
|------------------------------|--|
| | <ul style="list-style-type: none"> ➤ - парафина; ➤ - смол силикагелевых; ➤ - асфальтенов; ➤ - воды; ➤ - солей; ➤ - серы. |
| Исследования пластовой водой | совместимость закачиваемой воды с породой и пластовой водой (в перспективе) |

Гидродинамические исследования по контролю за разработкой

Целью гидродинамических методов по контролю и регулированию разработки месторождения являются:

- получение необходимой информации о состоянии разработки нефтяных залежей;
- оценка и уточнение продуктивных и фильтрационных характеристик пластов;
- оценка состояния прискважинных зон пластов;
- выбор оптимального режима эксплуатации скважины;
- контроль добываемой продукции;
- оценка эффективности проведения мероприятий по интенсификации добычи;
- контроль за энергетическим состоянием залежи;
- оценка гидродинамической связи между скважинами, пластами, установление наличия нарушений, расчлененности пластов.

Контроль за разработкой месторождения осуществляется с целью оценки эффективности принятой системы разработки с точки зрения полноты выработки запасов нефти и достижения, утвержденного КИН и выработки мероприятий по ее совершенствованию.

Согласно положениям ЕПРКИН п.127, в рамках проектного документа должна быть разработана «Экспериментальная программа исследовательских работ по определению рационального забойного давления в добывающих скважинах».

На месторождении с целью контроля за разработкой проводятся целый комплекс мероприятий по контролю за разработкой:

- ✓ Метод восстановления давления (КВД);
- ✓ Исследование методом установившихся отборов (МУО);
- ✓ Замер забойных и пластовых давлений с использованием манометров;
- ✓ Замер динамических и статических уровней эхолотом;
- ✓ Учет продукции скважин путем ежедневных замеров;
- ✓ Контроль за состоянием пробуренного фонда скважин;
- ✓ Подземный и капитальный ремонт скважин.

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты, после ввода их из бурения

или проведения ремонтных работ (в действующих добывающих и наблюдательных скважинах) согласно проектному документу должно осуществляться определение пластового давления в виде разовых исследований не реже одного раза в квартал.

В настоящее время забойное давление по добывающим скважинам эксплуатируемые с УЭЦН ежедневно контролируется с помощью ТМС.

Замеры дебитов, определение обводненности на месторождении проводятся согласно плану комплекса исследований по контролю за разработкой.

Рекомендуется проводить мероприятия в соответствии с требованиями проекта.

Исследования скважин методом восстановления давления

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются КВУ с помощью эхометрирования.

При остановке скважин на регистрацию КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давления для учёта притока жидкости к забою скважин после их остановки.

Согласно мировой практике, для коллекторов низкой проницаемостью более 0,1 мкм² время для закрытия на КВД должно составлять не менее 48 ч; 0,1-0,05 мкм² - 72 ч; 0,01-0,05 мкм² - 144 ч.

Исследования методом установившихся отборов

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров. В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

Рекомендуется проводить замеры пластового давления один раз в квартал не менее чем в 30% скважин действующего фонда с периодичностью не реже 1 раза в квартал, учитывая так же охват по площади залежей. Время закрытия скважин необходимо выбирать с учетом результатов сложных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации.

Согласно мировой практике, время эксплуатации на одном режиме отработки оценочно составляет: для коллекторов с абсолютной проницаемостью более 0,1 мкм² не менее 48 часов; 0,1-0,05 мкм² – 72 часов; 0,05-0,01 мкм² – 96 часов.

Экспериментальная программа исследовательских работ по определению рационального забойного давления в добывающих скважинах

Проведение режимных исследований предусмотрено во всех добывающих скважинах.

Перед проведением долгосрочных режимных исследований, с целью определения зависимости уменьшения коэффициента продуктивности от уровня снижения забойного давления относительно давления насыщения необходимо провести исследования МУО, при которых 3 режима должны быть ниже давления насыщения. Исследования необходимо провести прямым и обратным ходом. При проведении исследований обязателен замер дебитов нефти и газового фактора на каждом режиме. После проведения исследований необходимо стабилизировать работу скважины для закрытия на КВД.

После проведения ГДИС необходимо провести долгосрочные режимные исследования при тех же забойных давлениях. Исследования необходимо провести прямым и обратным ходом. При проведении режимных исследований обязателен замер газового фактора на каждом режиме для определения предельнодопустимого значения газового фактора. В таблице 9.1.2 приведен комплекс обязательных промысловых гидродинамических исследований в добывающих и нагнетательных скважинах.

Таблица 8.1.2 – Необходимый комплекс промысловых гидродинамических исследований

| Мероприятия | | Кол-во ед. | Периодичность исследований |
|---|---|----------------|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Определение дебита жидкости (приемистости) | <i>Действующие добывающие</i> | По всему фонду | 1 раз в 7 дней |
| | <i>Действующие нагнетательные</i> | | 1 раз в месяц |
| Определение обводненности продукции | <i>Действующие добывающие</i> | По всему фонду | 2 раза в месяц |
| | Безводные (до 2%) и высокообводненные (более 90%) | | |
| | Низко- и среднеобводненные (2-90%) | | 1 раз в 7 дней |
| Определение газового фактора | <i>Действующие добывающие</i> | По всему фонду | 1 раз в год |
| | При $R_{пл} > R_{нас}$ | | |
| | При $R_{пл} < R_{нас}$ | | 1 раз в месяц |
| Измерение буферного (Рбуф) и межтрубного (Рзат) давления | <i>Действующие добывающие</i> | По всему фонду | 1 раз в квартал |
| | <i>Действующие нагнетательные</i> | | 1 раз в 3 дня |
| Определение забойного давления $R_{заб}$ | <i>Действующие добывающие</i> | По всему фонду | 1 раз в месяц |
| | <i>Действующие нагнетательные</i> | | 1 раз в квартал |
| Определение пластового давления $R_{пл}$ | <i>Действующие добывающие</i> | По всему фонду | 1 раз в квартал |
| | <i>Действующие нагнетательные</i> | | 1 раз в полугодие |
| Исследования скважин методом восстановления давления (уровня) | <i>Действующие добывающие</i> | По всему фонду | 1 раз в полугодие |
| Исследования профиля притока | <i>Действующие добывающие</i> | По всему фонду | 1 раз в год |
| Исследования профиля поглощения | <i>Действующие нагнетательные</i> | По всему фонду | 1 раз в год |
| Исследования скважин методом установившихся отборов | <i>Действующие добывающие</i> | По всему фонду | 1 раз в год |

Промыслово-геофизические исследования

Одним из основных источников информации о техническом состоянии скважин являются результаты геофизических исследований по ГИС-контролю, проводимых в скважинах эксплуатационного фонда добывающих скважин.

Комплекс промыслово-геофизических исследований проводится во всех новых пробуренных скважинах. Методы ГИС-контроля выполняются с соблюдением требований технической инструкции и технических рекомендаций к скважинным приборам.

В интервале вскрытого разреза проводится стандартный каротаж, ИННК, кавернометрия, гамма-каротаж (ГК) и др.

Основными задачами ГИС по контролю за разработкой на данном этапе разработки месторождения Каратобе Южное:

- ✓ Определение текущего состояния насыщения пластов и текущего положения ВНК;
- ✓ Определения профиля притока и характера поступающего флюида, контроль охвата выработкой продуктивного разреза, изучение профилей притока пластового флюида;

В открытом стволе скважин был выполнен комплекс промыслово-геофизических исследований, включающий в себя методы:

- Кавернометрия (КВ);
- Метод потенциалов собственной поляризации (ПС);
- Индукционный каротаж (ИК);
- Гамма-каротаж (ГК);
- Спектральный гамма-каротаж (СГК);
- Нейтронный каротаж (НК);
- Акустический каротаж (АК);

Контроль за пространственным положением ствола скважины во время бурения осуществлялся записью инклинометрии. Наличие полного современного комплекса ГИС позволило провести литологическое расчленение разреза, выделить продуктивные пласты и оценить их коллекторские свойства (коэффициенты глинистости, пористости и насыщения). Помимо оценки подсчетных параметров, данные ГИС использовались для корреляции разрезов, определения границ пластов, последовательности и закономерности их залегания, распределения по площади.

Для оценки качества цементирования колонн проводился метод акустической цементометрии скважин (АКЦ); состояние обсадных колонн оценивалось по данным толщинометрии, электромагнитных методов: магнитно-импульсной дефектоскопии (МИД) и электромагнитной дефектоскопии (ЭМДС).

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана окружающей и природной среды» к «Проекту разработки месторождения Лактыбай» выполнен Службой экологии Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную лицензию №02177Р от 18 марта 2020 года на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №212 от 09.01.2007г [1];
- Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации. Приказ Министра охраны окружающей среды РК № 204-п от 28.06.2007г [3].

10.1 Климатические условия расположения месторождения

Климат района резко континентальный с жарким сухим летом, продолжительной холодной зимой, с большими суточными и сезонными колебаниями температуры воздуха. Самое холодное время года – январь и февраль, когда температура опускается до минус 30 минус 35⁰С. Зимой наблюдается продолжительный период морозной погоды, который начинается примерно в середине декабря. Период морозной погоды продолжается до середины марта.

Лето сухое, жаркое, безоблачное и продолжительное, температура поднимается до плюс 30 плюс 40⁰С. Солнечное сияние летом продолжается от 10 до 12 часов в сутки, зимой соответственно 5-6 часов. За год составляет 2600-2700 часов. Устойчивый переход температуры через плюс 15⁰С (условное начало лета) наступает во второй половине первой декады мая, а осенью этот переход совершается в середине сентября. Средняя температура летних месяцев составляет плюс 22 плюс 24⁰С.

Безморозный период длится 165-170 дней. В последней декаде сентября возможны умеренные заморозки как воздуха, так и почвы. Отмечаются морозные погоды при температуре воздуха ниже минус 25 и ветре более 6м/с. В особо морозные зимы температура опускается до минус 40⁰С.

Таблица 10.1.1 - Общая климатическая характеристика

| | |
|--|----------------------|
| Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А | 200 |
| Коэффициент рельефа местности, η | 1,0 |
| Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь) | -14,4 градуса мороза |
| Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) | +30,3 градуса тепла |
| Скорость ветра, повторяемость превышения который за год составляет 5% | 9 м/с |
| Количество осадков за холодный период года (с XI по III) | 98 мм |
| Количество осадков за теплый период года (с IV по X) | 159 мм |
| Среднее число дней с пыльной бурей | 5 дня |

Таблица 10.1.2- Средняя месячная и годовая температура воздуха (°С)

| Наименование | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
|-----------------|-------|-------|------|-----|------|------|------|------|------|-----|------|------|-----|
| МС Караулкельды | -12,4 | -11,8 | -4,6 | 8,4 | 16,5 | 22,2 | 24,4 | 22,8 | 15,6 | 6,1 | -2,1 | -8,8 | 6,4 |

Таблица 10.1.3- Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра (м/с)

| Наименование | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
|-----------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|
| МС Караулкельды | 3,8 | 4,1 | 4,2 | 3,9 | 3,2 | 3,0 | 2,8 | 2,8 | 3,0 | 3,3 | 3,6 | 3,6 | 3,5 |

Таблица 10.1.4- Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

| С | СВ | В | ЮВ | Ю | ЮЗ | З | СЗ | Штиль |
|----|----|----|----|----|----|----|----|-------|
| 10 | 13 | 17 | 17 | 11 | 12 | 11 | 9 | 15 |

**Рисунок 10.1.1 – Роза ветров**

10.2 Современное состояние атмосферного воздуха

Отчет по производственному экологическому контролю на объектах ТОО «Казахтуркмунай» Актюбинской области за I-III кварталы 2020г проводил ТОО «Компания Эколайн».

Производственный экологический контроль - система наблюдений, анализ экологического состояния природных комплексов и экосистем, испытывающих на себе воздействие хозяйственной деятельности.

Задачей производственного экологического контроля является получение объективных данных о параметрах производственных процессов, производственных факторах воздействия на компоненты окружающей среды и изменений состояния окружающей среды под воздействием хозяйственной деятельности.

Согласно программе производственного экологического контроля наблюдения атмосферного воздуха, на границе СЗЗ, объектов ТОО «Казахтуркмунай» проводились по следующим ингредиентам: диоксида азота, оксида углерода, диоксида серы, сажи, сероводорода.

Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, выполненных на границе санитарно-защитной зоны месторождения Лактыбай приведены в таблице 10.2.1.

Таблица 10.2.1 - Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны

| Точки отбора проб | Наименование ЗВ | Фактическая концентрация (средняя) | | | Норма ПДК м.р. (ОБУВ*) | Наличие превышения ПДК, кратность | Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки |
|--------------------------------------|----------------------|------------------------------------|------------|-------------|------------------------|-----------------------------------|--|
| | | I квартал | II квартал | III квартал | | | |
| Точка №29 Граница СЗЗ (Север) | Сероводород | 0,004 | 0,0034 | 0,0045 | 0,008 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид серы | 0,026 | 0,0226 | 0,0234 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид азота | 0,002 | 0,004 | 0,005 | 0,2 | превышений нет | не требуется |
| | Углеводороды | 0,028 | 0,026 | 0,035 | 1 | превышений нет | не требуется |
| | Углерода оксид | 2,253 | 2,14 | 2,33 | 5 | превышений нет | не требуется |
| | Сажа | 0,061 | 0,044 | 0,046 | 0,15 | превышений нет | не требуется |
| | Смесь УВ пред. С1-С5 | 2,193 | 1,957 | 2,15 | 50* | превышений нет | не требуется |
| Смесь УВ пред. С6-С10 | 0,128 | 0,123 | 0,14 | 30* | превышений нет | не требуется | |
| Точка №30 Граница СЗЗ (Северо-запад) | Сероводород | 0,005 | 0,0045 | 0,0049 | 0,008 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид серы | 0,024 | 0,0214 | 0,0225 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид азота | 0,002 | 0,0012 | 0,0015 | 0,2 | превышений нет | не требуется |
| | Углеводороды | 0,027 | 0,027 | 0,026 | 1 | превышений нет | не требуется |
| | Углерода оксид | 2,32 | 2,287 | 2,443 | 5 | превышений нет | не требуется |
| | Сажа | 0,067 | 0,058 | 0,056 | 0,15 | превышений нет | не требуется |
| | Смесь УВ пред. С1-С5 | 2,317 | 2,223 | 2,367 | 50* | превышений нет | не требуется |
| Смесь УВ пред. С6-С10 | 0,126 | 0,121 | 0,126 | 30* | превышений нет | не требуется | |
| Точка №31 Граница СЗЗ (Запад) | Сероводород | 0,006 | 0,0046 | 0,0041 | 0,008 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид серы | 0,023 | 0,0213 | 0,022 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид азота | 0,002 | 0,0013 | 0,0016 | 0,2 | превышений нет | не требуется |
| | Углеводороды | 0,028 | 0,0223 | 0,0231 | 1 | превышений нет | не требуется |
| | Углерода оксид | 2,283 | 2,248 | 2,258 | 5 | превышений нет | не требуется |
| | Сажа | 0,057 | 0,052 | 0,055 | 0,15 | превышений нет | не требуется |
| | Смесь УВ пред. С1-С5 | 2,197 | 2,147 | 2,24 | 50* | превышений нет | не требуется |
| Смесь УВ пред. С6-С10 | 0,132 | 0,125 | 0,129 | 30* | превышений нет | не требуется | |
| | Сероводород | 0,005 | 0,0045 | 0,0048 | 0,008 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид серы | 0,039 | 0,0239 | 0,0241 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид азота | 0,002 | 0,0021 | 0,0024 | 0,2 | превышений нет | не требуется |

| | | | | | | | |
|---------------------------------------|-----------------------|-------|--------|------------|----------------|----------------|--------------|
| Точка №32 Граница СЗЗ (Юго-запад) | Углеводороды | 0,029 | 0,0252 | 0,025 | 1 | превышений нет | не требуется |
| | Углерода оксид | 2,377 | 2,143 | 2,213 | 5 | превышений нет | не требуется |
| | Сажа | 0,061 | 0,045 | 0,038 | 0,15 | превышений нет | не требуется |
| | Смесь УВ пред. С1-С5 | 2,237 | 2,337 | 2,383 | 50* | превышений нет | не требуется |
| | Смесь УВ пред. С6-С10 | 0,136 | 0,133 | 0,138 | 30* | превышений нет | не требуется |
| Точка №33 Граница СЗЗ (ЮГ) | Сероводород | 0,005 | 0,0025 | 0,0033 | 0,008 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид серы | 0,037 | 0,032 | 0,035 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид азота | 0,002 | 0,0016 | 0,0023 | 0,2 | превышений нет | не требуется |
| | Углеводороды | 0,029 | 0,025 | 0,024 | 1 | превышений нет | не требуется |
| | Углерода оксид | 2,363 | 2,266 | 2,277 | 5 | превышений нет | не требуется |
| | Сажа | 0,069 | 0,063 | 0,058 | 0,15 | превышений нет | не требуется |
| | Смесь УВ пред. С1-С5 | 2,27 | 2,214 | 2,227 | 50* | превышений нет | не требуется |
| Смесь УВ пред. С6-С10 | 0,137 | 0,131 | 0,145 | 30* | превышений нет | не требуется | |
| Точка №34 Граница СЗЗ (Юго-восток) | Сероводород | 0,005 | 0,0035 | 0,0051 | 0,008 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид серы | 0,026 | 0,0226 | 0,027 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид азота | 0,002 | 0,0022 | 0,0038 | 0,2 | превышений нет | не требуется |
| | Углеводороды | 0,029 | 0,0249 | 0,0267 | 1 | превышений нет | не требуется |
| | Углерода оксид | 2,29 | 2,156 | 2,294 | 5 | превышений нет | не требуется |
| | Сажа | 0,058 | 0,049 | 0,055 | 0,15 | превышений нет | не требуется |
| | Смесь УВ пред. С1-С5 | 2,23 | 2,223 | 2,308 | 50* | превышений нет | не требуется |
| | Смесь УВ пред. С6-С10 | 0,13 | 0,122 | 0,135 | 30* | превышений нет | не требуется |
| Точка №35 Граница СЗЗ (Восток) | Сероводород | 0,005 | 0,0035 | 0,0042 | 0,008 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид серы | 0,026 | 0,0226 | 0,0236 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид азота | 0,003 | 0,0026 | 0,0034 | 0,2 | превышений нет | не требуется |
| | Углеводороды | 0,031 | 0,025 | 0,025 | 1 | превышений нет | не требуется |
| | Углерода оксид | 2,62 | 2,453 | 2,53 | 5 | превышений нет | не требуется |
| | Сажа | 0,068 | 0,062 | 0,071 | 0,15 | превышений нет | не требуется |
| | Смесь УВ пред. С1-С5 | 2,347 | 2,235 | 2,254 | 50* | превышений нет | не требуется |
| | Смесь УВ пред. С6-С10 | 0,137 | 0,133 | 0,155 | 30* | превышений нет | не требуется |
| Точка №36 Граница СЗЗ (Северо-восток) | Сероводород | 0,004 | 0,0034 | 0,0038 | 0,008 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид серы | 0,033 | 0,023 | 0,032 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| | Диоксид азота | 0,002 | 0,0021 | 0,0029 | 0,2 | превышений нет | не требуется |
| | Углеводороды | 0,119 | 0,0225 | 0,0238 | 1 | превышений нет | не требуется |

| | | | | | | | |
|--|-----------------------|-------|-------|-------|-------------|----------------|--------------|
| | Углерода оксид | 2,36 | 2,243 | 2,35 | 5 | превышений нет | не требуется |
| | Сажа | 0,071 | 0,044 | 0,045 | 0,15 | превышений нет | не требуется |
| | Смесь УВ пред. С1-С5 | 2,34 | 2,337 | 2,5 | 50* | превышений нет | не требуется |
| | Смесь УВ пред. С6-С10 | 0,136 | 0,132 | 0,137 | 30* | превышений нет | не требуется |

Вывод: В отчетный период на границе санитарно-защитной зоны объектов предприятия и в селитебной зоне за I-III кварталы 2020 года на месторождении Лактыбай концентрации загрязняющих веществ не превышали допустимые нормы.

10.3 Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий.

В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при проведении планируемых работ на месторождении Лактыбай могут быть:

- пыльные бури,
- штормовой ветер,
- штиль,
- температурная инверсия,
- высокая относительная влажность (выше 70%).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные выбросы загрязняющих веществ на предприятии, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности

составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК.

При первом режиме работы предприятия снижение выбросов достигается за счет проведения следующих организационно-технических мероприятий без снижения производительности предприятия:

- запрещение работы оборудования на форсированных режимах;
- усиление контроля за точным соблюдением технологического регламента производства;
- рассредоточение во времени работы технологических агрегатов, не участвующих в едином технологическом процессе, при работе которых выбросы загрязняющих веществ в атмосферу достигают максимальных значений;
- усиление контроля за работой КИП и автоматических систем управления технологическим процессом для исключения возникновения ситуаций, сопровождающихся аварийными и залповыми выбросами;
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования;
- обеспечение бесперебойной работы всех очистных систем и сооружений и их отдельных элементов, при этом не допускается снижение их производительности или отключение на профилактические осмотры, ревизии и ремонты;
- проведение внеплановых проверок автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных со значительными выделениями в атмосферу загрязняющих веществ;
- интенсифицированные влажной уборки производственных помещений и территории предприятия, где это допускается правилами техники безопасности;
- обеспечение инструментального контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу непосредственно на источниках и на границе СЗЗ;
- использование запаса высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ;
- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм.

При втором режиме работы предприятия дополнительно к организационно-техническим мероприятиям проводятся мероприятия, влияющие на технологические процессы и сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия. К дополнительным мероприятиям относятся следующие:

- снижение нагрузки на энергетические установки на 15%;
- использование газа для работы энергетических установок;
- прекращение ремонтных работ и работ по пуску оборудования во время плановых предупредительных ремонтов;
- прекращение испытания оборудования на испытательных стендах;
- ограничение использования автотранспорта на предприятии;

Мероприятия третьего режима работы предприятия включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режимов, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы, осуществление которых позволяет снизить выбросы вредных веществ за счет временного сокращения производительности предприятия. При объявлении работы по третьему режиму НМУ для предприятия с непрерывным технологическим процессом, к которым относится и электростанция, не представляется возможным выполнить остановку оборудования, так как это к дополнительным выбросам загрязняющих веществ и созданию аварийной ситуации. При третьем режиме НМУ возможно проведение следующих дополнительных мероприятий:

- снижение нагрузки энергетических установок на 25 %;
- прекращение движения автомобильного транспорта.

10.4 Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

В соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденными правительством РК от 20 марта 2015 года №237 размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу по утвержденным методикам и соответствии с классификации производственных объектов и сооружений.

Согласно проекту «Обоснование размеров санитарно-защитной зоны для объектов ТОО «Казахтуркмунай» по месторождению Лактыбай» результаты проведенных инструментальных измерений на месторождениях Лактыбай показали, что на границе СЗЗ (север, юг, запад, восток) концентрации загрязняющих веществ по всем ингредиентам не превышали 1 ПДК для каждого отдельного взятого вещества.

На основании проведенного анализа результатов расчетов рассеивания ЗВ в атмосферный воздух была разработана СЗЗ: для объектов ТОО «Казахтуркмунай» расположенных в Байганинском районе Актюбинской области на месторождении Лактыбай нормативным размером СЗЗ – 500м от крайнего источника с учетом роза ветров. (Заключения СЭС №1860 от 06.10.10г. приложены в приложении проекта ОВОС).

Помимо вышеуказанных размер СЗЗ приняты как для «производств по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки и малым содержанием летучих углеводородов» (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №237 от 20 марта 2015г) составляет 500 метров.

Уточнение размеров санитарно-защитной зоны проводилось с учетом среднегодовой розы ветров для каждого направления ветра.

Размер СЗЗ вычисляется по формуле: $I_m = I_0 * P/P_0$, где

I_0 – расчетный размер участка, где концентрация вредных веществ не превышает ПДК; $I_0 = 1100$ м;

P – среднегодовая повторяемость направлений ветра рассматриваемого румба, %;

P_0 – повторяемость направлений ветра одного румба при круговой розе ветров, %. При восьми румбовой розе ветров: $P_0 = 100/8 = 12,5$ %.

По данным метеостанции Караулкельды повторяемость ветра и штилей указаны ниже в таблице. Размеры СЗЗ приведены в таблице 10.4.1

Таблица 10.4.1 - Размеры СЗЗ

| Станция | Параметры | С | СВ | В | ЮВ | Ю | ЮЗ | З | СЗ |
|--------------|--|-----|------|------|------|------|------|------|------|
| Караулкельды | При намечаемой деятельности (строительство скважин) | | | | | | | | |
| | Р, % | 10 | 13 | 17 | 17 | 11 | 12 | 11 | 9 |
| | Р/Р ₀ | 0,8 | 1,04 | 1,36 | 1,36 | 0,88 | 0,96 | 0,88 | 0,72 |
| | И _м , м | 400 | 520 | 680 | 680 | 440 | 480 | 440 | 360 |

При намечаемой деятельности размер санитарно-защитной зоны определена по расчету рассеивания вредных веществ в атмосферу. Размер СЗЗ от крайнего источника с учетом роза ветров составляет 500м.

10.5 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения, и истощения

В рамках ПЭК отобраны пробы поверхностной воды из близлежащей реки Эмба, в точках выше по течению, до нефтепровода и ниже по течению, после нефтепровода.

Точки отбора: Выше по течению до нефтепровода: Точка №5 (левый берег 500м), точка

№4 (правый берег 500м), точка №6 (левый берег) и точка №7 (правый берег).

Ниже по течению после нефтепровода: Точка №8 (левый берег), точка №9 (правый берег), точка №10 (левый берег 500м) и точка №11(правый берег 500м).

В отобранных пробах проанализированы следующие показатели: рН, общая жесткость ХПК, БПК₅, взвешенные вещества, кальций Ca²⁺, магний Mg²⁺, гидрокарбонат-ионы HCO₃⁻, карбонат-ионы CO₃²⁻, хлорид ионы Cl⁻, сульфат-ионы SO₄²⁻, фосфатов (HPO₄)₃⁻, сухого остатка, азота аммонийного N(NH₄)⁺, нитритов NO₂⁻, нитратов NO₃⁻,

хрома шестивалентного, железа общего, нефтепродуктов, фенолов, меди, цинка, никеля, кадмия и свинца.

Результаты анализов поверхностных вод за I-III кварталы 2020 года представлены в таблице 10.5.1.

Таблица 10.5.1 - Результаты анализов поверхностных вод

| Точки отбора проб | Наименование ЗВ | Фактическая концентрация (средняя) | | | Норма ПДК м.р. (ОБУВ*) | Наличие превышения ПДК, кратность | Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки |
|---|-----------------|------------------------------------|------------|--------------|------------------------|-----------------------------------|--|
| | | I квартал | II квартал | III квартал | | | |
| Река Эмба, выше по течению до нефтепровода. Точка №4 (правый берег 500 м) | pH | 7,1 | 7,2 | 7,18 | 6,0-9,0 | превышений нет | не требуется |
| | XПК | 6,8 | 6,2 | 5,8 | 30 | превышений нет | не требуется |
| | БПК5 | 4,6 | 4,1 | 3,4 | 6 | превышений нет | не требуется |
| | Взвешенные в-ва | 2 | 1,59 | 1,54 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Жесткость общая | 5 | 4,8 | 4,6 | 7 | превышений нет | не требуется |
| | Кальций | 42 | 44 | 41 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Магний | 12 | 16 | 14 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Гидрокарбонаты | 140,5 | 141 | 136 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Карбонаты | <8,0 | <8,0 | <8,0 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Хлориды | 102 | 112 | 111 | 350 | превышений нет | не требуется |
| | Сульфаты | 127 | 131 | 130 | 500 | превышений нет | не требуется |
| | Фосфаты | 0,26 | 0,22 | 0,21 | 3,5 | превышений нет | не требуется |
| | Сухой остаток | 459 | 165 | 163 | 1000 | превышений нет | не требуется |
| | АПАВ | <0,025 | <0,025 | <0,025 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| | Азот аммонийный | 0,27 | 0,22 | 0,21 | 2 | превышений нет | не требуется |
| | Нитриты | 0,06 | 0,042 | 0,037 | 3,3 | превышений нет | не требуется |
| | Нитраты | 1,21 | 1,06 | 0,99 | 45 | превышений нет | не требуется |
| | Хром (VI) | <0,002 | <0,002 | <0,002 | 0,05 | превышений нет | не требуется |
| | Железо общее | 0,012 | 0,011 | 0,011 | 0,3 | превышений нет | не требуется |
| | Нефтепродукты | 0,011 | 0,011 | 0,0102 | 0,1 | превышений нет | не требуется |
| | Фенолы | <0,0005 | <0,0005 | <0,0005 | 0,001 | превышений нет | не требуется |
| | Медь | 0,007 | 0,007 | 0,0053 | 1 | превышений нет | не требуется |
| | Цинк | <0,005 | <0,005 | <0,005 | 5 | превышений нет | не требуется |
| Никель | <0,001 | <0,001 | <0,001 | 0,1 | превышений нет | не требуется | |
| Кадмий | <0,0001 | <0,0001 | <0,0001 | 0,001 | превышений нет | не требуется | |
| Свинец | <0,001 | <0,001 | <0,001 | 0,03 | превышений нет | не требуется | |
| | pH | 6,9 | 6,94 | 6,92 | 6,0-9,0 | превышений нет | не требуется |
| | XПК | 9,3 | 8,6 | 8,4 | 30 | превышений нет | не требуется |
| | БПК5 | 4,2 | 4 | 3,7 | 6 | превышений нет | не требуется |
| | Взвешенные в-ва | 2,2 | 1,84 | 1,81 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |

| | | | | | | | |
|--|-----------------|---------|---------|---------|----------------|----------------|--------------|
| Река Эмба, выше по течению до нефтепровода. Точка №5 (левый берег 500 м) | Жесткость общая | 5 | 4,9 | 4,75 | 7 | превышений нет | не требуется |
| | Кальций | 51 | 52 | 50 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Магний | 14 | 15 | 14 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Гидрокарбонаты | 142 | 143 | 141 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Карбонаты | <8,0 | <8,0 | <8,0 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Хлориды | 112 | 115 | 112 | 350 | превышений нет | не требуется |
| | Сульфаты | 123 | 126 | 124 | 500 | превышений нет | не требуется |
| | Фосфаты | 0,25 | 0,21 | 0,19 | 3,5 | превышений нет | не требуется |
| | Сухой остаток | 466 | 469 | 465 | 1000 | превышений нет | не требуется |
| | АПАВ | <0,025 | <0,025 | <0,025 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| | Азот аммонийный | 0,24 | 0,19 | 0,15 | 2 | превышений нет | не требуется |
| | Нитриты | 0,028 | 0,022 | 0,021 | 3,3 | превышений нет | не требуется |
| | Нитраты | 1,36 | 1,26 | 1,23 | 45 | превышений нет | не требуется |
| | Хром (VI) | <0,002 | <0,002 | <0,002 | 0,05 | превышений нет | не требуется |
| | Железо общее | 0,011 | 0,011 | 0,01 | 0,3 | превышений нет | не требуется |
| | Нефтепродукты | 0,012 | 0,012 | 0,011 | 0,1 | превышений нет | не требуется |
| | Фенолы | <0,0005 | <0,0005 | <0,0005 | 0,001 | превышений нет | не требуется |
| | Медь | 0,007 | 0,007 | 0,0054 | 1 | превышений нет | не требуется |
| | Цинк | <0,005 | <0,005 | <0,005 | 5 | превышений нет | не требуется |
| | Никель | <0,001 | <0,001 | <0,001 | 0,1 | превышений нет | не требуется |
| Кадмий | <0,0001 | <0,0001 | <0,0001 | 0,001 | превышений нет | не требуется | |
| Свинец | <0,001 | <0,001 | <0,001 | 0,03 | превышений нет | не требуется | |
| Река Эмба, выше по течению до нефтепровода. Точка №6 (левый берег 500 м) | pH | 7,2 | 7,14 | 7,15 | 6,0-9,0 | превышений нет | не требуется |
| | XПК | 7,9 | 7,5 | 7,26 | 30 | превышений нет | не требуется |
| | БПК5 | 4,7 | 4,2 | 4,08 | 6 | превышений нет | не требуется |
| | Взвешенные в-ва | 2,1 | 1,84 | 1,74 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Жесткость общая | 4,8 | 4,8 | 4,63 | 7 | превышений нет | не требуется |
| | Кальций | 51 | 52 | 51 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Магний | 13 | 15 | 12 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Гидрокарбонаты | 132 | 133 | 130 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Карбонаты | <8,0 | <8,0 | <8,0 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Хлориды | 106 | 111 | 105 | 350 | превышений нет | не требуется |
| | Сульфаты | 117 | 119 | 117 | 500 | превышений нет | не требуется |
| | Фосфаты | 0,28 | 0,22 | 0,21 | 3,5 | превышений нет | не требуется |
| | Сухой остаток | 503 | 511 | 506 | 1000 | превышений нет | не требуется |
| | АПАВ | <0,025 | <0,025 | <0,025 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| Азот | 0,24 | 0,21 | 0,19 | 2 | превышений нет | не требуется | |

| | | | | | | | |
|---|-----------------|---------|---------|---------|-------------------|----------------|--------------|
| | аммонийный | | | | | | |
| | Нитриты | 0,032 | 0,029 | 0,027 | 3,3 | превышений нет | не требуется |
| | Нитраты | 1,31 | 1,23 | 1,21 | 45 | превышений нет | не требуется |
| | Хром (VI) | <0,002 | <0,002 | <0,002 | 0,05 | превышений нет | не требуется |
| | Железо общее | 0,09 | 0,084 | 0,081 | 0,3 | превышений нет | не требуется |
| | Нефтепродукты | 0,01 | 0,01 | 0,0097 | 0,1 | превышений нет | не требуется |
| | Фенолы | <0,0005 | <0,0005 | <0,0005 | 0,001 | превышений нет | не требуется |
| | Медь | 0,008 | 0,008 | 0,0074 | 1 | превышений нет | не требуется |
| | Цинк | <0,005 | <0,005 | <0,005 | 5 | превышений нет | не требуется |
| | Никель | 0,006 | 0,006 | 0,0056 | 0,1 | превышений нет | не требуется |
| | Кадмий | <0,0001 | <0,0001 | <0,0001 | 0,001 | превышений нет | не требуется |
| | Свинец | <0,001 | <0,001 | <0,001 | 0,03 | превышений нет | не требуется |
| Река Эмба, выше по течению до нефтепровода. Точка №7 (правый берег 500 м) | pH | 7,1 | 7,15 | 7,11 | 6,0-9,0 | превышений нет | не требуется |
| | XПК | 9,1 | 8,6 | 8,54 | 30 | превышений нет | не требуется |
| | БПК5 | 4,9 | 4,2 | 4,16 | 6 | превышений нет | не требуется |
| | Взвешенные в-ва | 2,4 | 1,86 | 1,83 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Жесткость общая | 5 | 4,9 | 4,82 | 7 | превышений нет | не требуется |
| | Кальций | 62 | 62 | 61 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Магний | 15 | 16 | 15 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Гидрокарбонаты | 141 | 142 | 141 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Карбонаты | <8,0 | <8,0 | <8,0 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Хлориды | 121 | 122 | 121 | 350 | превышений нет | не требуется |
| | Сульфаты | 124 | 127 | 125 | 500 | превышений нет | не требуется |
| | Фосфаты | 0,22 | 0,21 | 0,19 | 3,5 | превышений нет | не требуется |
| | Сухой остаток | 481 | 492 | 493 | 1000 | превышений нет | не требуется |
| | АПАВ | <0,025 | <0,025 | <0,025 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| | Азот аммонийный | 0,23 | 0,18 | 0,15 | 2 | превышений нет | не требуется |
| | Нитриты | 0,028 | 0,023 | 0,021 | 3,3 | превышений нет | не требуется |
| | Нитраты | 1,26 | 1,22 | 1,19 | 45 | превышений нет | не требуется |
| | Хром (VI) | <0,002 | <0,002 | <0,002 | 0,05 | превышений нет | не требуется |
| | Железо общее | 0,019 | 0,015 | 0,011 | 0,3 | превышений нет | не требуется |
| | Нефтепродукты | 0,012 | 0,012 | 0,011 | 0,1 | превышений нет | не требуется |
| | Фенолы | <0,0005 | <0,0005 | <0,0005 | 0,001 | превышений нет | не требуется |
| | Медь | 0,007 | 0,007 | 0,0051 | 1 | превышений нет | не требуется |
| | Цинк | <0,005 | <0,005 | <0,005 | 5 | превышений нет | не требуется |
| | Никель | <0,001 | <0,001 | <0,001 | 0,1 | превышений нет | не требуется |
| | Кадмий | <0,0001 | <0,0001 | <0,0001 | 0,001 | превышений нет | не требуется |

| | | | | | | | |
|--|-----------------|---------|---------|--------------|-------------------|----------------|--------------|
| Река Эмба ниже по течению после нефтепровода. Точка №8 (левый берег 500 м) | Свинец | <0,001 | <0,001 | <0,001 | 0,03 | превышений нет | не требуется |
| | pH | 7,2 | 7,15 | | 6,0-9,0 | превышений нет | не требуется |
| | ХПК | 9,2 | 8,4 | 7,14 | 30 | превышений нет | не требуется |
| | БПК5 | 5,3 | 4,6 | 8,32 | 6 | превышений нет | не требуется |
| | Взвешенные в-ва | 1,8 | 1,65 | 4,51 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Жесткость общая | 4,9 | 4,9 | 1,59 | 7 | превышений нет | не требуется |
| | Кальций | 53 | 55 | 4,57 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Магний | 18 | 14 | 54 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Гидрокарбонаты | 142 | 142 | 15 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Карбонаты | <8,0 | <8,0 | 139 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Хлориды | 109 | 112 | <8,0 | 350 | превышений нет | не требуется |
| | Сульфаты | 120 | 121 | 108 | 500 | превышений нет | не требуется |
| | Фосфаты | 0,27 | 0,22 | 119 | 3,5 | превышений нет | не требуется |
| | Сухой остаток | 454 | 159 | 0,21 | 1000 | превышений нет | не требуется |
| | АПAB | <0,025 | <0,025 | 160 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| | Азот аммонийный | 0,24 | 0,18 | <0,025 | 2 | превышений нет | не требуется |
| | Нитриты | 0,01 | 0,01 | 0,15 | 3,3 | превышений нет | не требуется |
| | Нитраты | 1,36 | 1,21 | 0,09 | 45 | превышений нет | не требуется |
| | Хром (VI) | <0,002 | <0,002 | 1,18 | 0,05 | превышений нет | не требуется |
| | Железо общее | 0,016 | 0,014 | <0,002 | 0,3 | превышений нет | не требуется |
| | Нефтепродукты | 0,01 | 0,01 | 0,012 | 0,1 | превышений нет | не требуется |
| Фенолы | <0,0005 | <0,0005 | 0,0094 | 0,001 | превышений нет | не требуется | |
| Медь | 0,006 | 0,006 | <0,0005 | 1 | превышений нет | не требуется | |
| Цинк | <0,005 | <0,005 | 0,0054 | 5 | превышений нет | не требуется | |
| Никель | <0,001 | <0,001 | <0,005 | 0,1 | превышений нет | не требуется | |
| Кадмий | <0,0001 | <0,0001 | <0,001 | 0,001 | превышений нет | не требуется | |
| Свинец | <0,001 | <0,001 | <0,0001 | 0,03 | превышений нет | не требуется | |
| Река Эмба ниже по течению после нефтепровода Точка №9 (правый берег 500 м) | pH | 7,2 | 7,25 | 7,23 | 6,0-9,0 | превышений нет | не требуется |
| | ХПК | 9,3 | 8,3 | 8,19 | 30 | превышений нет | не требуется |
| | БПК5 | 5,1 | 4,2 | 4,17 | 6 | превышений нет | не требуется |
| | Взвешенные в-ва | 2,2 | 1,96 | 1,92 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Жесткость общая | 5 | 4,9 | 4,82 | 7 | превышений нет | не требуется |
| | Кальций | 66 | 63 | 62 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Магний | 17 | 15 | 14 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Гидрокарбонаты | 138 | 132 | 129 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Карбонаты | <8,0 | <8,0 | <8,0 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Хлориды | 100 | 102 | 101 | 350 | превышений нет | не требуется |

| | | | | | | | |
|---|-----------------|---------|---------|-------------|-------------------|----------------|--------------|
| | Сульфаты | 123 | 121 | 118 | 500 | превышений нет | не требуется |
| | Фосфаты | 0,26 | 0,22 | 0,21 | 3,5 | превышений нет | не требуется |
| | Сухой остаток | 469 | 475 | 474 | 1000 | превышений нет | не требуется |
| | АПАВ | <0,025 | <0,025 | <0,025 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| | Азот аммонийный | 0,25 | 0,21 | 0,19 | 2 | превышений нет | не требуется |
| | Нитриты | 0,011 | 0,011 | 0,011 | 3,3 | превышений нет | не требуется |
| | Нитраты | 1,26 | 1,21 | 1,16 | 45 | превышений нет | не требуется |
| | Хром (VI) | <0,002 | <0,002 | <0,002 | 0,05 | превышений нет | не требуется |
| | Железо общее | 0,011 | 0,011 | 0,011 | 0,3 | превышений нет | не требуется |
| | Нефтепродукты | 0,009 | 0,011 | 0,0105 | 0,1 | превышений нет | не требуется |
| | Фенолы | <0,0005 | <0,0005 | <0,0005 | 0,001 | превышений нет | не требуется |
| | Медь | 0,008 | 0,007 | 0,0052 | 1 | превышений нет | не требуется |
| | Цинк | <0,005 | <0,005 | <0,005 | 5 | превышений нет | не требуется |
| | Никель | <0,001 | <0,001 | <0,001 | 0,1 | превышений нет | не требуется |
| | Кадмий | <0,0001 | <0,0001 | <0,0001 | 0,001 | превышений нет | не требуется |
| Свинец | <0,001 | <0,001 | <0,001 | 0,03 | превышений нет | не требуется | |
| Река Эмба ниже по течению после нефтепровода. Точка №10 (левый берег 500 м) | pH | 7,1 | 7,1 | 7,11 | 6,0-9,0 | превышений нет | не требуется |
| | XПК | 6,9 | 6,3 | 6,18 | 30 | превышений нет | не требуется |
| | БПК5 | 5,3 | 3,8 | 3,29 | 6 | превышений нет | не требуется |
| | Взвешенные в-ва | 1,8 | 1,45 | 1,41 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Жесткость общая | 5 | 4,8 | 4,36 | 7 | превышений нет | не требуется |
| | Кальций | 72 | 71 | 69 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Магний | 16 | 18 | 17 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Гидрокарбонаты | 144 | 141 | 138 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Карбонаты | <8,0 | <8,0 | <8,0 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Хлориды | 108 | 110 | 108 | 350 | превышений нет | не требуется |
| | Сульфаты | 115 | 116 | 114 | 500 | превышений нет | не требуется |
| | Фосфаты | 0,28 | 0,23 | 0,21 | 3,5 | превышений нет | не требуется |
| | Сухой остаток | 469 | 476 | 472 | 1000 | превышений нет | не требуется |
| | АПАВ | <0,025 | <0,025 | <0,025 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| | Азот аммонийный | 0,24 | 0,19 | 0,18 | 2 | превышений нет | не требуется |
| | Нитриты | 0,09 | 0,084 | 0,081 | 3,3 | превышений нет | не требуется |
| | Нитраты | 1,28 | 1,16 | 1,12 | 45 | превышений нет | не требуется |
| | Хром (VI) | <0,002 | <0,002 | <0,002 | 0,05 | превышений нет | не требуется |
| Железо общее | 0,19 | 0,14 | 0,11 | 0,3 | превышений нет | не требуется | |
| Нефтепродукты | 0,01 | 0,01 | 0,0092 | 0,1 | превышений нет | не требуется | |

| | | | | | | | |
|--|-----------------|---------|---------|--------------|-------------------|----------------|--------------|
| | Фенолы | <0,0005 | <0,0005 | <0,0005 | 0,001 | превышений нет | не требуется |
| | Медь | 0,007 | 0,007 | 0,0054 | 1 | превышений нет | не требуется |
| | Цинк | <0,005 | <0,005 | <0,005 | 5 | превышений нет | не требуется |
| | Никель | <0,001 | <0,001 | <0,001 | 0,1 | превышений нет | не требуется |
| | Кадмий | <0,0001 | <0,0001 | <0,0001 | 0,001 | превышений нет | не требуется |
| | Свинец | <0,001 | <0,001 | <0,001 | 0,03 | превышений нет | не требуется |
| Река Эмба ниже по течению после нефтепровода. Точка №11 (правый берег 500 м) | pH | 7,1 | 7,15 | 7,11 | 6,0-9,0 | превышений нет | не требуется |
| | XПК | 8,3 | 8,23 | 8,16 | 30 | превышений нет | не требуется |
| | БПК5 | 5,2 | 4,89 | 4,71 | 6 | превышений нет | не требуется |
| | Взвешенные в-ва | 2,4 | 1,8 | 1,64 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Жесткость общая | 5,01 | 4,95 | 4,82 | 7 | превышений нет | не требуется |
| | Кальций | 49 | 51 | 50 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Магний | 14 | 15 | 16 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Гидрокарбонаты | 140,8 | 141 | 136 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Карбонаты | <8,0 | <8,0 | <8,0 | не норм-ся | превышений нет | не требуется |
| | Хлориды | 111 | 112 | 111 | 350 | превышений нет | не требуется |
| | Сульфаты | 115 | 114 | 111 | 500 | превышений нет | не требуется |
| | Фосфаты | 0,28 | 0,23 | 0,21 | 3,5 | превышений нет | не требуется |
| | Сухой остаток | 442 | 152 | 149 | 1000 | превышений нет | не требуется |
| | АПАВ | <0,025 | <0,025 | <0,025 | 0,5 | превышений нет | не требуется |
| | Азот аммонийный | 0,22 | 0,18 | 0,16 | 2 | превышений нет | не требуется |
| | Нитриты | 0,009 | 0,009 | 0,0091 | 3,3 | превышений нет | не требуется |
| | Нитраты | 1,18 | 1,12 | 1,11 | 45 | превышений нет | не требуется |
| | Хром (VI) | <0,002 | <0,002 | <0,002 | 0,05 | превышений нет | не требуется |
| | Железо общее | 0,17 | 0,12 | 0,11 | 0,3 | превышений нет | не требуется |
| | Нефтепродукты | 0,011 | 0,011 | 0,001 | 0,1 | превышений нет | не требуется |
| | Фенолы | <0,0005 | <0,0005 | <0,0005 | 0,001 | превышений нет | не требуется |
| | Медь | 0,006 | 0,006 | 0,0053 | 1 | превышений нет | не требуется |
| | Цинк | <0,005 | <0,005 | <0,005 | 5 | превышений нет | не требуется |
| | Никель | <0,001 | <0,001 | <0,001 | 0,1 | превышений нет | не требуется |
| Кадмий | <0,0001 | <0,0001 | <0,0001 | 0,001 | превышений нет | не требуется | |
| Свинец | <0,001 | <0,001 | <0,001 | 0,03 | превышений нет | не требуется | |

Вывод: полученные результаты сравнивались с нормами ПДК, утвержденные в Санитарных правилах (СП) «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования, и безопасности водных объектов». СП утверждены Приказом МНЭ РК от 16 марта 2015 года № 209.

Превышение норм ПДК в пробах поверхностных вод не установлено.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудоване системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Вся подтоварная вода после очистки должна быть полностью использована для закачки в пласт нагнетательных скважин.

10.6 Производственные отходы предприятия

В процессе строительства и эксплуатации скважин образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Бурение скважин осуществляется *безамбарным методом*. Все производственные и твердо-бытовые отходы месторождения собираются в специальных емкостях и вывозятся на полигон согласно договору со специализированной организацией.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;

- отработанные аккумуляторы.

При эксплуатации месторождения являются:

- металлолом;
- ТБО;
- Промасленная ветошь;
- Огарки сварочных электродов;
- Отработанные аккумуляторы.

10.7 Охрана недр

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Факторами воздействия на геологическую среду при осуществлении проекта являются следующие виды работ:

- строительство и обустройство скважин;
- движение транспорта;
- проявление пластовых флюидов в межколонных пространствах.

Влияние движения автотранспорта при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв при аварийных разливах ГСМ и другими нефтепродуктами.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия. Рассмотрим влияние передвижения автотранспорта по территории работ на геологическую среду. Воздействие автотранспорта на геологическую среду преимущественно затрагивает почвенно-растительный слой и почвообразующий субстрат. Интенсивность воздействия зависит от особенностей ландшафта. Степень устойчивости почвообразующего субстрата обуславливает интенсивность проявлений процессов дефляции и водной эрозии.

Обследование аналогичных территории, показало, что в пределах равнинных массивов более легкого состава глубина вреза колеи достигает 40 см, по обе стороны дороги наблюдается нарушение растительного покрова в радиусе 0,5-1,0 м.

Движение автотранспорта при проведении планируемых работ не вызовет необратимых последствий, так как проектируемые работы не усилят развития естественного процесса водной эрозии и дефляции.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

Общие меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- для предупреждения биогенной сульфатредукция необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;
- стравливание давления для борьбы с межколонным давлением;
- закачивание тяжелой жидкости для борьбы с МКД;
- ведение постоянной работы по наблюдению и контролю за проявлениями МКД.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль за транспортными путями, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Почва.

Мониторинг почв на месторождении является составной частью системы производственного мониторинга окружающей среды и проводится с целью:

- своевременного получения достоверной информации о воздействии объектов месторождений на почвенный покров;
- оценка прогноза и разработки рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв.

Целью контроля над состоянием почвенного покрова является получение аналитической информации о состоянии почв для оценки влияния деятельности предприятия на их качество.

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляются на *стационарных экологических площадках* (СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявления тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Проводимый экологический мониторинг осуществляет контроль состояния почв с целью сохранения их ресурсного потенциала, обеспечения экологической безопасности производства, условий проживания и ведения трудовой деятельности персонала.

Результаты анализа представлены в таблице 10.7.1.

Таблица 10.7.1 - Результаты анализа почвенного покрова

| Точка отбора проб | Наименование загрязняющих веществ | Фактический результат мониторинга, (мг/кг) | Установленный норматив (мг/кг) | Наличие превышения ПДК, кратность | Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки |
|--|-----------------------------------|--|--------------------------------|-----------------------------------|--|
| Согласно Программе ПЭК, периодичность 1 раз в год, в 3 квартале | | | | | |
| СЗЗ, фоновая точка | Кальций | 5129 | не норм-ся | - | Контроль 1 раз в год |
| | Магний | 2088 | не норм-ся | - | Контроль 1 раз в год |
| | Сульфаты | 0,51/0,024 | не норм-ся | - | Контроль 1 раз в год |
| | Хлориды | 0,31/0,011 | не норм-ся | - | Контроль 1 раз в год |
| | Нефтепродукты | 0,042 | не норм-ся | - | Контроль 1 раз в год |
| | Сероводород | <0,34 | 0,4 | не превышает | Контроль 1 раз в год |
| | Гидрокарбонаты | 0,79/0,048 | не норм-ся | - | Контроль 1 раз в год |
| | Карбонаты | не обн | не норм-ся | - | Контроль 1 раз в год |
| | Азот нитратный | 6,17 | не норм-ся | - | Контроль 1 раз в год |
| | Азот аммонийный | 0,92 | не норм-ся | - | Контроль 1 раз в год |
| | Кадмий | <0,011 | 2 | не превышает | Контроль 1 раз в год |
| | Цинк | 38,65 | 110 | не превышает | Контроль 1 раз в год |
| | Свинец | 11,87 | 32 | не превышает | Контроль 1 раз в год |
| | Медь | 14,23 | 23 | не превышает | Контроль 1 раз в год |
| | Никель | 11,93 | не норм-ся | - | Контроль 1 раз в год |
| Натрий | 4628 | не норм-ся | - | Контроль 1 раз в год | |
| Калий | 5237 | не норм-ся | - | Контроль 1 раз в год | |

Вывод: При сравнении полученных данных химического анализа почвы с аналогичным периодом 2019 года, превышений не выявлено.

Растительный покров. Рассматриваемая территория в основном формируются сообщества с доминированием плотнодерновинных злаков: типчака (*Festuca valesiaca*, *F.beckerii*) и ковыля-тырсы (*Stipa sareptana*). Субдоминантами выступают дерновинные злаки (*Stipa capillata*, *Koeleria gracilis*, *Agropyron fragile*) и полыни (*Artemisia lerchiana*, *A.austriaca*). В составе сообществ часто присутствует значительная доля ксерофитного пустынно-степного разнотравья (*Potentilla bifurca*, *Dianthus lptopetalus*, *Linosyris tatarica*, *Taracetum millefolium*). В оврагах и логах присутствует ярус кустарников с доминированием таволги (*Spiraea hypericifolia*), караганы кустарниковой (*Caragana frutex*).

Эти сообщества отличаются высокой видовой насыщенностью. На светло-каштановых супесчаных почвах преобладают тырсово-ковыльковые (*Stipa lessindiana*, *S.capillata*), еркеково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropyron fragile*), житняково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropyron cristatum*) сообщества. На эродированных и перевыпасаемых участках в этих сообществах доминирует полынь Лерховская (*Artemisia lerchana*). Видовое разнообразие сообществ низкое 8-10 видов. Из разнотравья обычны молочай Сегиеровский (*Euphorbia sequierana*), цмин песчаный (*Helishrisum arenarium*), полынь песчаная (*Artemisia arenaria*), тысячелистник обыкновенный и тысячелистник мелкоцветковый (*Achillea millefolium*). К полугидроморфным местообитаниям в понижениях рельефа приурочены лугово-степные сообщества: вострецовые (*Agropyron ramosum*), пырейные (*Elytrigia repens*) с разнотравьем (*Galium verum*, *Thalictrum minus*, *Tragopogon stepposum*). В весенний период в степных экосистемах развита синузия эфемеров (*Poa bulbosa*, *Ceratocephalus orthoceras*, *Lappula patula*).

Животный мир. Животный мир исследуемой территории богат и разнообразен и представлен 2 видами земноводных, 20 видами пресмыкающихся, 227 видами птиц 40 видами млекопитающих.

Фауна земноводных и пресмыкающихся обеднена в силу экологических условий. Так, с одной стороны это бедность территорий поверхностными водами и засоленные твердые суглинки с галькой и с другой стороны – это резко континентальный климат в сочетании с выровненным рельефом, усугубляющим суровость климата, особенно во время зимовок. Земноводные в исследуемом районе представлены двумя видами жаб – зеленой и серой и озерной лягушкой. Способность жаб переносить значительную сухость воздуха, использовать для икреметания временные водоемы и ночной образ жизни позволяют им заселить территорию, удаленную от водоемов. Пресмыкающиеся представлены 15 видами, что составляет 30,6% от герпетофауны Республики Казахстан.

Из широко распространенных видов на участках, прилегающих к месторождению, т.е. на участках со слабым антропогенным воздействием, наиболее многочисленными из

ящериц являются степная агама, такырная круглоголовка и разноцветная ящурка. Из змей наиболее многочисленны обыкновенный и водяной уж и узорчатый полоз. Таким образом, исследуемая территория заселена пресмыкающимися и земноводными неравномерно.

Орнитофауна территории экологических изысканий весьма разнообразна и насчитывает около 203 видов птиц, что составляет 41,4% орнитофауны республики.

Исторически исследуемый район служит местом пролета и кратковременных остановок птиц во время весенне-осенних миграций. На зимовке регулярно встречаются 6 видов: филин, белая сова, беркут, черный и рогатый жаворонки, домовый воробей. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет вороновых (сорока, галка, грач, серая ворона). Наиболее разнообразен состав пролетных птиц – 142 вида весной и 74 вида осенью. Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с середины марта до середины мая, наиболее интенсивно в конце апреля.

Причем основная масса мигрантов этой группы придерживается узкой полосы русла реки. Помимо птиц водно-болотного комплекса в период миграции в полосе пойменного леса в заметном количестве отмечены дендрофильные птицы (дроздовые, славковые, вьюрковые).

Мероприятия по сохранению среды обитания, условий размножения, путей миграции и мест концентрации животных при проектировании и осуществлении хозяйственной и иной деятельности:

- необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения;
- учитывая, что на территории планируемых работ большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижения автотранспорта в ночное время;
- при планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать вне дорожных передвижений автотранспорта;
- важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.);
- проведение научных, изыскательных работ по сохранению генофонда и биоразнообразия.

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.

Мероприятия по охране флоры и фауны

Мероприятия по охране флоры и фауны в границах месторождения включают следующие пункты:

- ограждение технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- после перемещения проводится рекультивация нарушенных участков почвы путем планировки рельефа и устранения временных водотоков;
- при перемещении бурового оборудования следует использовать транспортные средства с низким удельным давлением на грунт;
- подъездные пути и инженерные коммуникации между буровыми и существующими транспортными и инженерными сетями должны прокладываться по оптимально – кратчайшему расстоянию с максимальным использованием имеющейся дорожной и инженерной сети;
- движение транспортных средств вне дорожной сети запрещается. Участки местности, занятые под дороги, надобность в которых отпадает после завершения строительства скважины, должны быть рекультивированы, временные водотоки, и условия их образования устранены;
- для предотвращения отравы диких и домашних животных и птиц, химреагенты, применяемые при бурении, должны храниться в местах, исключающих свободный доступ;

Радиационная обстановка. Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» [14] основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;
- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная

польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно Гигиеническому нормативу «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденной приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27.02.2015г №155 [8] в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы.

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;

удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

Аварийные ситуации

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок; снижением вероятности ошибок при проектировании работ.

Вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийной ситуации, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;
- вероятность и возможность наступления такого события;
- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

При эксплуатации нефтяных скважин на месторождении могут возникнуть различные осложнения и аварии. Борьба с ними требует больших затрат, материальных и трудовых ресурсов, ведет к потере времени, что снижает производительность, повышает затраты бурения, вызывает увеличение продолжительности простоев и ремонтных работ.

Поэтому знание причин аварий своевременная разработка мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

Для уменьшения природного риска следует разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и управления должна быть основана на правильном представлении о риске, связанном с природными факторами.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;
- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки.

Под антропогенными факторами понимаются быстрые разрушительные изменения окружающей среды, обусловленные деятельностью человека или созданных им технически устройств и производств. Как правило, аварийные ситуации возникают вследствие нарушения регламента работы оборудования или норм его эксплуатации.

Возможные техногенные аварии при проведении работ можно разделить на следующие категории:

- аварийные ситуации с автотранспортной техникой; аварийные ситуации при проведении работ по бурению скважин;
- аварийные ситуации при эксплуатации нефтяных скважин;
- аварии и пожары на хранилищах горюче-смазочных материалов (ГСМ)

Аварийные ситуации с автотранспортной техникой. Согласно проектным данным для проведения работ будет использован автотранспорт на дизельном и бензиновом топливе, а также дизельная буровая установка.

Выезд транспорта в неисправном виде, или опрокидывание транспорта может привести к возникновению аварий и как следствие к утечке топлива. Утечка топлива может привести к загрязнению почвенно-растительного покрова, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Площадь такого загрязнения небольшая.

Рассмотрим модель возникновения следующей ситуации: в результате аварии произошла утечка топлива с бака автомобиля. Ориентировочно заправка автотранспорта составляет 50 литров. Ориентировочная площадь загрязнения составит 4 м. В этом случае ориентировочная концентрация нефтеорганики, попавшая в окружающую среду, составит 0,04 т на 4 м² или 0,01 т/м². Анализ данной ситуации показывает, что при небольших разливах ГСМ произойдет только стимуляция жизнедеятельности микроорганизмов почвы, необратимого процесса нарушения морфологической структуры почвенного покрова не

происходит. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

Загрязнения подземных и поверхностных вод. При аварийных ситуациях - утечке топлива возможно попадание горюче смазочных материалов через почвогрунты в подземные воды. Охрана подземных вод - важное звено в комплексе мероприятий, имеющих целью предотвращение загрязнений, ликвидацию последствий. Нефтепродукты в водоносном горизонте обладают значительной подвижностью, в связи с этим площадь загрязнения водоносного горизонта больше, чем площадь почвенного загрязнения. Ориентировочные расчеты просачивания нефтепродуктов показали, что загрязнения с поверхности попадут в водоносный горизонт в среднем в течение одного сезона, расчетная глубина просачивания нефти составит около 0,4 м.

Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

Возникновение пожара. В результате пролитого топлива возможно возникновение пожара. Вероятность возникновения этой ситуации пренебрежимо мала в силу принятых проектных решений по организации производства и технике безопасности.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На 01.01.2025г на месторождении Лактыбай общий пробуренный фонд составляет 14 единиц.

В 2007-2008гг. с целью доразведки продуктивных горизонтов в пределах месторождения компанией «ДАНК» была проведена сейсмика 3Д с ее последующей обработкой компанией ТОО «PGDServices». Однако, при выполнении отчета по приросту запасов 2015г., ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» было выявлено несоответствие данной сейсмической интерпретации с данными бурения скважин, в результате чего структурно-тектоническая модель месторождения Лактыбай осталась прежней, основываясь на результатах сейсмических работ МОГТ 3Д, проведенных в 1996г.

С целью решения основных геологических задач, для детализации особенностей геологического строения территории исследования в 2021г компанией ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» была выполнена переобработка и переинтерпретация материалов 3Д МОГТ 2007-2008гг.

Всего по месторождению с отбором керна пройдено 2573,2 м, общий линейный вынос керна составил 1586,66 м или 61,66% от проходки. В продуктивной части пройдено 1178,30 м, вынос керна составил 700,06 м, т.е. 59,41% от проходки.

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам PVT анализа 20 глубинных и 4 рекомбинированных проб нефти из скважин №№27, 34, 37, 40, 41, 46 характеризующих I, II блоки горизонтов I, II, IV. Для характеристики физико-химических свойств нефти в стандартных условиях были использованы 52 поверхностные пробы из 11 скважин (горизонты I, I-A, II, IV, V). Исследование компонентного состава растворенного газа охарактеризовано по 23 пробам из 6 скважин (горизонты I, II, IV, V).

В целом месторождение нуждается в дальнейшем изучении и рекомендуется провести нижеследующие мероприятия по доразведке:

- Комплекс ГИС, проведенный на месторождении Лактыбай, необходимо дополнить записью спектрального гамма-каротажа (кривые U, K, Th) с целью определения зон с аномальной радиоактивностью, не связанной с наличием глинистых компонентов в составе коллекторов;

- Требуется проведение исследований многозондовой аппаратурой индукционного каротажа, которые позволяют выявить в разрезе интервалы с наличием радиального приращения показаний на кривых разноглубинных зондов (что является характерным признаком наличия коллектора);

- С целью доизучения физико-химических свойств пластовых флюидов

рекомендуется проведение отбора пластовых проб нефти в проектных скважинах №№45, 47 (I объект) вводимых в эксплуатацию из бурения. Также рекомендуется проведение отбора пластовых и поверхностных проб нефти в проектных оценочных скважинах №№49, 50, 51.

- Продолжить доразведку участков и залежей, оцененных по категории С2.

Рекомендуемые участки:

- опробование скважины 27 с проведением ГРП с целью доразведки горизонтов I и I-A, блок II (геологические запасы по категориям С2 – 2736 тыс.т, извлекаемые – 273 тыс.т)
- бурение оценочной скважины 53, целевой горизонт поднадвигивая зона II-го горизонта, в 2028г (геологические запасы по категориям С2 –1703 тыс.т, извлекаемые –170 тыс.т);
- бурение оценочной скважины ОС-1 в 2029г, целевой горизонт IV надвигивая зона (геологические запасы по категориям С2 –1703 тыс.т, извлекаемые –170 тыс.т);

На рисунке 11.1.1 представлена карта пробуренных и проектных скважин с проектными координатами оценочных скважин.

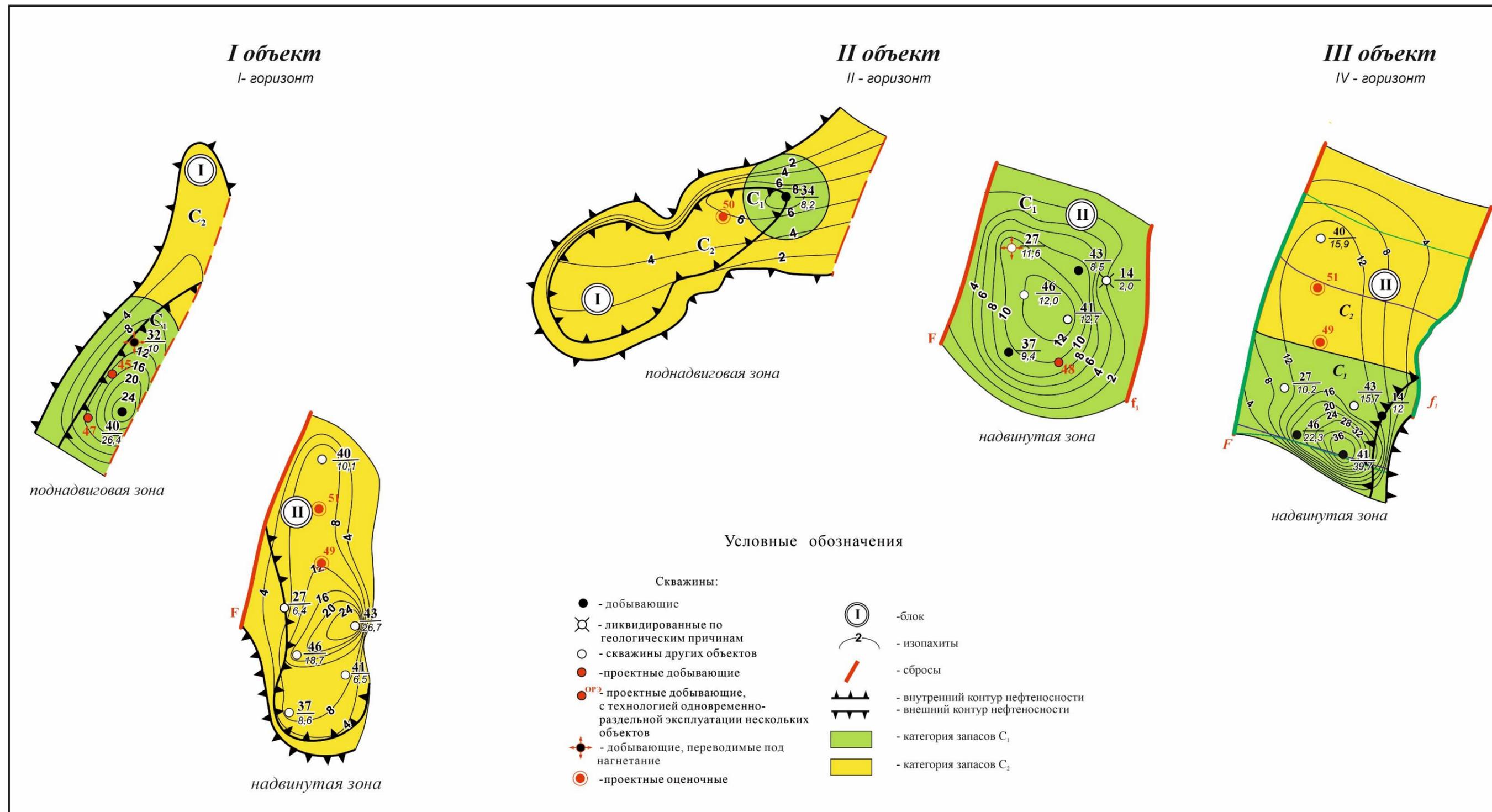


Рисунок 10.7.1 – Карта пробуренных и проектных скважин месторождения Лактыбай

12. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

12.1 Выполнение обязательств по обеспечению ликвидации последствий недропользования

Месторождение Лактыбай разрабатывается ТОО «Казахтуркмунай», имеющее Контракт – Дополнение №4 к Договору №1 от 31 мая 1994г на разведку, разработку, добычу, переработку и сбыт нефти, в соответствии с лицензией серии МГ №42 (нефть) между Министерством Энергетики РК и ТОО «Казахтуркмунай». Контракт действителен до 14.10.2041 года (на основании Приказа МЭ РК №260 от 31.03.2015г о продлении срока Договора №1 на разведку, добычу, совмещенную разведку и добычу углеводородного сырья).

На 31.12.2024г фактическая накопленная сумма отчислений составляет **168 066,49 тыс. тенге.**

Все приведенные в рамках настоящего проекта стоимости ликвидации приняты на основе «Проекта ликвидации последствий деятельности недропользования на месторождении Лактыбай ТОО «Казахтуркмунай» по Актюбинской области РК» составленной ТОО «СтройРекламПроект».

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.

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ. Стоимость ликвидационных работ на одну скважину составляет **30 654 024** тенге. Ликвидации подлежат 9 скважин, из них 5 добывающих 3 нагнетательных, 1 скважина в бездействии скважин. 3 водозаборных скважин, стоимость ликвидации водозаборной скважины 1 165 358 тенге.

Таблица 12.1.1 – Расчет размера суммы ликвидации промысловых объектов и оборудования (рекомендуемый вариант)

| Наименование глав, объектов, работ и затрат | Сметная стоимость, тыс. тенге |
|--|-------------------------------|
| Ликвидация объектов на месторождении Лактыбай | 11 231,482 |
| Ликвидация дорог на месторождение Лактыбай | 56 404,097 |
| Ликвидация скважин на месторождении Лактыбай | 275 886,216 |
| Ликвидация водозаборных скважин | 3 496,075 |
| Ликвидация трубопроводов (газопровод) на месторождении Лактыбай | 68 062,287 |
| Утилизация на месторождении Лактыбай | 68 459,303 |
| Рекультивация земли после ликвидации на месторождении Лактыбай | 3 360,770 |
| Ликвидация высоковольтных наземных линий на месторождение Лактыбай | 5 740,693 |
| Всего по сметному расчету | 492 640,923 |

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 12.1.2 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

| Наименование работ | Ед. изм. | Сумма |
|--|-------------------|--------------------|
| Ликвидация скважин | тыс. тенге | 279382,291 |
| Ликвидация промысловых объектов и оборудования | тыс. тенге | 209897,862 |
| Рекультивация земли | тыс. тенге | 3360,770 |
| Ликвидационный фонд | тыс. тенге | 492640,923 |
| Ликвидационный фонд с учетом НДС | тыс. тенге | 551757,834 |
| Ликвидационный фонд с учетом инфляции | тыс. тенге | 855 636,459 |
| Накопленные ликвидационные отчисления на 2025г. | тыс. тенге | 168 066,490 |
| Отчисления подлежащие выплате 2025-2041гг | тыс. тенге | 687 569,969 |
| Проектная накопленная добыча нефти за расчетный период 2025-2041гг | тыс. тонн | 1342,849 |
| Базовый норматив отчислений в Ликвидационный фонд | тенге/тонну | 512,023 |

Сумма ликвидационного фонда с учетом стоимости ликвидации скважин, промысловых объектов, оборудования и рекультивации земли и с учетом НДС и инфляции составила **855 636,459** тыс. тенге. Накопленные ликвидационные отчисления на дату составления проекта **168 066,490** тыс. тенге, таким образом сумма ликвидационных отчислений подлежащих к накоплению составит **687 066,490** тыс.тенге.

Согласно пункту 6 статьи 126 Кодекса, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море.

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством вноса денег в размере суммы,

определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемыми объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего отчета расчет отчислений в ликвидационный фонд проведен путем отношения накопленной добычи нефти, начиная с 2025г до конца рентабельного периода, на сумму ликвидационных отчислений для накопления.

Таблица 12.1.3 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд

| Годы | Добыча нефти | Норматив отчислений | Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд |
|--------------|-----------------|---------------------|--|
| | тыс.т | тенге/тонну | тыс.тенге |
| 2025 | 74,515 | 512,023 | 38153,414 |
| 2026 | 90,774 | 512,023 | 46478,273 |
| 2027 | 83,624 | 512,023 | 42817,618 |
| 2028 | 94,705 | 512,023 | 48490,962 |
| 2029 | 104,319 | 512,023 | 53413,558 |
| 2030 | 112,722 | 512,023 | 57716,104 |
| 2031 | 114,247 | 512,023 | 58497,088 |
| 2032 | 111,451 | 512,023 | 57065,769 |
| 2033 | 107,004 | 512,023 | 54788,513 |
| 2034 | 91,594 | 512,023 | 46898,436 |
| 2035 | 77,920 | 512,023 | 39897,001 |
| 2036 | 67,273 | 512,023 | 34445,420 |
| 2037 | 56,174 | 512,023 | 28762,514 |
| 2038 | 47,098 | 512,023 | 24115,167 |
| 2039 | 41,841 | 512,023 | 21423,664 |
| 2040 | 36,198 | 512,023 | 18534,183 |
| 2041 | 31,390 | 512,023 | 16072,285 |
| Всего | 1342,849 | 512,023 | 687569,969 |

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**а) Опубликованная литература**

1. *Правительство РК* Экологический кодекс Республики Казахстан, утверждённый постановлением Правительства РК №212 от 09.01.2007г;
2. *Правительство РК* Кодекс «О недрах и недропользовании», утверждённый постановлением Правительства РК №125-VI от 27 декабря 2017г;
3. *Правительство РК* «Инструкции по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую природную среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации» №204-п. от 28.06.2007г;
4. *Правительство РК* Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира», от 21.10.1993г;
5. *Правительство РК* *Водный кодекс Республики Казахстан, от 09.07.2003г;*
6. *Правительство РК* *Земельный кодекс от 20.06.2003г;*
7. *Правительство РК* «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные постановлением Правительства РК №237 от 20.03.2015г
8. *Правительство РК* «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные постановлением Правительства РК №202 от 03.02.2012г
9. *МООС РК* «Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин, утвержденные Приказом МООС РК №129-Ө от 03.05.2012г, г. Астана, 2012г
10. *Правительство РК* РНД 03.1.03.01-96. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства;
11. *Правительство РК* РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», Астана, 2004г;
12. *Правительство РК* РД 39-133-94. «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше»;
13. *Правительство РК* «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей», Астана, 2007г;
14. *Правительство РК* Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23.04.1998г №219-1
15. *МЭ РК* «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденный приказом МЭ РК №239 от 15.06.2018г;

16. МЭ РК «Методические рекомендации по составлению базовых проектных документов, анализов разработки» утвержденный приказом МЭ РК №329 от 24.08.2018г.

б) Фондовая литература

17. Сатыбалдиев Г.Т. и др. «Проект пробной эксплуатации месторождения Лактыбай», НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 1995г;
18. Бабашева М.Н. Анищенко Л.В. и др. «Подсчет запасов нефти, растворенного в нефти газа и попутных компонентов месторождения Лактыбай по состоянию на 01.05.2002г», ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2002г;
19. Бисенгалиева Г.Т., Муханов М.Т., Нареква К.Б. и др. «Технологическая схема разработки месторождения Лактыбай», ТОО «ЦТИ», г. Атырау, 2003г;
20. Нурбаев С.Т., Жоламанова Б.Ж. и др. «Анализ разработки месторождения Лактыбай», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2006г;
21. Нурбаев С.Т. Утесинова Х.Р. и др. «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Лактыбай» на 01.05.2010г, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2010г;
22. Коштаева Ш.К., Амангали С.А., Абуев Р.Б. и др. «Прирост запасов нефти и растворенного газа месторождения Лактыбай Актюбинской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.01.2011г», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2011г;
23. Каирбеков С.Б., Утесинова Х.Р. и др. «Анализ разработки месторождения Лактыбай», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2013г;
24. Рамазан А.У., Елемесова А.М. и др. «Прирост запасов нефти и растворенного газа месторождения Лактыбай Актюбинской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.09.2015г», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2016г;
25. Рамазан А.У., Дауиржан Д. и др. «Анализ разработки месторождения Лактыбай», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2016г;
26. Уткилбаев Н., Джаксылыков Т.С., Башев А.А. и др. «Анализ разработки месторождения Лактыбай», Филиал ТОО «НИИ ТДБ «Казмунайгаз» «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2018г;
27. Джаксылыков Т.С., Башев А.А., Сагызбай М.К. и др. «Авторский надзор за реализацией проектного документа разработки месторождения Лактыбай», Филиал ТОО «КМГ инжиниринг» «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2019г;
28. ТОО «КазакТуркМунай» Фактические промысловые материалы, производственные отчеты ТОО «КазакТуркМунай».
29. Хажитов В.З., Сагызбай М.К. и др. «Проект разработки месторождения Лактыбай», АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2021г;
30. Хажитов В.З., Сагызбай М.К. и др. «Анализ разработки месторождения Лактыбай», АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2022г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П.2.2.1 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

| Метод определения | Наименование | Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³ | Пористость, доли ед. | Нефтегазонасыщенность, доли ед. | Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³ | Пористость, доли ед. | Нефтегазонасыщенность, доли ед. |
|--|------------------------|---|----------------------|---------------------------------|---|----------------------|---------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| <i>ПР-2021г.</i> | | | | | <i>ДПР-2025г.</i> | | |
| I (надвиговая зона) | | | | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 1 | 3 | - | 1 | 3 | - |
| | Количество определений | 1 | 21 | - | 1 | 19 | - |
| | Среднее значение | 0,12 | 0,094 | - | 0,12 | 0,094 | - |
| | Интервал изменения | - | 0,053-0,190 | - | - | 0,053-0,190 | - |
| | Коэффициент вариации | 0 | 0,363 | - | 0 | 0,376 | - |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 5 | 5 | 5 | 6 | 6 | 6 |
| | Количество определений | 35 | 35 | 30 | 52 | 52 | 47 |
| | Среднее значение | 0,3 | 0,07 | 0,60 | 0,3 | 0,07 | 0,60 |
| | Интервал изменения | 0,05-2 | 0,05-0,13 | 0,42-0,79 | 0,05-2 | 0,05-0,13 | 0,42-0,79 |
| | Коэффициент вариации | 1,03 | 0,31 | 0,17 | 1,03 | 0,31 | 0,17 |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин | - | - | - | - | - | - |
| | Количество определений | - | - | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - | - | - |
| I (поднадвиговая зона) | | | | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | - | - | - | - | - | - |
| | Количество определений | - | - | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - | - | - |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| | Количество определений | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 |
| | Среднее значение | 3,4 | 0,10 | 0,54 | 3,4 | 0,10 | 0,54 |
| | Интервал изменения | 0,1-24 | 0,05-0,18 | 0,54-0,67 | 0,1-24 | 0,05-0,18 | 0,54-0,67 |
| | Коэффициент вариации | 1,8 | 0,44 | 0,13 | 1,8 | 0,44 | 0,13 |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин | 1 | - | - | 1 | - | - |
| | Количество определений | 3 | - | - | 3 | - | - |
| | Среднее значение | 10,26 | - | - | 10,26 | - | - |
| | Интервал изменения | 5,59-17,48 | - | - | 5,59-17,48 | - | - |
| | Коэффициент вариации | 0,438 | - | - | 0,438 | - | - |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|--|------------------------|------------|-------------|-----------|------------|-------------|-----------|
| I-A (надвиговая зона) | | | | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | - | 2 | - | - | 4 | - |
| | Количество определений | - | 2 | - | - | 4 | - |
| | Среднее значение | - | 0,110 | - | - | 0,988 | - |
| | Интервал изменения | - | 0,094-0,127 | - | - | 0,739-0,127 | - |
| | Коэффициент вариации | - | 0,136 | - | - | 0,180 | - |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| | Количество определений | 9 | 9 | 5 | 9 | 9 | 5 |
| | Среднее значение | 1,1 | 0,11 | 0,426 | 1,1 | 0,11 | 0,426 |
| | Интервал изменения | 0,4-3,2 | 0,09-0,14 | 0,40-0,48 | 0,4-3,2 | 0,09-0,14 | 0,40-0,48 |
| | Коэффициент вариации | 0,86 | 0,13 | 0,06 | 0,86 | 0,13 | 0,06 |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин | - | - | - | - | - | - |
| | Количество определений | - | - | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - | - | - |
| II (надвиговая зона) | | | | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 3 | 3 | - | 3 | 3 | - |
| | Количество определений | 42 | 46 | - | 47 | 51 | - |
| | Среднее значение | 206,19 | 0,181 | - | 184,8 | 0,175 | - |
| | Интервал изменения | 3,21-992,2 | 0,097-0,254 | - | 1,23-992,2 | 0,097-0,254 | - |
| | Коэффициент вариации | 1,083 | 0,236 | - | 1,191 | 0,255 | - |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 5 | 5 | 5 | 6 | 6 | 6 |
| | Количество определений | 24 | 24 | 24 | 34 | 34 | 34 |
| | Среднее значение | 22,2 | 0,16 | 0,61 | 22,2 | 0,16 | 0,61 |
| | Интервал изменения | 0,7-79,4 | 0,11-0,21 | 0,40-0,79 | 0,7-79,4 | 0,11-0,21 | 0,40-0,79 |
| | Коэффициент вариации | 1,42 | 0,16 | 0,18 | 1,42 | 0,16 | 0,18 |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин | 2 | - | - | 2 | - | - |
| | Количество определений | 7 | - | - | 7 | - | - |
| | Среднее значение | 37,7 | - | - | 37,7 | - | - |
| | Интервал изменения | 1,43-72,75 | - | - | 1,43-72,75 | - | - |
| | Коэффициент вариации | 0,674 | - | - | 0,674 | - | - |

| <i>1</i> | <i>2</i> | <i>3</i> | <i>4</i> | <i>5</i> | <i>6</i> | <i>7</i> | <i>8</i> |
|--|------------------------|------------|-------------|-----------|------------|-------------|-----------|
| II (поднадвиговая зона) | | | | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 5 | 5 | - | 5 | 5 | - |
| | Количество определений | 5 | 5 | - | 5 | 5 | - |
| | Среднее значение | 7,218 | 0,142 | - | 7,218 | 0,142 | - |
| | Интервал изменения | 1,7-11,1 | 0,118-0,166 | - | 1,7-11,1 | 0,118-0,166 | - |
| | Коэффициент вариации | 0,671 | 0,143 | - | 0,671 | 0,143 | - |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | Количество определений | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| | Среднее значение | 1,2 | 0,12 | 0,58 | 1,2 | 0,12 | 0,58 |
| | Интервал изменения | 0,6-2,5 | 0,11-0,14 | 0,49-0,75 | 0,6-2,5 | 0,11-0,14 | 0,49-0,75 |
| | Коэффициент вариации | 0,77 | 0,12 | 0,21 | 0,77 | 0,12 | 0,21 |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин | 1 | - | - | 1 | - | - |
| | Количество определений | 2 | - | - | 2 | - | - |
| | Среднее значение | 1,42 | - | - | 1,42 | - | - |
| | Интервал изменения | 1,28-1,57 | - | - | 1,28-1,57 | - | - |
| | Коэффициент вариации | 0,105 | - | - | 0,105 | - | - |
| III (надвиговая зона) | | | | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 1 | 2 | - | 1 | 2 | - |
| | Количество определений | 5 | 12 | - | 5 | 12 | - |
| | Среднее значение | 5,06 | 0,158 | - | 5,06 | 0,158 | - |
| | Интервал изменения | 1,36-16,09 | 0,092-0,223 | - | 1,36-16,09 | 0,092-0,223 | - |
| | Коэффициент вариации | 1 | 0,304 | - | 1 | 0,307 | - |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 |
| | Количество определений | 11 | 11 | 8 | 26 | 26 | 23 |
| | Среднее значение | 15,35 | 0,13 | 0,54 | 15,35 | 0,13 | 0,54 |
| | Интервал изменения | 0,5-47,9 | 0,10-0,20 | 0,43-0,65 | 0,5-47,9 | 0,10-0,20 | 0,43-0,65 |
| | Коэффициент вариации | 1,6 | 0,26 | 0,16 | 1,6 | 0,26 | 0,16 |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин | - | - | - | - | - | - |
| | Количество определений | - | - | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - | - | - |

| <i>1</i> | <i>2</i> | <i>3</i> | <i>4</i> | <i>5</i> | <i>6</i> | <i>7</i> | <i>8</i> |
|--|------------------------|----------|-------------|-----------|----------|-------------|-----------|
| III (поднадвиговая зона) | | | | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | - | - | - | - | - | - |
| | Количество определений | - | - | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - | - | - |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | Количество определений | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| | Среднее значение | 2,32 | 0,12 | 0,47 | 2,32 | 0,12 | 0,47 |
| | Интервал изменения | 0,5-7,6 | 0,10-0,16 | 0,42-0,52 | 0,5-7,6 | 0,10-0,16 | 0,42-0,52 |
| | Коэффициент вариации | 1,13 | 0,17 | 0,08 | 1,13 | 0,17 | 0,08 |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин | - | - | - | - | - | - |
| | Количество определений | - | - | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - | - | - |
| IV (надвиговая зона) | | | | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | 1 | 1 | - | 1 | 1 | - |
| | Количество определений | 1 | 4 | - | 1 | 4 | - |
| | Среднее значение | 33,64 | 0,134 | - | 33,64 | 0,134 | - |
| | Интервал изменения | - | 0,096-0,169 | - | - | 0,096-0,169 | - |
| | Коэффициент вариации | 0 | 0,22 | - | 0 | 0,22 | - |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 5 | 5 | 5 | 6 | 6 | 6 |
| | Количество определений | 62 | 62 | 57 | 81 | 81 | 76 |
| | Среднее значение | 1,3 | 0,13 | 0,56 | 1,3 | 0,14 | 0,60 |
| | Интервал изменения | 0,3-30,2 | 0,09-0,19 | 0,40-0,72 | 0,3-30,2 | 0,09-0,21 | 0,40-0,77 |
| | Коэффициент вариации | 9,9 | 0,21 | 0,13 | 9,9 | 0,21 | 0,13 |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин | 1 | - | - | 1 | - | - |
| | Количество определений | 1 | - | - | 1 | - | - |
| | Среднее значение | 0,171 | - | - | 0,171 | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | 0 | - | - | 0 | - | - |

| <i>1</i> | <i>2</i> | <i>3</i> | <i>4</i> | <i>5</i> | <i>6</i> | <i>7</i> | <i>8</i> |
|--|------------------------|----------|-------------|-----------|----------|-------------|-----------|
| IV (поднадвиговая зона) | | | | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | - | - | - | - | - | - |
| | Количество определений | - | - | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - | - | - |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| | Количество определений | 19 | 19 | 18 | 19 | 19 | 18 |
| | Среднее значение | 0,55 | 0,10 | 0,55 | 0,55 | 0,10 | 0,55 |
| | Интервал изменения | 0,3-1 | 0,09-0,12 | 0,40-0,68 | 0,3-1 | 0,09-0,12 | 0,40-0,68 |
| | Коэффициент вариации | - | 0,08 | 0,13 | - | 0,08 | 0,13 |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин | - | - | - | - | - | - |
| | Количество определений | - | - | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - | - | - |
| V (надвиговая зона) | | | | | | | |
| Лабораторные исследования керна | Количество скважин | - | 1 | - | - | 1 | - |
| | Количество определений | - | 54 | - | - | 54 | - |
| | Среднее значение | - | 0,137 | - | - | 0,137 | - |
| | Интервал изменения | - | 0,092-0,249 | - | - | 0,092-0,249 | - |
| | Коэффициент вариации | - | 0,284 | - | - | 0,284 | - |
| Геофизические исследования скважин | Количество скважин | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| | Количество определений | 8 | 8 | 7 | 8 | 8 | 7 |
| | Среднее значение | 1,5 | 0,11 | 0,51 | 1,5 | 0,11 | 0,51 |
| | Интервал изменения | 0,3-4,2 | 0,09-0,15 | 0,40-0,59 | 0,3-4,2 | 0,09-0,15 | 0,40-0,59 |
| | Коэффициент вариации | 1,11 | 0,18 | 0,11 | 1,11 | 0,18 | 0,11 |
| Гидродинамические исследования скважин | Количество скважин | - | - | - | - | - | - |
| | Количество определений | - | - | - | - | - | - |
| | Среднее значение | - | - | - | - | - | - |
| | Интервал изменения | - | - | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - | - | - |

Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях по скважинам

| №/№г | №Скв. | Altitude | Горизонт | Блок | и.п. кровля м | и.п. подошва м | абс. Отм. и.п. кровля м | абс. Отм. и.п. подошва м | абс. Отм. середины и.п. м | Тип пробы | Глубина отбора | Дата отбора | Температура исследования проб °С | Давление исследования проб МПа | Давление насыщения МПа | Газосодержание м3/м3 | Газосодержание м3/т | Объемный коэффициент | Пересчетный коэффициент | Плотность пластовая кг/м3 | Коэффициент сжимаемости 10 ⁻⁴ | Вязкость пластовой нефти мПа·с | Плотность сепарированная кг/м3 | Ср. коэф. Растворимости м3/м3 МПа | Относительная плотность газа по воздуху | Усадка % | Организация |
|---|-------|----------|----------|------|-----------------|------------------|---------------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------|----------------|-------------|------------------------------------|----------------------------------|--------------------------|----------------------|---------------------|----------------------|-------------------------|-----------------------------|--|----------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|---|-------------|---------------|
| Поднадвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 40 | 155.5 | I | 1 | 4348 | 4508 | -4192.5 | -4352.5 | -4273 | глуб. | 4240 | 16.06.11 | 87.0 | 32.9 | 10.4 | 64.6 | 76.5 | 1.189 | 0.841 | 784.5 | 16.3 | 0.8 | 844.3 | 6.7 | 1.493 | 15.9 | НИПИ нефтегаз |
| 2 | 40 | 155.5 | I | 1 | 4348 | 4508 | -4192.5 | -4352.5 | -4273 | глуб. | 4008 | 16.06.11 | 87.0 | 32.9 | 9.7 | 55.9 | 66.2 | 1.160 | 0.862 | 801.9 | 13.7 | 0.1 | 844.3 | 5.4 | 1.520 | 13.8 | |
| 3 | 40 | 156 | I | 1 | 4310 | 4508 | | | | глуб. | | 31.10.22 | 89.2 | 36.1 | 11.9 | 94.2 | 110.7 | 1.272 | 0.786 | 753.2 | 26.4 | 0.8 | 850.5 | 7.9 | 0.943 | 21.4 | |
| Среднее значение по I горизонту I блоку: | | | | | | | | | | | | | 87.7 | 33.9 | 10.7 | 71.6 | 84.5 | 1.207 | 0.830 | 779.9 | 18.8 | 0.6 | 846.4 | 6.6 | 1.319 | 17.0 | |
| 4 | 34 | 156.7 | II | 1 | 4595 | 4612 | -4438.3 | -4455.3 | -4447 | глуб. | 3500 | 19.01.95 | 100* | 71.6 | 14.5 | 113.0 | 138.3 | 1.290 | 0.775 | 735.4 | 20.2 | 1.6 | 817.1 | | 1.190 | 22.5 | ТОО НИИ "КМГ" |
| 5 | 34* | 156.7 | II | 1 | 4500 | 4612 | -4343.3 | -4455.3 | -4399 | глуб. | 4430 | 25.10.13 | 76.3 | 49.1 | 44.8 | 455.8 | 544.2 | 2.230 | 0.448 | 567.6 | 23.4 | 0.2 | 837.4 | 10.2 | 0.785 | 55.2 | ТОО НИИ "КМГ" |
| 6 | 34* | 156.7 | II | 1 | 4500 | 4612 | -4343.3 | -4455.3 | -4399 | глуб. | 4430 | 25.10.13 | 76.3 | 49.1 | 44.6 | 449.0 | 538.0 | 2.220 | 0.450 | 567.7 | 26.7 | 0.2 | 834.6 | 10.1 | 0.798 | 55.0 | ТОО НИИ "КМГ" |
| 7 | 34 | 156.7 | II | 1 | 4595 | 4612 | -4438.3 | -4455.3 | -4447 | реком. | | 18.07.15 | 76.8 | 72.0 | 13.0 | 114.2 | 137.4 | 1.270 | 0.787 | 739.0 | 20.3 | 1.2 | 831.0 | 8.7 | 0.786 | 21.3 | ТОО НИИ "КМГ" |
| 8 | 34 | 156.7 | II | 1 | 4500 | 4612 | -4343.3 | -4455.3 | -4399 | реком. | | 10.06.16 | 77.0 | 72.0 | 12.4 | 103.2 | 126.6 | 1.256 | 0.796 | 727.0 | 18.8 | 1.0 | 815.0 | 8.3 | 0.792 | 20.4 | ТОО НИИ "КМГ" |
| Среднее значение по II горизонту I блоку: | | | | | | | | | | | | | 76.9 | 71.9 | 13.3 | 110.1 | 134.1 | 1.272 | 0.786 | 733.8 | 19.8 | 1.3 | 821.0 | 8.5 | 0.923 | 21.4 | |
| Надвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | 27 | 152.5 | II | 2 | 3972 | 3983 | -3819.5 | -3830.5 | -3825 | глуб. | 3500 | 01.03.93 | 77.5 | 60.8 | 10.0 | 97.0 | 117.7 | 1.250 | 0.800 | 757.3 | 18.4 | 0.7 | 824.2 | | 1.230 | 20.0 | Аспан |
| 10 | 37 | 176.8 | II | 2 | 3954 | 3980 | -3777.2 | -3803.2 | -3790 | глуб. | 3000 | 18.01.95 | 81.0 | 70.6 | 20.9 | 171.0 | 207.5 | 1.410 | 0.709 | 710.7 | 19.9 | 1.1 | 824.0 | | 1.040 | 29.1 | |
| 11 | 37* | 176.8 | II | 2 | 3954 | 3980 | -3777.2 | -3803.2 | -3790 | глуб. | 3800 | 22.06.07 | 75.4 | 35.1 | 13.6 | 157.0 | 188.2 | 1.460 | 0.685 | 700.1 | 27.0 | 0.7 | 834.2 | 11.5 | 0.988 | 31.5 | ТОО НИИ "КМГ" |
| 12 | 37* | 176.8 | II | 2 | 3954 | 3980 | -3777.2 | -3803.2 | -3790 | глуб. | 3800 | 22.06.07 | 75.4 | 35.1 | 13.7 | 161.7 | 193.7 | 1.468 | 0.681 | 699.4 | 27.6 | 0.7 | 834.9 | 11.8 | 0.990 | 31.9 | ТОО НИИ "КМГ" |
| 13 | 37* | 176.8 | II | 2 | 3954 | 3980 | -3777.2 | -3803.2 | -3790 | глуб. | 3800 | 22.06.07 | 75.4 | 35.1 | 12.8 | 143.0 | 170.2 | 1.438 | 0.695 | 702.2 | 24.4 | 0.8 | 840.5 | 11.2 | 0.982 | 30.5 | |
| 14 | 37* | 176.8 | II | 2 | 3954 | 3980 | -3777.2 | -3803.2 | -3790 | глуб. | 3800 | 19.09.12 | 75.0 | 20.9 | 20.3 | 216.3 | 263.3 | 1.525 | 0.656 | 713.9 | 36.4 | 0.5 | 821.5 | 10.7 | 1.235 | 34.4 | НИПИ нефтегаз |
| 15 | 37* | 176.8 | II | 2 | 3954 | 3980 | -3777.2 | -3803.2 | -3790 | глуб. | 3800 | 19.09.12 | 75.0 | 20.9 | 20.9 | 229.3 | 277.9 | 1.485 | 0.673 | 712.4 | 34.9 | 0.4 | 825.1 | 11.0 | 0.923 | 32.7 | НИПИ нефтегаз |
| 16 | 37* | 176.8 | II | 2 | 3954 | 3980 | -3777.2 | -3803.2 | -3790 | глуб. | 3800 | 19.09.12 | 75.0 | 20.9 | 20.5 | 241.4 | 288.1 | 1.528 | 0.654 | 720.3 | 44.6 | 0.5 | 837.8 | 11.8 | 1.087 | 34.6 | НИПИ нефтегаз |
| 17 | 41 | 158.7 | II | 2 | 3862 | 3876 | -3703.3 | -3717.3 | -3710 | реком. | | 18.07.15 | 76.8 | 70.0 | 11.9 | 131.3 | 158.9 | 1.290 | 0.775 | 732.5 | 19.2 | 1.1 | 826.0 | 9.1 | 0.905 | 22.5 | ТОО НИИ "КМГ" |
| 18 | 41 | 158.7 | II | 2 | 3862 | 3876 | -3703.3 | -3717.3 | -3710 | реком. | | 10.06.16 | 79.6 | 68.0 | 11.4 | 110.1 | 134.6 | 1.293 | 0.773 | 729.0 | 18.6 | 1.0 | 818.0 | 9.7 | 0.943 | 22.7 | ТОО НИИ "КМГ" |
| Среднее значение по II горизонту II блоку: | | | | | | | | | | | | | 78.7 | 67.4 | 13.5 | 127.3 | 154.7 | 1.311 | 0.764 | 732.4 | 19.0 | 1.0 | 823.1 | 9.4 | 1.030 | 23.6 | |
| 19 | 41 | 158.7 | IV | 2 | 4006 | 4082 | -3847.3 | -3923.3 | -3885 | глуб. | 3970 | 09.10.13 | 76.3 | 60.1 | 25.4 | 249.2 | 303.7 | 1.850 | 0.541 | 587.7 | 10.5 | 0.5 | 820.6 | 10.2 | 1.075 | 45.9 | ТОО НИИ "КМГ" |
| 20 | 41 | 158.7 | IV | 2 | 4006 | 4082 | -3847.3 | -3923.3 | -3885 | глуб. | 4035 | 13.01.19 | 83.1 | 72.0 | 24.2 | 244.1 | 296.2 | 1.660 | 0.602 | 652.0 | 29.3 | 0.6 | 824.0 | 10.1 | 0.878 | 39.8 | ТОО НИИ "КМГ" |
| 21 | 41 | 158.7 | IV | 2 | 4006 | 4082 | -3847.3 | -3923.3 | -3885 | глуб. | 4035 | 20.09.20 | 79.4 | 60.0 | 24.0 | 249.9 | 303.0 | 1.665 | 0.601 | 680.0 | 36.1 | 0.5 | 825.0 | 10.4 | 0.858 | 39.9 | ТОО НИИ "КМГ" |
| 22 | 41 | 158.7 | IV | 2 | 4006 | 4082 | -3847.3 | -3923.3 | -3885 | глуб. | 4035 | 20.09.20 | 79.4 | 60.0 | 24.1 | 303.0 | 367.2 | 1.649 | 0.606 | 681.0 | 36.0 | 0.5 | 825.0 | 10.4 | 0.854 | 39.4 | ТОО НИИ "КМГ" |
| 23 | 41 | 159 | IV | 2 | 4006 | 4082 | | | | глуб. | 4017 | 27.05.2024 | 81.2 | 40.0 | 23.7 | 250.7 | 303.5 | 1.802 | 0.555 | 653.7 | 45.5 | 0.3 | 826.0 | 10.6 | 1.041 | 44.5 | ТОО НИИ "КМГ" |
| 24 | 46 | 158.7 | IV | 2 | 4101.8 | 4134 | | | | глуб. | 4075 | 30.09.2024 | 78.0 | 59.7 | 22.2 | 223.1 | 270.6 | 1.666 | 0.600 | 686.2 | 39.5 | 0.5 | 824.5 | 10.1 | 0.898 | 39.98 | ТОО НИИ "КМГ" |
| Среднее значение по IV горизонту II блоку: | | | | | | | | | | | | | 80.2 | 62.9 | 23.6 | 254.2 | 308.1 | 1.688 | 0.593 | 670.6 | 37.3 | 0.5 | 824.9 | 10.3 | 0.906 | 40.7 | |

Таблица 2.3.2 – Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях по скважинам

| № п/п | № скв. | г.л. кровля м | г.л. подошва м | Дата отбора | Горизонт | Блок | Плотность, г/см ³ | Групповой углеводородный состав, % | | | | Парафин | | Кислотное число | Температура, °С | | Кинематическая вязкость, мм ² /с | | | | | Начало кипения | Фракционный состав по Энглеру, % | | | | |
|---|--------|-----------------|------------------|-------------|----------|------|------------------------------|------------------------------------|-------------|------------|---------------|------------|-------------------|-----------------|-----------------|--------------|---|-------------|------------|------------|------------|----------------|----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | | | | | | | | Смол силькагел | Асфальтенов | Серы | Коксусеомость | % | T _{плав} | | Застывания | Вспышки | 20°С | 30°С | 40°С | 50°С | 100°С | | 100.0 | 150.0 | 200.0 | 250.0 | 300.0 |
| Поднадвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 32 | 4540 | 4560 | | I | 1 | 0.837 | | 1.60 | 0.1 | | 0.4 | | | -5.0 | 5.0 | 10.8 | | 5.4 | 4.7 | | 46.0 | 10.1 | 23.0 | 29.0 | 38.2 | 45.2 |
| 2 | 32 | 4540 | 4560 | | I | 1 | 0.835 | 9.0 | 1.20 | 0.1 | | 0.4 | | | -5.0 | 5.0 | 12.1 | | 6.1 | 5.3 | 4.3 | 47.0 | 9.5 | 20.0 | 27.0 | 35.5 | 42.5 |
| 3 | 32 | 4540 | 4560 | | I | 1 | 0.839 | 8.0 | 1.40 | 0.1 | | 0.4 | | | -5.0 | 5.0 | 11.4 | | 5.9 | 4.4 | 3.9 | 46.0 | 10.0 | 21.5 | 28.0 | 36.7 | 43.8 |
| 4 | 40 | 4310 | 4508 | 31.10.22 | I | 1 | 0.851 | 12.0 | 0.15 | 0.9 | 3.1 | 1.6 | 57.0 | 0.1 | -39.0 | -7.0 | 12.6 | 9.0 | 6.8 | 5.3 | | 45.0 | 5.0 | 13.0 | 26.0 | 28.0 | 39.0 |
| Среднее значение по I горизонту I блока: | | | | | | | 0.840 | 9.7 | 1.09 | 0.3 | 3.1 | 0.7 | 57.0 | 0.1 | -13.5 | 2.0 | 11.7 | 9.0 | 6.0 | 4.9 | 4.1 | 46.0 | 8.7 | 19.4 | 27.5 | 34.6 | 42.6 |
| 5 | 32* | | | | II | 1 | 0.877 | 10.0 | 2.60 | 0.1 | | 5.4 | | | | 3.0 | 22.4 | | 11.5 | 9.4 | 7.8 | 55.0 | 2.9 | 8.9 | 18.5 | 29.2 | 39.7 |
| 6 | 32* | | | | II | 1 | 0.853 | 6.0 | 2.00 | 0.1 | | 5.4 | | | | | 14.6 | | 7.3 | 6.5 | 4.9 | 53.0 | 5.1 | 17.3 | 27.1 | 37.8 | 48.4 |
| 7 | 34* | 4595 | 4614 | 19.01.95 | II | 1 | 0.814 | 4.8 | 0.21 | 0.3 | 0.6 | 1.9 | | | | 2.0 | 7.5 | 5.2 | 3.6 | 4.0 | | 28.0 | 12.0 | 21.0 | 34.5 | 42.5 | 50.0 |
| 8 | 34 | 4595 | 4614 | 19.01.95 | II | 1 | 0.841 | | 0.22 | | | | | | | | 11.1 | | | 6.0 | | 96.0 | | | | | |
| 9 | 34 | 4500 | 4612 | 25.10.13 | II | 1 | 0.839 | 7.8 | | 0.1 | 1.4 | 1.3 | 55.2 | 0.4 | -7.0 | -20.0 | 12.5 | 8.0 | 5.6 | 4.4 | | 85.0 | 1.0 | 11.0 | 24.0 | 33.0 | 40.0 |
| 10 | 34 | 4500 | 4612 | 18.07.15 | II | 1 | 0.830 | 6.5 | | 0.1 | 0.7 | 0.3 | 56.4 | 0.0 | -20.0 | -7.0 | 7.2 | 5.4 | 4.2 | 3.4 | | 50.0 | 6.0 | 16.0 | 26.0 | 33.0 | 43.0 |
| 11 | 34 | 4500 | 4612 | 10.06.16 | II | 1 | 0.830 | 6.6 | | 0.1 | 0.7 | 0.5 | 56.0 | 0.0 | -28.0 | -15.0 | 7.5 | 5.4 | 4.3 | 3.5 | | 60.0 | 6.0 | 19.0 | 29.0 | 38.0 | 51.0 |
| Среднее значение по II горизонту I блока: | | | | | | | 0.835 | 7.0 | 0.22 | 0.1 | 0.9 | 0.7 | 55.9 | 0.1 | -18.3 | -14.0 | 9.6 | 6.2 | 4.7 | 4.3 | | 72.8 | 4.3 | 15.3 | 26.3 | 34.7 | 44.7 |
| Надвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12 | 14 | 3916 | 3933 | | I | 2 | 0.874 | 2.6 | 0.09 | 0.4 | 0.9 | 1.7 | | | | 36.0 | 12.5 | 9.5 | 8.5 | 6.0 | 2.5 | 105.0 | | 14.2 | 22.4 | 34.4 | 48.4 |
| 13 | 14 | 3916 | 3933 | | I | 2 | 0.845 | 3.4 | 0.07 | 0.4 | 1.1 | 1.7 | | | -20.0 | 33.0 | 12.7 | 9.0 | 6.8 | 5.0 | 2.4 | 92.0 | 1.0 | | 27.4 | 38.4 | 50.4 |
| 14 | 15 | 3782 | 3796 | | I | 3 | 0.861 | | 2.02 | 0.6 | | | | | | | 23.7 | | | 8.4 | | 120.0 | | | | | 42.0 |
| 15 | 14 | 3916 | 3933 | 14.06.90 | I | 2 | 0.862 | 5.5 | 0.78 | 0.5 | | 0.9 | | | -7.0 | | 15.2 | | | | | 141.0 | | 6.0 | | | |
| 16 | 15 | 3682 | 3706 | 02.02.91 | I | 3 | 0.867 | 4.0 | 0.04 | 0.6 | 2.6 | 1.7 | | | -5.0 | 42.0 | 31.8 | 18.5 | 13.1 | 9.7 | 3.5 | 122.0 | | | 20.4 | 31.2 | 44.8 |
| 17 | 36* | 3690 | 3715 | | I | 2 | 0.845 | | 0.61 | 0.1 | | | | | | | 13.2 | | | 6.7 | | | | 12.8 | | | |
| Среднее значение по I горизонту II-III блоков: | | | | | | | 0.859 | 3.9 | 0.60 | 0.4 | 1.5 | 1.5 | | | -10.7 | 37.0 | 18.2 | 12.3 | 9.5 | 7.1 | 2.8 | 116.0 | 1.0 | 11.0 | 23.4 | 34.7 | 46.4 |
| 18 | 14 | 4012 | 4025 | | I-A | 2 | 0.834 | 6.0 | 0.08 | 0.3 | 0.8 | 1.5 | | | -20.0 | 12.0 | 8.2 | 5.4 | 5.1 | 3.6 | 1.9 | 70.0 | 4.4 | 17.2 | 28.2 | 38.6 | 52.6 |
| 19 | 14 | 4012 | 4025 | | I-A | 2 | 0.834 | 6.0 | 0.61 | 0.2 | | 1.3 | | | | 17.0 | 11.5 | | 5.7 | 4.7 | | 70.0 | 3.6 | | 26.3 | 36.1 | 51.7 |
| Среднее значение по I-A горизонту II блока | | | | | | | 0.834 | 6.0 | 0.35 | 0.3 | 0.8 | 1.4 | | | -20.0 | 14.5 | 9.9 | 5.4 | 5.4 | 4.1 | 1.9 | 70.0 | 4.0 | 17.2 | 27.3 | 37.4 | 52.2 |
| 20 | 16* | 3881 | 3914 | 13.08.91 | I-A | 3 | 0.869 | 6.3 | 0.27 | | 2.7 | | | | -84.0 | 4.0 | 14.6 | 28.6 | 19.3 | 8.3 | 4.2 | 194.0 | | | | 14.4 | 31.2 |
| 21 | 16** | 3960 | 4002 | | II | 3 | 0.859 | | | | 0.6 | | | | -9.0 | 56.0 | 24.3 | 17.1 | 12.0 | 8.9 | 3.2 | 156.0 | | | 11.2 | 23.2 | 38.8 |
| 22 | 27 | 3983 | 3972 | | II | 2 | 0.846 | 5.0 | 0.11 | 0.3 | 1.7 | 4.3* | | | | 14.0 | 11.4 | | | 4.3 | | | | 34.4 | | 41.3 | |
| 23 | 27 | 3983 | 3972 | | II | 2 | 0.847 | 16.0 | 0.20 | 0.1 | | 4.9* | | | -2.0 | | 18.6 | | | 8.0 | | 70.0 | | | | | 46.2 |
| 24 | 27 | 3968 | | | II | 2 | 0.845 | 16.0 | | 0.1 | | 5* | | | | 8.0 | 12.7 | | 6.6 | 5.3 | | 70.0 | 1.0 | | 22.8 | 33.6 | 46.0 |
| 25 | 37 | 3954 | 3980 | | II | 2 | 0.829 | 8.0 | 0.29 | 0.3 | 1.5 | 2.95* | | | | 3.0 | 8.3 | 6.3 | 5.6 | 4.4 | | 28.0 | 10.0 | 22.0 | 34.0 | 40.5 | 47.5 |
| 26 | 37 | 3954 | 3980 | | II | 2 | 0.830 | 8.2 | 0.31 | 0.3 | 1.5 | 2.99* | | | | 2.0 | 8.8 | 7.5 | 5.7 | 4.6 | | 28.0 | 10.5 | 21.5 | 34.5 | 39.8 | 47.0 |
| 27 | 37 | 3954 | 3980 | | II | 2 | 0.833 | 8.5 | 0.32 | 0.3 | 1.5 | 3.05* | | | | | 9.1 | 8.1 | 5.8 | 4.9 | | 28.0 | 9.5 | 21.0 | 32.2 | 39.0 | 46.0 |
| 28 | 37 | 3954 | 3980 | | II | 2 | 0.831 | 8.1 | 0.27 | 0.3 | 1.5 | 3* | | | | 1.0 | 8.7 | 7.4 | 5.7 | 4.6 | | | 30.0 | 21.4 | 32.8 | 39.7 | 46.7 |
| 29 | 37 | 3954 | 3980 | | II | 2 | 0.825 | 2.0 | 2.40 | 0.1 | | 0.7 | | | -3.0 | 6.0 | 8.0 | | 4.2 | 3.4 | | 45.0 | 7.9 | 22.3 | 32.3 | 41.6 | 48.1 |
| 30 | 37 | 3954 | 3980 | | II | 2 | 0.825 | 2.0 | 2.40 | 0.1 | | 0.7 | | | | 11.0 | 7.7 | | 3.9 | 3.4 | | 45.0 | 8.0 | 22.0 | 32.0 | 40.4 | 47.7 |
| 31 | 37 | 3954 | 3980 | | II | 2 | 0.825 | | | 0.1 | | 0.7 | | | | | 7.8 | | 3.9 | 3.4 | | 43.0 | 8.0 | 21.6 | 31.6 | 40.0 | 47.0 |
| 32 | 37 | 3954 | 3980 | | II | 2 | 0.836 | 2.0 | 2.40 | | | | | | | 3.0 | 11.2 | | 5.7 | 4.7 | | 45.0 | 7.5 | 22.3 | 29.7 | 37.7 | 45.2 |
| 33 | 37* | 3954 | 3980 | 22.06.07 | II | 2 | 0.861 | 11.2 | | 0.2 | 2.9 | 2.98* | | | -20.0 | 41.0 | 27.2 | 17.6 | 12.2 | 9.3 | | 150.0 | | | 10.0 | 21.0 | 37.0 |
| 34 | 37 | 3954 | 3980 | 22.06.07 | II | 2 | 0.834 | | | | | | | | | | 7.6 | | | | | | | | | | |
| 35 | 37 | 3954 | 3980 | 22.06.07 | II | 2 | 0.835 | | | | | | | | | | 9.2 | | | | | | | | | | |
| 36 | 37 | 3954 | 3980 | 22.06.07 | II | 2 | 0.841 | | | | | | | | | | 9.8 | | | | | | | | | | |
| 37 | 41 | 3862 | 3876 | 18.07.15 | II | 2 | 0.826 | 3.4 | | 0.1 | 0.6 | 0.4 | 56.2 | 0.0 | -20.0 | -7.0 | 7.1 | 5.2 | 4.0 | 3.3 | | 50.0 | 5.0 | 17.0 | 28.0 | 38.0 | 48.0 |
| 38 | 41 | 3862 | 3876 | 10.06.16 | II | 2 | 0.823 | 6.6 | | 0.1 | 0.0 | 0.4 | 56.2 | 0.0 | -28.0 | -13.0 | 6.2 | 4.6 | 3.6 | 2.9 | | 60.0 | 8.0 | 20.0 | 31.0 | 41.0 | 53.0 |
| Среднее значение по II горизонту II блока: | | | | | | | 0.833 | 7.1 | 0.97 | 0.2 | 1.2 | 0.6 | 56.2 | 0.0 | -13.3 | 2.8 | 9.5 | 6.5 | 5.0 | 4.4 | | 46.5 | 9.6 | 21.1 | 31.3 | 39.2 | 46.9 |
| Среднее значение по II горизонту I блока: | | | | | | | 0.823 | 2.0 | 0.11 | 0.1 | 0.0 | 0.4 | 56.2 | 0.0 | -28.0 | -13.0 | 6.2 | 4.6 | 3.6 | 2.9 | 0.0 | 28.0 | 1.0 | 17.0 | 22.8 | 33.6 | 41.3 |
| Среднее значение по I горизонту IV блока: | | | | | | | 0.847 | 16.0 | 2.40 | 0.3 | 1.7 | 0.7 | 56.2 | 0.0 | -2.0 | 14.0 | 18.6 | 8.1 | 6.6 | 8.0 | 0.0 | 70.0 | 30.0 | 22.3 | 34.5 | 41.6 | 53.0 |
| 39 | 27 | 4117 | 4170 | | IV | 2 | 0.820 | 2.2 | 0.60 | 0.1 | | 1.6 | | | | 1.0 | 7.2 | | 3.7 | 3.4 | | 47.0 | 6.6 | 21.2 | 32.7 | 41.6 | 49.6 |
| 40 | 27 | 4117 | 4170 | | IV | 2 | 0.833 | | 0.10 | 0.2 | | 0.2 | | | | | 8.3 | | | 3.2 | | 90.0 | | | | | |
| 41 | 14 | 4220 | 4241 | | IV | 2 | 0.829 | | | 0.4 | 0.6 | 3.6 | | | -10.0 | | 6.5 | | | 3.4 | | | | | | | |

Таблица 2.3.3 – Физико-химические свойства и компонентный состав нефтяного газа по скважинам

| №п/п | №.Наскв. | Интервал перфорации | Интервал отбора | Горизонт | Блок | Дата отбора | Состав газа, мол. % | | | | | | | | | | | | | Относительная плотность газа по воздуху | Плотность газа, кг/м ³ | Исполнитель | |
|---|----------|---------------------|-----------------|----------|------|-------------|---------------------|-------------|-------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------------------|-------------|------------|------------|---|-----------------------------------|----------------------|--------------|
| | | | | | | | метан | этан | пропан | изобутан | н-бутан | изопентан | н-пентан | гексан | гептан | C ₈ +вышние | Сероводород | азот | угл.газ | | | | |
| Поднадвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 40 | 4348-4508 | 4240 | I | I | 16.06.11 | 35.7 | 18.2 | 24.4 | 4.4 | 10.0 | 2.5 | 2.4 | 1.3 | 0.2 | | | 0.5 | 0.4 | 1.239 | 1.493 | НИПИ нефтегаз | |
| 2 | 40 | 4348-4508 | 4008 | I | I | 16.06.11 | 39.0 | 17.6 | 22.6 | 4.0 | 9.4 | 2.4 | 2.3 | 1.4 | 0.3 | | | 0.6 | 0.4 | 1.205 | 1.452 | | |
| 3 | 40 | 4310-4508 | | | | 31.10.2022 | 60.5 | 12.8 | 14.2 | 2.0 | 4.2 | 1.0 | 1.7 | 1.1 | 0.2 | 0.2 | | 2.2 | 0.2 | 0.943 | 0.783 | | |
| Среднее значение по I горизонту: | | | | | | | 45.1 | 16.2 | 20.4 | 3.5 | 7.9 | 2.0 | 2.1 | 1.2 | 0.2 | 0.2 | | | 1.1 | 0.3 | 1.129 | 1.243 | |
| 4 | 34 | 4595-4612 | 4430 | II | I | 25.10.13 | 75.4 | 8.2 | 6.0 | 1.1 | 2.5 | 0.8 | 0.9 | 0.8 | 0.3 | 0.0 | | 3.6 | 0.3 | 0.785 | 0.652 | ТОО "КМГ Инжиниринг" | |
| 5 | 34 | 4595-4612 | 4430 | II | I | 25.10.13 | 75.9 | 9.2 | 6.8 | 2.0 | 2.2 | 0.8 | 0.8 | 0.7 | 0.3 | 0.0 | | 0.7 | 0.4 | 0.798 | 0.961 | | |
| 6 | 34 | 4500 | 4612 | II | I | 18.07.15 | 71.8 | 12.4 | 9.0 | 1.3 | 2.1 | 0.4 | 0.3 | 0.2 | 0.1 | 0.0 | | 2.1 | 0.4 | 0.786 | 0.947 | | |
| 7 | 34 | 4500 | 4612 | II | I | 10.06.16 | 71.7 | 13.5 | 9.5 | 1.2 | 1.9 | 0.4 | 0.4 | 0.1 | 0.1 | 0.0 | | 1.0 | 0.1 | 0.792 | 0.954 | | |
| Среднее значение по II горизонту I: | | | | | | | 73.7 | 10.8 | 7.8 | 1.4 | 2.2 | 0.6 | 0.6 | 0.4 | 0.2 | 0.0 | | | 1.9 | 0.3 | 0.790 | | 0.878 |
| Надвиговая зона | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | 37 | 3594-3980 | 3800 | II | II | 22.06.07 | 56.6 | 15.2 | 13.5 | 2.8 | 5.4 | 1.4 | 1.4 | 1.1 | 0.4 | 0.1 | | 2.2 | 0.1 | 0.988 | 1.190 | ТОО "КМГ Инжиниринг" | |
| 9 | 37 | 3954-3980 | 3800 | II | II | 22.06.07 | 56.8 | 15.2 | 13.3 | 2.8 | 5.3 | 1.4 | 1.4 | 1.1 | 0.4 | 0.1 | | 2.2 | 0.1 | 0.990 | 1.193 | | |
| 10 | 37 | 3954-3980 | 3800 | II | II | 22.06.07 | 56.9 | 15.1 | 13.4 | 2.7 | 5.3 | 1.4 | 1.4 | 1.0 | 0.5 | 0.1 | | 2.2 | 0.1 | 0.982 | 1.183 | | |
| 11 | 37 | 3954 | 3980 | II | II | 19.09.12 | 53.8 | 16.2 | 15.8 | 2.8 | 6.4 | 1.6 | 1.6 | 1.0 | 0.3 | 0.0 | | 0.3 | 0.1 | 1.488 | 1.792 | | |
| 12 | 37 | 3954 | 3980 | II | II | 19.09.12 | 73.9 | 13.9 | 7.5 | 0.8 | 1.7 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.2 | 0.0 | | 0.7 | 0.2 | 0.923 | 1.112 | | |
| 13 | 37 | 3954 | 3980 | II | II | 19.09.12 | 65.5 | 11.7 | 10.7 | 1.8 | 4.4 | 1.2 | 1.3 | 1.0 | 0.4 | 0.0 | | 1.9 | 0.2 | 1.087 | 1.309 | | |
| 14 | 41 | 3862 | 3876 | II | II | 18.07.15 | 64.6 | 10.8 | 11.8 | 2.2 | 4.6 | 1.1 | 1.1 | 0.5 | 0.2 | 0.0 | | 3.0 | 0.2 | 0.905 | 1.090 | | |
| 15 | 41 | 3862 | 3876 | II | II | 10.06.16 | 62.3 | 11.2 | 12.3 | 2.2 | 4.5 | 1.7 | 1.8 | 0.6 | 0.3 | 0.0 | | 3.1 | 0.0 | 0.943 | 1.136 | | |
| Среднее значение по II горизонту II блоку: | | | | | | | 61.3 | 13.7 | 12.3 | 2.3 | 4.7 | 1.3 | 1.3 | 0.8 | 0.3 | 0.0 | | | 2.0 | 0.1 | 1.038 | | 1.251 |
| 16 | 41 | 4006-4082 | 3970 | IV | II | 09.10.13 | 66.5 | 12.2 | 9.5 | 1.9 | 4.3 | 1.3 | 1.4 | 1.0 | 0.3 | 0.0 | | 1.5 | 0.2 | 0.892 | 1.075 | | |
| 17 | 41 | 4006-4082 | 4035 | IV | II | 13.01.19 | 66.3 | 12.7 | 10.0 | 2.0 | 4.4 | 1.3 | 1.4 | 0.3 | 0.1 | 0.0 | | 1.4 | 0.2 | 0.878 | 1.058 | | |
| 18 | 41 | 4006-4082 | 4035 | IV | II | 20.09.20 | 69.3 | 10.7 | 9.1 | 2.0 | 4.4 | 1.3 | 1.3 | 0.1 | 0.1 | 0.0 | | 1.4 | 0.3 | 0.858 | 1.034 | | |
| 19 | 41 | 4006-4082 | 4035 | IV | II | 20.09.20 | 68.9 | 11.4 | 9.2 | 1.8 | 1.1 | 1.2 | 1.3 | 0.3 | 0.1 | 0.0 | | 1.5 | 0.1 | 0.854 | 1.029 | | |
| 20 | 41 | 4006-4082 | 4017 | IV | II | 27.05.2024 | 51.6 | 17.7 | 14.2 | 2.9 | 6.3 | 1.8 | 2.0 | 0.9 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 2.2 | 0.2 | 0.864 | 1.041 | | |
| 21 | 46 | 4101.8-4134 | 4075 | IV | III | 30.09.2024 | 65.4 | 13.1 | 10.9 | 2.1 | 4.8 | 1.4 | 1.5 | 0.4 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 0.2 | 0.898 | 1.082 | | |
| Среднее значение по IV горизонту II блоку: | | | | | | | 64.7 | 13.0 | 10.5 | 2.1 | 4.2 | 1.4 | 1.5 | 0.5 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.4 | 0.2 | 0.871 | 1.049 | |
| 22 | 16 | 4257-4247 | 3500 | V | III | 23.05.91 | 42.6 | 13.1 | 19.9 | 4.8 | 8.4 | | | | | 8.4 | | 2.3 | 0.6 | 1.470 | 1.771 | КазНИГРИ | |
| 23 | 16* | 4257-4247 | 3500 | V | III | 23.05.91 | 76.2 | 4.7 | 5.8 | 1.2 | 2.1 | | | | | 2.3 | | 7.5 | 0.3 | 0.893 | 1.076 | | |
| Среднее значение по V горизонту: | | | | | | | 42.6 | 13.1 | 19.9 | 4.8 | 8.4 | | | | | | 8.4 | | 2.3 | 0.6 | 1.470 | | 1.771 |

Таблица П.4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по I объекту. 2 вариант (рекомендуемый)

| Годы | Ввод скважин из бурения, ед. | | | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Ввод добывающих скважин из прочих категорий, 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 | | | | | добывающих | нагнетательных | всего | механизированных | | нефти | жидкости | |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 10,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 19,8 | 19,8 | 0,0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 10,0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 33,9 | 34,1 | 50,2 |
| 2027 | 1 | 1 | 0 | 3 | 0 | 15,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 43,5 | 45,8 | 47,3 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 15,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 37,8 | 41,1 | 73,7 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 15,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 31,4 | 35,6 | 67,5 |
| 2030 | 1 | 1 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 31,1 | 34,7 | 86,7 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 27,0 | 30,4 | 87,9 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 22,1 | 25,8 | 83,5 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 18,1 | 22,1 | 74,9 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 15,0 | 19,2 | 71,2 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 1 | 0 | 2 | 2 | 1 | 12,4 | 16,9 | 67,8 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 10,4 | 15,0 | 64,9 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 8,7 | 13,6 | 62,4 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 7,4 | 12,4 | 62,5 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 6,3 | 11,5 | 58,8 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 5,4 | 10,8 | 54,1 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 4,6 | 10,2 | 50,3 |

Таблица П.4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по I объекту. 2 вариант (рекомендуемый)

| 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, % | Накопленная компенсация отборов закачкой, % | Добыча газа, млн.м³ | |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|---------|------------------------------------|---------|----------------------------|---------------------------------------|-------------|---------------------------------|---|---------------------|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех.сп. | всего | мех.сп. | | годовая | накопленная | | | годовая | накопленная |
| 2025 | 7,5 | 1,8 | 3,4 | 203,9 | 48,7 | 0,153 | 7,5 | 7,5 | 204,0 | 7,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,844 | 13,572 |
| 2026 | 10,7 | 2,5 | 5,0 | 214,5 | 51,2 | 0,161 | 10,7 | 10,7 | 214,8 | 18,3 | 0,6 | 2,3 | 2,3 | 15,0 | 0,7 | 1,194 | 14,767 |
| 2027 | 16,1 | 3,8 | 7,9 | 230,7 | 55,1 | 0,173 | 16,9 | 16,9 | 231,7 | 35,2 | 4,8 | 16,4 | 18,7 | 70,0 | 5,7 | 1,805 | 16,571 |
| 2028 | 24,5 | 5,8 | 13,0 | 255,1 | 60,9 | 0,192 | 26,6 | 26,6 | 258,3 | 61,8 | 8,1 | 25,5 | 44,2 | 70,0 | 12,2 | 2,742 | 19,313 |
| 2029 | 20,4 | 4,9 | 12,4 | 275,5 | 65,8 | 0,207 | 23,1 | 23,1 | 281,4 | 84,9 | 11,7 | 23,4 | 67,6 | 75,0 | 17,2 | 2,281 | 21,595 |
| 2030 | 26,4 | 6,3 | 18,4 | 301,9 | 72,1 | 0,227 | 29,5 | 29,5 | 310,9 | 114,4 | 10,4 | 30,1 | 97,7 | 75,0 | 22,5 | 2,959 | 24,554 |
| 2031 | 26,6 | 6,4 | 22,7 | 328,5 | 78,4 | 0,247 | 30,0 | 30,0 | 340,9 | 144,4 | 11,3 | 30,5 | 128,2 | 75,0 | 27,0 | 2,980 | 27,534 |
| 2032 | 21,7 | 5,2 | 24,0 | 350,3 | 83,6 | 0,263 | 25,4 | 25,4 | 366,3 | 169,8 | 14,5 | 29,0 | 157,2 | 85,0 | 30,9 | 2,435 | 29,969 |
| 2033 | 17,9 | 4,3 | 26,0 | 368,1 | 87,9 | 0,277 | 21,8 | 21,8 | 388,1 | 191,6 | 18,0 | 26,0 | 183,1 | 90,0 | 34,1 | 1,999 | 31,968 |
| 2034 | 14,7 | 3,5 | 29,0 | 382,9 | 91,4 | 0,288 | 18,9 | 18,9 | 407,0 | 210,5 | 22,1 | 24,7 | 207,8 | 100,0 | 37,0 | 1,651 | 33,619 |
| 2035 | 12,2 | 2,9 | 33,9 | 395,1 | 94,3 | 0,297 | 16,6 | 16,6 | 423,6 | 227,1 | 26,4 | 23,5 | 231,3 | 110,0 | 39,7 | 1,370 | 34,989 |
| 2036 | 10,2 | 2,4 | 42,8 | 405,3 | 96,7 | 0,305 | 14,8 | 14,8 | 438,5 | 242,0 | 31,1 | 22,5 | 253,8 | 120,0 | 42,2 | 1,144 | 36,133 |
| 2037 | 8,6 | 2,0 | 62,7 | 413,9 | 98,8 | 0,311 | 13,4 | 13,4 | 451,8 | 255,4 | 35,9 | 21,6 | 275,4 | 130,0 | 44,5 | 0,961 | 37,095 |
| 2038 | 7,3 | 1,7 | 100,0 | 421,2 | 100,5 | 0,317 | 12,3 | 12,3 | 464,1 | 267,6 | 40,9 | 21,7 | 297,1 | 145,0 | 46,9 | 0,812 | 37,907 |
| 2039 | 6,2 | 1,5 | 100,0 | 427,3 | 102,0 | 0,321 | 11,4 | 11,4 | 475,5 | 279,0 | 45,7 | 20,4 | 317,5 | 150,0 | 49,1 | 0,691 | 38,597 |
| 2040 | 5,3 | 1,3 | 100,0 | 432,6 | 103,2 | 0,325 | 10,6 | 10,6 | 486,1 | 289,6 | 50,5 | 18,8 | 336,3 | 150,0 | 51,0 | 0,591 | 39,188 |
| 2041 | 4,5 | 1,1 | 100,0 | 437,1 | 104,3 | 0,329 | 10,1 | 10,1 | 496,2 | 299,7 | 55,0 | 17,4 | 353,7 | 150,0 | 52,7 | 0,508 | 39,696 |

Таблица П.4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин по II объекту. 2 вариант (рекомендуемый)

| Годы | Ввод скважин из бурения, ед. | | | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Ввод добывающих скважин из прочих категорий, 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 | | | | | добывающих | нагнетательных | всего | механизированных | | нефти | жидкости | |
| 2025 | 1 | 1 | 0 | 4 | 2 | 30,7 | 0 | 2 | 0 | 2 | 1 | 0 | 61,0 | 63,7 | 0,0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 30,7 | 1 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 47,9 | 52,7 | 96,5 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 30,7 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 39,6 | 45,9 | 85,9 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 30,7 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 34,2 | 41,9 | 96,1 |
| 2029 | 1 | 1 | 0 | 5 | 0 | 34,9 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 34,4 | 42,0 | 111,4 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 34,9 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 33,6 | 41,3 | 127,4 |
| 2031 | 1 | 1 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 32,5 | 39,8 | 138,0 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 1 | 1 | 0 | 3 | 3 | 2 | 32,1 | 39,5 | 123,8 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 2 | 29,2 | 37,0 | 108,7 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 2 | 25,6 | 33,3 | 107,8 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 2 | 22,0 | 29,6 | 113,5 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 2 | 19,6 | 27,0 | 111,2 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 1 | 0 | 2 | 2 | 2 | 17,0 | 24,2 | 106,3 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 2 | 17,0 | 25,3 | 102,0 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 18,1 | 28,8 | 99,1 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 | 15,9 | 26,4 | 89,6 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 39,1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 13,9 | 24,3 | 81,2 |

Таблица П.4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по II объекту. 2 вариант (рекомендуемый)

| 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, % | Накопленная компенсация отборов закачкой, % | Добыча газа, млн.м³ | |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|---------|------------------------------------|---------|----------------------------|---------------------------------------|-------------|---------------------------------|---|---------------------|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех.сп. | всего | мех.сп. | | годовая | накопленная | | | годовая | накопленная |
| 2025 | 32,0 | 2,1 | 8,7 | 1155,0 | 77,4 | 0,244 | 33,5 | 16,7 | 1156,8 | 16,7 | 4,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,684 | 118,304 |
| 2026 | 50,0 | 3,4 | 14,8 | 1205,1 | 80,7 | 0,254 | 55,1 | 55,1 | 1211,9 | 71,8 | 9,2 | 4,3 | 4,3 | 5,0 | 0,2 | 12,004 | 130,308 |
| 2027 | 41,6 | 2,8 | 14,5 | 1246,7 | 83,5 | 0,263 | 48,2 | 48,2 | 1260,1 | 120,0 | 13,6 | 29,8 | 34,1 | 40,0 | 1,7 | 9,986 | 140,294 |
| 2028 | 35,9 | 2,4 | 14,6 | 1282,6 | 85,9 | 0,270 | 44,0 | 44,0 | 1304,1 | 164,0 | 18,4 | 33,3 | 67,5 | 50,0 | 3,2 | 8,619 | 148,913 |
| 2029 | 41,8 | 2,8 | 19,9 | 1324,4 | 88,7 | 0,279 | 51,0 | 51,0 | 1355,1 | 215,0 | 18,1 | 38,6 | 106,1 | 50,0 | 4,8 | 10,026 | 158,939 |
| 2030 | 47,6 | 3,2 | 28,2 | 1371,9 | 91,9 | 0,289 | 58,4 | 58,4 | 1413,5 | 273,4 | 18,6 | 44,2 | 150,3 | 50,0 | 6,6 | 11,418 | 170,357 |
| 2031 | 51,7 | 3,5 | 42,7 | 1423,6 | 95,4 | 0,300 | 63,2 | 63,2 | 1476,7 | 336,7 | 18,3 | 47,9 | 198,1 | 50,0 | 8,3 | 12,400 | 182,757 |
| 2032 | 48,6 | 3,3 | 70,0 | 1472,2 | 98,6 | 0,310 | 59,8 | 59,8 | 1536,6 | 396,5 | 18,8 | 63,3 | 261,4 | 70,0 | 10,6 | 11,663 | 194,420 |
| 2033 | 44,2 | 3,0 | 100,0 | 1516,4 | 101,6 | 0,320 | 56,1 | 56,1 | 1592,6 | 452,5 | 21,2 | 75,4 | 336,8 | 90,0 | 13,2 | 10,607 | 205,028 |
| 2034 | 38,8 | 2,6 | 100,0 | 1555,2 | 104,2 | 0,328 | 50,5 | 50,5 | 1643,1 | 503,0 | 23,2 | 74,7 | 411,5 | 100,0 | 15,6 | 9,309 | 214,337 |
| 2035 | 33,4 | 2,2 | 100,0 | 1588,6 | 106,4 | 0,335 | 44,8 | 44,8 | 1687,9 | 547,8 | 25,4 | 78,7 | 490,3 | 120,0 | 18,2 | 8,016 | 222,353 |
| 2036 | 29,6 | 2,0 | 100,0 | 1618,2 | 108,4 | 0,341 | 40,9 | 40,9 | 1728,9 | 588,8 | 27,6 | 77,1 | 567,4 | 130,0 | 20,6 | 7,111 | 229,464 |
| 2037 | 25,8 | 1,7 | 100,0 | 1644,0 | 110,1 | 0,347 | 36,7 | 36,7 | 1765,6 | 625,5 | 29,8 | 73,7 | 641,1 | 140,0 | 22,8 | 6,187 | 235,651 |
| 2038 | 22,4 | 1,5 | 100,0 | 1666,4 | 111,6 | 0,351 | 33,3 | 33,3 | 1798,9 | 658,8 | 32,7 | 70,7 | 711,8 | 150,0 | 24,9 | 5,387 | 241,038 |
| 2039 | 20,8 | 1,4 | 100,0 | 1687,3 | 113,0 | 0,356 | 33,1 | 33,1 | 1832,0 | 691,9 | 37,1 | 68,7 | 780,6 | 150,0 | 26,9 | 5,001 | 246,039 |
| 2040 | 18,2 | 1,2 | 100,0 | 1705,5 | 114,2 | 0,360 | 30,3 | 30,3 | 1862,4 | 722,3 | 39,9 | 62,1 | 842,7 | 150,0 | 28,6 | 4,380 | 250,419 |
| 2041 | 16,0 | 1,1 | 100,0 | 1721,5 | 115,3 | 0,363 | 27,9 | 27,9 | 1890,3 | 750,2 | 42,6 | 56,3 | 898,9 | 150,0 | 30,1 | 3,840 | 254,260 |

Таблица П.4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин по III объекту. 2 вариант (рекомендуемый)

| 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. | Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, 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, м ³ /сут |
|------|------------------------------|------------|----------------|---------------------------------------|--|---|--------------------------|--|----------------------|----------------|--|------------------|--|---|----------|--|
| | всего | добывающих | нагнетательных | | | | | | добывающих | нагнетательных | всего | механизированных | | нефти | жидкости | |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 50,4 | 50,4 | 0,0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 0 | 43,4 | 43,4 | 0,0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 0 | 37,3 | 37,3 | 0,0 |
| 2028 | 1 | 1 | 0 | 4 | 0 | 25,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 0 | 40,0 | 40,0 | 0,0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 25,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 0 | 39,8 | 39,8 | 0,0 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 25,7 | 0 | 1 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 36,6 | 36,7 | 187,1 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 25,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 34,0 | 35,2 | 188,1 |
| 2032 | 1 | 1 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 33,6 | 35,2 | 240,2 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 31,6 | 33,3 | 263,4 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 26,7 | 28,7 | 225,1 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 22,7 | 24,8 | 192,8 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 19,3 | 21,6 | 165,6 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 1 | 0 | 3 | 3 | 1 | 17,6 | 20,3 | 133,9 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 16,2 | 19,4 | 109,0 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 13,8 | 17,1 | 94,6 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 11,8 | 15,2 | 82,4 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 29,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 10,1 | 13,5 | 72,0 |

Таблица П.4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по III объекту. 2 вариант (рекомендуемый)

| 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 ³ | | Компенсация отборов закачкой, % | Накопленная компенсация отборов закачкой, % | Добыча газа, млн.м ³ | |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|-------------|------------------------------------|-------------|----------------------------|---|-------------|---------------------------------|---|---------------------------------|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мехспособом | всего | мехспособом | | годовая | накопленная | | | годовая | накопленная |
| 2025 | 35,0 | 8,0 | 13,8 | 216,4 | 49,7 | 0,050 | 35,0 | 0,0 | 216,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,245 | 30,475 |
| 2026 | 30,1 | 6,9 | 13,8 | 246,5 | 56,7 | 0,057 | 30,1 | 15,0 | 246,5 | 15,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,277 | 37,752 |
| 2027 | 25,9 | 6,0 | 13,7 | 272,4 | 62,6 | 0,063 | 25,9 | 13,0 | 272,4 | 28,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,421 | 44,173 |
| 2028 | 34,3 | 7,9 | 21,1 | 306,7 | 70,5 | 0,070 | 34,3 | 34,3 | 306,7 | 62,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,721 | 52,894 |
| 2029 | 42,2 | 9,7 | 32,9 | 348,9 | 80,2 | 0,080 | 42,2 | 42,2 | 348,9 | 104,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 10,991 | 63,886 |
| 2030 | 38,7 | 8,9 | 45,0 | 387,6 | 89,1 | 0,089 | 38,9 | 38,9 | 387,7 | 143,3 | 0,3 | 30,7 | 30,7 | 40,0 | 4,0 | 10,348 | 74,234 |
| 2031 | 36,0 | 8,3 | 75,9 | 423,5 | 97,4 | 0,097 | 37,2 | 37,2 | 425,0 | 180,6 | 3,4 | 65,2 | 95,9 | 90,0 | 11,4 | 9,855 | 84,089 |
| 2032 | 41,1 | 9,5 | 100,0 | 464,7 | 106,8 | 0,107 | 43,1 | 43,1 | 468,0 | 223,6 | 4,5 | 83,3 | 179,2 | 100,0 | 19,4 | 11,551 | 95,640 |
| 2033 | 45,0 | 10,3 | 100,0 | 509,6 | 117,2 | 0,117 | 47,4 | 47,4 | 515,4 | 271,0 | 5,1 | 91,4 | 270,6 | 100,0 | 26,7 | 12,949 | 108,588 |
| 2034 | 38,1 | 8,8 | 100,0 | 547,7 | 125,9 | 0,126 | 40,9 | 40,9 | 556,3 | 311,9 | 6,8 | 78,0 | 348,6 | 100,0 | 31,9 | 11,243 | 119,831 |
| 2035 | 32,3 | 7,4 | 100,0 | 580,0 | 133,3 | 0,133 | 35,3 | 35,3 | 591,6 | 347,2 | 8,7 | 66,9 | 415,5 | 100,0 | 35,8 | 9,776 | 129,607 |
| 2036 | 27,4 | 6,3 | 100,0 | 607,4 | 139,6 | 0,140 | 30,7 | 30,7 | 622,3 | 377,9 | 10,6 | 57,4 | 472,9 | 100,0 | 38,8 | 8,515 | 138,122 |
| 2037 | 21,8 | 5,0 | 100,0 | 629,2 | 144,6 | 0,145 | 25,2 | 25,2 | 647,5 | 403,1 | 13,5 | 46,4 | 519,4 | 100,0 | 41,1 | 6,944 | 145,066 |
| 2038 | 17,4 | 4,0 | 100,0 | 646,6 | 148,6 | 0,149 | 20,9 | 20,9 | 668,4 | 424,1 | 16,9 | 37,8 | 557,2 | 100,0 | 42,8 | 5,539 | 150,605 |
| 2039 | 14,8 | 3,4 | 100,0 | 661,5 | 152,1 | 0,152 | 18,4 | 18,4 | 686,9 | 442,5 | 19,5 | 32,8 | 590,0 | 100,0 | 44,2 | 4,723 | 155,328 |
| 2040 | 12,7 | 2,9 | 100,0 | 674,1 | 155,0 | 0,155 | 16,3 | 16,3 | 703,2 | 458,8 | 22,4 | 28,6 | 618,5 | 100,0 | 45,4 | 4,035 | 159,363 |
| 2041 | 10,9 | 2,5 | 100,0 | 685,0 | 157,5 | 0,157 | 14,5 | 14,5 | 717,7 | 473,4 | 25,3 | 25,0 | 643,5 | 100,0 | 46,4 | 3,454 | 162,817 |

Таблица П.4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 2 вариант (рекомендуемый)

| Годы | Ввод скважин из бурения, ед. | | | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Ввод добывающих скважин из прочих категорий, 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 | |
| 2025 | 1 | 1 | 0 | 9 | 3 | 62,2 | 0 | 2 | 2 | 0 | 6 | 3 | 0 | 46,6 | 47,5 | 0,0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 9 | 0 | 62,2 | 2 | 1 | 1 | 0 | 5 | 4 | 2 | 44,2 | 46,7 | 73,4 |
| 2027 | 1 | 1 | 0 | 10 | 0 | 67,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 5 | 2 | 39,6 | 43,1 | 66,6 |
| 2028 | 1 | 1 | 0 | 11 | 0 | 71,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 7 | 2 | 37,0 | 41,1 | 84,9 |
| 2029 | 1 | 1 | 0 | 12 | 0 | 75,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 35,7 | 39,8 | 89,5 |
| 2030 | 1 | 1 | 0 | 13 | 0 | 80,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 2 | 33,9 | 38,2 | 122,4 |
| 2031 | 1 | 1 | 0 | 14 | 0 | 84,8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 2 | 31,5 | 35,9 | 138,0 |
| 2032 | 1 | 1 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 10 | 10 | 3 | 29,9 | 34,5 | 145,7 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 27,3 | 31,9 | 138,9 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 3 | 23,3 | 28,1 | 128,0 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 9 | 9 | 3 | 19,9 | 24,7 | 121,9 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 3 | 17,1 | 22,0 | 113,2 |
| 2037 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 7 | 7 | 3 | 15,0 | 20,1 | 102,2 |
| 2038 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 6 | 6 | 3 | 13,9 | 19,7 | 93,9 |
| 2039 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 3 | 13,0 | 19,6 | 87,9 |
| 2040 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 5 | 5 | 3 | 11,3 | 17,8 | 78,9 |
| 2041 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 89,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 3 | 9,8 | 16,3 | 71,2 |

Таблица П.4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. 2 вариант (рекомендуемый)

| 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 | | Добыча газа, млн.м³ | | ГФ, м³/т |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|---------|------------------------------------|---------|----------------------------|---------------------------------------|-------------|---------------------|-------------|----------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех.сп. | всего | мех.сп. | | годовая | накопленная | годовая | накопленная | |
| 2025 | 74,5 | 3,2 | 8,8 | 1575,3 | 67,1 | 0,151 | 76,0 | 24,3 | 1577,2 | 24,3 | 1,9 | 0,0 | 0,0 | 16,773 | 162,352 | 225,1 |
| 2026 | 90,8 | 3,9 | 11,8 | 1666,1 | 71,0 | 0,160 | 95,9 | 80,9 | 1673,1 | 105,1 | 5,4 | 6,6 | 6,6 | 20,475 | 182,826 | 225,6 |
| 2027 | 83,6 | 3,6 | 12,3 | 1749,7 | 74,6 | 0,168 | 91,0 | 78,1 | 1764,1 | 183,2 | 8,1 | 46,2 | 52,8 | 18,212 | 201,038 | 217,8 |
| 2028 | 94,7 | 4,0 | 15,9 | 1844,4 | 78,6 | 0,177 | 105,0 | 105,0 | 1869,1 | 288,2 | 9,8 | 58,9 | 111,7 | 20,082 | 221,121 | 212,1 |
| 2029 | 104,3 | 4,4 | 20,8 | 1948,7 | 83,0 | 0,187 | 116,2 | 116,2 | 1985,3 | 404,4 | 10,2 | 62,1 | 173,7 | 23,299 | 244,420 | 223,3 |
| 2030 | 112,7 | 4,8 | 28,3 | 2061,4 | 87,8 | 0,198 | 126,8 | 126,8 | 2112,1 | 531,2 | 11,1 | 105,0 | 278,7 | 24,725 | 269,145 | 219,3 |
| 2031 | 114,2 | 4,9 | 40,0 | 2175,7 | 92,7 | 0,209 | 130,5 | 130,5 | 2242,6 | 661,6 | 12,4 | 143,6 | 422,3 | 25,236 | 294,381 | 220,9 |
| 2032 | 111,5 | 4,7 | 65,1 | 2287,1 | 97,4 | 0,219 | 128,3 | 128,3 | 2370,9 | 789,9 | 13,1 | 175,5 | 597,8 | 25,648 | 320,029 | 230,1 |
| 2033 | 107,0 | 4,6 | 100,0 | 2394,1 | 102,0 | 0,230 | 125,2 | 125,2 | 2496,1 | 915,2 | 14,6 | 192,7 | 790,5 | 25,555 | 345,584 | 238,8 |
| 2034 | 91,6 | 3,9 | 100,0 | 2485,7 | 105,9 | 0,238 | 110,3 | 110,3 | 2606,4 | 1025,4 | 16,9 | 177,5 | 968,0 | 22,202 | 367,787 | 242,4 |
| 2035 | 77,9 | 3,3 | 100,0 | 2563,7 | 109,2 | 0,246 | 96,8 | 96,8 | 2703,1 | 1122,2 | 19,5 | 169,1 | 1137,1 | 19,163 | 386,949 | 245,9 |
| 2036 | 67,3 | 2,9 | 100,0 | 2630,9 | 112,1 | 0,252 | 86,5 | 86,5 | 2789,6 | 1208,7 | 22,2 | 157,1 | 1294,1 | 16,771 | 403,720 | 249,3 |
| 2037 | 56,2 | 2,4 | 100,0 | 2687,1 | 114,5 | 0,258 | 75,3 | 75,3 | 2864,9 | 1284,0 | 25,4 | 141,8 | 1435,9 | 14,092 | 417,812 | 250,9 |
| 2038 | 47,1 | 2,0 | 100,0 | 2734,2 | 116,5 | 0,262 | 66,5 | 66,5 | 2931,5 | 1350,5 | 29,2 | 130,2 | 1566,1 | 11,738 | 429,550 | 249,2 |
| 2039 | 41,8 | 1,8 | 100,0 | 2776,0 | 118,3 | 0,266 | 62,9 | 62,9 | 2994,4 | 1413,4 | 33,5 | 121,9 | 1688,0 | 10,415 | 439,965 | 248,9 |
| 2040 | 36,2 | 1,5 | 100,0 | 2812,2 | 119,8 | 0,270 | 57,3 | 57,3 | 3051,7 | 1470,8 | 36,8 | 109,4 | 1797,5 | 9,005 | 448,970 | 248,8 |
| 2041 | 31,4 | 1,3 | 100,0 | 2843,6 | 121,2 | 0,273 | 52,5 | 52,5 | 3104,2 | 1523,2 | 40,2 | 98,7 | 1896,2 | 7,803 | 456,773 | 248,6 |

Таблица П.4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин по I объекту. 1 вариант

| Годы | Ввод скважин из бурения, ед. | | | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Ввод добывающих скважин из прочих категорий, 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 приростность одной скважины, м ³ /сут |
|------|------------------------------|------------|----------------|---------------------------------------|--|---|--------------------------|----------------------|----------------|--|------------------|--|---|----------|--|
| | всего | добывающих | нагнетательных | | | | | добывающих | нагнетательных | всего | механизированных | | нефти | жидкости | |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 10,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 19,8 | 19,8 | 0,0 |
| 2026 | 1 | 1 | 0 | 3 | 0 | 15,0 | 1 | 1 | 0 | 2 | 2 | 1 | 36,7 | 36,9 | 70,2 |
| 2027 | 1 | 1 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 40,2 | 41,4 | 81,2 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 34,6 | 36,8 | 100,1 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 28,3 | 31,0 | 89,6 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 23,2 | 26,4 | 75,4 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 19,3 | 22,8 | 64,9 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 16,1 | 19,8 | 63,2 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 13,5 | 17,5 | 58,1 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 11,3 | 15,6 | 56,7 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 1 | 0 | 2 | 2 | 1 | 9,6 | 14,1 | 55,4 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 20,0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 8,2 | 12,8 | 54,3 |

Таблица П.4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки по I объекту. 1 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 ³ | | Компенсация отборов закачкой, % | Накопленная компенсация отборов закачкой, % | Добыча газа, млн.м ³ | |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|---------|------------------------------------|---------|----------------------------|---|-------------|---------------------------------|---|---------------------------------|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех.сп. | всего | мех.сп. | | годовая | накопленная | | | годовая | накопленная |
| 2025 | 7,5 | 1,8 | 3,4 | 203,9 | 48,7 | 0,153 | 7,5 | 7,5 | 204,0 | 7,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,844 | 13,572 |
| 2026 | 14,9 | 3,6 | 6,9 | 218,8 | 52,2 | 0,165 | 15,0 | 15,0 | 219,0 | 22,5 | 0,5 | 3,2 | 3,2 | 15,0 | 1,0 | 1,672 | 15,244 |
| 2027 | 28,1 | 6,7 | 14,0 | 246,9 | 58,9 | 0,186 | 28,9 | 28,9 | 247,9 | 51,4 | 2,8 | 28,2 | 31,4 | 70,0 | 9,0 | 3,144 | 18,388 |
| 2028 | 33,8 | 8,1 | 19,6 | 280,7 | 67,0 | 0,211 | 35,9 | 35,9 | 283,8 | 87,4 | 6,0 | 34,7 | 66,1 | 70,0 | 16,6 | 3,785 | 22,173 |
| 2029 | 27,6 | 6,6 | 20,0 | 308,3 | 73,6 | 0,232 | 30,3 | 30,3 | 314,2 | 117,7 | 8,9 | 31,1 | 97,1 | 75,0 | 22,1 | 3,094 | 25,266 |
| 2030 | 22,7 | 5,4 | 20,5 | 331,0 | 79,0 | 0,249 | 25,8 | 25,8 | 339,9 | 143,4 | 12,0 | 26,1 | 123,3 | 75,0 | 26,0 | 2,541 | 27,807 |
| 2031 | 19,1 | 4,5 | 21,6 | 350,0 | 83,5 | 0,263 | 22,4 | 22,4 | 362,4 | 165,9 | 15,1 | 22,5 | 145,8 | 75,0 | 28,9 | 2,134 | 29,941 |
| 2032 | 15,9 | 3,8 | 23,0 | 365,9 | 87,3 | 0,275 | 19,5 | 19,5 | 381,9 | 185,4 | 18,8 | 21,9 | 167,7 | 85,0 | 31,6 | 1,776 | 31,717 |
| 2033 | 13,3 | 3,2 | 25,0 | 379,2 | 90,5 | 0,285 | 17,2 | 17,2 | 399,1 | 202,6 | 22,9 | 20,2 | 187,9 | 90,0 | 34,0 | 1,486 | 33,203 |
| 2034 | 11,2 | 2,7 | 28,0 | 390,3 | 93,2 | 0,293 | 15,3 | 15,3 | 414,4 | 218,0 | 27,2 | 19,7 | 207,5 | 100,0 | 36,3 | 1,251 | 34,454 |
| 2035 | 9,5 | 2,3 | 33,0 | 399,8 | 95,4 | 0,301 | 13,8 | 13,8 | 428,3 | 231,8 | 31,7 | 19,2 | 226,7 | 110,0 | 38,5 | 1,059 | 35,512 |
| 2036 | 8,1 | 1,9 | 41,9 | 407,8 | 97,3 | 0,307 | 12,7 | 12,7 | 441,0 | 244,5 | 36,4 | 18,8 | 245,6 | 120,0 | 40,6 | 0,902 | 36,414 |

Таблица П.4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин по II объекту. 1 вариант

| Годы | Ввод скважин из бурения, ед. | | | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Ввод добывающих скважин из прочих категорий, 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 | | | | | добывающих | нагнетательных | всего | механизированных | | нефти | жидкости | |
| 2025 | 1 | 1 | 0 | 4 | 2 | 30,7 | 0 | 1 | 0 | 3 | 2 | 0 | 62,1 | 64,9 | 0,0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 30,7 | 1 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 46,5 | 51,0 | 90,3 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 30,7 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 1 | 38,8 | 44,8 | 81,1 |
| 2028 | 1 | 1 | 0 | 5 | 0 | 34,9 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 43,0 | 49,3 | 130,0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 34,9 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 40,2 | 46,4 | 133,4 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 34,9 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 33,2 | 39,4 | 112,1 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 34,9 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 27,5 | 33,6 | 114,0 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 34,9 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 28,8 | 36,2 | 112,0 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 34,9 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 23,9 | 30,8 | 121,2 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 34,9 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 20,2 | 26,2 | 114,4 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 34,9 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 16,9 | 22,3 | 116,4 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 34,9 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 1 | 14,4 | 19,1 | 107,4 |

Таблица П.4.1.12 - Характеристика основных показателей разработки по II объекту. 1 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, % | Накопленная компенсация отборов закачкой, % | Добыча газа, млн.м³ | |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|---------|------------------------------------|---------|----------------------------|---------------------------------------|-------------|---------------------------------|---|---------------------|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех.сп. | всего | мех.сп. | | годовая | накопленная | | | годовая | накопленная |
| | | 2025 | 32,6 | | | | 2,2 | 8,8 | 1155,6 | 77,4 | | 0,244 | 34,1 | | | 22,7 | 1157,4 |
| 2026 | 46,9 | 3,1 | 13,9 | 1202,5 | 80,5 | 0,254 | 51,5 | 51,5 | 1208,9 | 74,2 | 8,9 | 4,1 | 4,1 | 5,0 | 0,2 | 11,251 | 129,697 |
| 2027 | 39,4 | 2,6 | 13,5 | 1241,9 | 83,2 | 0,262 | 45,4 | 45,4 | 1254,3 | 119,6 | 13,3 | 28,1 | 32,2 | 40,0 | 1,6 | 9,444 | 139,141 |
| 2028 | 50,7 | 3,4 | 20,2 | 1292,6 | 86,6 | 0,273 | 58,0 | 58,0 | 1312,3 | 177,6 | 12,7 | 45,1 | 77,3 | 50,0 | 3,6 | 12,165 | 151,307 |
| 2029 | 51,8 | 3,5 | 25,8 | 1344,3 | 90,0 | 0,283 | 59,8 | 59,8 | 1372,1 | 237,4 | 13,4 | 46,3 | 123,5 | 50,0 | 5,5 | 12,421 | 163,727 |
| 2030 | 42,8 | 2,9 | 28,8 | 1387,1 | 92,9 | 0,293 | 50,8 | 50,8 | 1422,9 | 288,2 | 15,7 | 38,9 | 162,4 | 50,0 | 7,0 | 10,268 | 173,995 |
| 2031 | 35,6 | 2,4 | 33,6 | 1422,7 | 95,3 | 0,300 | 43,5 | 43,5 | 1466,4 | 331,7 | 18,0 | 39,5 | 202,0 | 60,0 | 8,5 | 8,552 | 182,547 |
| 2032 | 29,5 | 2,0 | 41,9 | 1452,2 | 97,3 | 0,306 | 37,0 | 37,0 | 1503,3 | 368,6 | 20,2 | 38,8 | 240,8 | 70,0 | 9,9 | 7,074 | 189,621 |
| 2033 | 24,4 | 1,6 | 59,8 | 1476,6 | 98,9 | 0,311 | 31,4 | 31,4 | 1534,8 | 400,1 | 22,4 | 42,0 | 282,8 | 90,0 | 11,4 | 5,853 | 195,474 |
| 2034 | 20,6 | 1,4 | 100,0 | 1497,2 | 100,3 | 0,316 | 26,8 | 26,8 | 1561,6 | 426,8 | 23,0 | 39,7 | 322,5 | 100,0 | 12,8 | 4,949 | 200,423 |
| 2035 | 17,3 | 1,2 | 100,0 | 1514,5 | 101,4 | 0,319 | 22,8 | 22,8 | 1584,4 | 449,7 | 24,2 | 40,3 | 362,8 | 120,0 | 14,2 | 4,152 | 204,575 |
| 2036 | 14,7 | 1,0 | 100,0 | 1529,2 | 102,4 | 0,322 | 19,5 | 19,5 | 1603,9 | 469,1 | 24,7 | 37,2 | 400,1 | 130,0 | 15,5 | 3,523 | 208,098 |

Таблица П.4.1.13 - Характеристика основного фонда скважин по III объекту. 1 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. | Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, 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, м ³ /сут |
|------|------------------------------|------------|----------------|---------------------------------------|--|---|--------------------------|--|----------------------|----------------|--|-------------------|--|---|----------|--|
| | всего | добывающих | нагнетательных | | | | | | добывающих | нагнетательных | всего | механизи-рованных | | нефти | жидкости | |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 50,4 | 50,4 | 0,0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 0 | 43,4 | 43,4 | 0,0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 0 | 37,3 | 37,3 | 0,0 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 32,1 | 32,1 | 0,0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 27,7 | 27,7 | 0,0 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 1 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 23,8 | 23,8 | 0,0 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 20,5 | 20,5 | 0,0 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 17,6 | 17,6 | 0,0 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 15,2 | 15,2 | 0,0 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 13,1 | 13,1 | 0,0 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 11,2 | 11,2 | 0,0 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 21,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 9,7 | 9,7 | 0,0 |

Таблица П.4.1.14 - Характеристика основных показателей разработки по III объекту. 1 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 ³ | | Компенсация отборов закачкой, % | Накопленная компенсация отборов закачкой, % | Добыча газа, млн.м ³ | |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|-------------|------------------------------------|-------------|----------------------------|---|-------------|---------------------------------|---|---------------------------------|-------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мехспособом | всего | мехспособом | | годовая | накопленная | | | годовая | накопленная |
| 2025 | 35,0 | 8,0 | 13,8 | 216,4 | 49,7 | 0,050 | 35,0 | 0,0 | 216,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,245 | 30,475 |
| 2026 | 30,1 | 6,9 | 13,8 | 246,5 | 56,7 | 0,057 | 30,1 | 15,0 | 246,5 | 15,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7,277 | 37,752 |
| 2027 | 25,9 | 6,0 | 13,7 | 272,4 | 62,6 | 0,063 | 25,9 | 13,0 | 272,4 | 28,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6,421 | 44,173 |
| 2028 | 22,3 | 5,1 | 13,7 | 294,7 | 67,7 | 0,068 | 22,3 | 22,3 | 294,7 | 50,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,667 | 49,840 |
| 2029 | 19,2 | 4,4 | 13,7 | 313,9 | 72,2 | 0,072 | 19,2 | 19,2 | 313,9 | 69,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,001 | 54,841 |
| 2030 | 16,5 | 3,8 | 13,6 | 330,4 | 75,9 | 0,076 | 16,5 | 16,5 | 330,4 | 86,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,413 | 59,254 |
| 2031 | 14,2 | 3,3 | 13,6 | 344,6 | 79,2 | 0,079 | 14,2 | 14,2 | 344,6 | 100,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,895 | 63,149 |
| 2032 | 12,2 | 2,8 | 13,5 | 356,8 | 82,0 | 0,082 | 12,2 | 12,2 | 356,8 | 112,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,437 | 66,586 |
| 2033 | 10,5 | 2,4 | 13,5 | 367,4 | 84,4 | 0,084 | 10,5 | 10,5 | 367,4 | 123,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,033 | 69,620 |
| 2034 | 9,1 | 2,1 | 13,4 | 376,4 | 86,5 | 0,086 | 9,1 | 9,1 | 376,4 | 132,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,677 | 72,297 |
| 2035 | 7,8 | 1,8 | 13,3 | 384,2 | 88,3 | 0,088 | 7,8 | 7,8 | 384,2 | 139,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,362 | 74,659 |
| 2036 | 6,7 | 1,5 | 13,2 | 390,9 | 89,9 | 0,090 | 6,7 | 6,7 | 390,9 | 146,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,085 | 76,744 |

Таблица П.4.1.15 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. 1 вариант

| Годы | Ввод скважин из бурения, ед. | | | Фонд скважин с начала разработки, ед. | Ввод добывающих скважин из прочих категорий, 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, м ³ /сут |
|------|------------------------------|------------|----------------|---------------------------------------|--|---|--------------------------|----------------------|------------|----------------|--|-------------------|--|---|----------|--|
| | всего | добывающих | нагнетательных | | | | | всего | добывающих | нагнетательных | всего | механизи-рованных | | нефти | жидкости | |
| 2025 | 1 | 1 | 0 | 9 | 0 | 62,2 | 0 | 1 | 1 | 0 | 7 | 4 | 0 | 47,0 | 47,9 | 0,0 |
| 2026 | 1 | 1 | 0 | 10 | 0 | 67,2 | 2 | 1 | 1 | 0 | 7 | 6 | 2 | 43,6 | 45,8 | 80,3 |
| 2027 | 1 | 1 | 0 | 11 | 0 | 72,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 7 | 2 | 38,8 | 41,7 | 81,2 |
| 2028 | 1 | 1 | 0 | 12 | 0 | 76,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 2 | 37,5 | 40,8 | 115,0 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 12 | 0 | 76,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 2 | 33,3 | 37,0 | 111,5 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 12 | 0 | 76,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 2 | 27,7 | 31,5 | 93,8 |
| 2031 | 0 | 0 | 0 | 12 | 0 | 76,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 2 | 23,2 | 26,9 | 89,5 |
| 2032 | 0 | 0 | 0 | 12 | 0 | 76,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 2 | 21,3 | 25,4 | 87,6 |
| 2033 | 0 | 0 | 0 | 12 | 0 | 76,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 2 | 17,8 | 21,9 | 89,7 |
| 2034 | 0 | 0 | 0 | 12 | 0 | 76,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 2 | 15,1 | 18,9 | 85,6 |
| 2035 | 0 | 0 | 0 | 12 | 0 | 76,4 | 0 | 1 | 1 | 0 | 8 | 8 | 2 | 12,8 | 16,5 | 85,9 |
| 2036 | 0 | 0 | 0 | 12 | 0 | 76,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 8 | 2 | 10,9 | 14,4 | 80,9 |

Таблица П.4.1.16 - Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. 1 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 ³ | | Добыча газа, млн.м ³ | | ГФ, м ³ /т |
|------|---------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|------------------------------|---------------|--------------------------------|---------|------------------------------------|---------|----------------------------|---|-------------|---------------------------------|-------------|-----------------------|
| | | начальных | текущих | | | | всего | мех.сп. | всего | мех.сп. | | годовая | накопленная | годовая | накопленная | |
| 2025 | 75,1 | 3,2 | 8,9 | 1575,9 | 67,1 | 0,151 | 76,6 | 30,3 | 1577,8 | 30,3 | 1,9 | 0,0 | 0,0 | 16,915 | 162,494 | 225,2 |
| 2026 | 91,9 | 3,9 | 11,9 | 1667,8 | 71,1 | 0,160 | 96,6 | 81,5 | 1674,4 | 111,8 | 4,8 | 7,2 | 7,2 | 20,199 | 182,693 | 219,8 |
| 2027 | 93,3 | 4,0 | 13,7 | 1761,1 | 75,0 | 0,169 | 100,2 | 87,2 | 1774,6 | 199,0 | 6,9 | 56,3 | 63,5 | 19,009 | 201,702 | 203,7 |
| 2028 | 106,8 | 4,5 | 18,2 | 1867,9 | 79,6 | 0,179 | 116,3 | 116,3 | 1890,9 | 315,3 | 8,2 | 79,8 | 143,3 | 21,617 | 223,319 | 202,5 |
| 2029 | 98,6 | 4,2 | 20,6 | 1966,5 | 83,8 | 0,189 | 109,3 | 109,3 | 2000,2 | 424,6 | 9,8 | 77,3 | 220,7 | 20,516 | 243,835 | 208,1 |
| 2030 | 82,0 | 3,5 | 21,5 | 2048,4 | 87,3 | 0,196 | 93,1 | 93,1 | 2093,2 | 517,6 | 11,9 | 65,0 | 285,7 | 17,222 | 261,057 | 210,1 |
| 2031 | 68,9 | 2,9 | 23,1 | 2117,3 | 90,2 | 0,203 | 80,1 | 80,1 | 2173,3 | 597,8 | 14,0 | 62,1 | 347,7 | 14,581 | 275,638 | 211,6 |
| 2032 | 57,6 | 2,5 | 25,1 | 2174,9 | 92,7 | 0,209 | 68,7 | 68,7 | 2242,1 | 666,5 | 16,2 | 60,7 | 408,5 | 12,287 | 287,925 | 213,4 |
| 2033 | 48,2 | 2,1 | 28,0 | 2223,1 | 94,7 | 0,213 | 59,2 | 59,2 | 2301,2 | 725,7 | 18,6 | 62,2 | 470,7 | 10,372 | 298,297 | 215,3 |
| 2034 | 40,9 | 1,7 | 33,0 | 2263,9 | 96,5 | 0,217 | 51,2 | 51,2 | 2352,4 | 776,8 | 20,2 | 59,3 | 530,0 | 8,876 | 307,173 | 217,3 |
| 2035 | 34,6 | 1,5 | 41,6 | 2298,5 | 97,9 | 0,220 | 44,5 | 44,5 | 2396,9 | 821,3 | 22,3 | 59,6 | 589,6 | 7,573 | 314,746 | 219,2 |
| 2036 | 29,4 | 1,3 | 60,7 | 2327,9 | 99,2 | 0,223 | 38,9 | 38,9 | 2435,8 | 860,2 | 24,2 | 56,1 | 645,6 | 6,510 | 321,256 | 221,1 |

Таблица П.4.2.1 – Капитальные вложения (Вариант 1)

| Наименование работ объектов и затрат | Ед.изм | Итого за рентабельный период | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|--|--------|------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство) | | | | | | | | | | | | | |
| Ввод из бурения добывающих скважин | тыс.тг | 12 661 210 | 4 220 403,48 | 4 220 403,48 | 4 220 403,48 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Ввод из бурения водозаборных скважин | тыс.тг | 60 632 | 0,00 | 60 632,12 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ГРП | тыс.тг | 212 160 | 70 720,00 | 70 720,00 | 70 720,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Перевод добывающих скважин под нагнетание | тыс.тг | 61 276 | 0,00 | 61 276,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Итого строительство скважин (подземное строительство) | тыс.тг | 18 481 803 | 4 291 123,48 | 4 413 031,59 | 4 291 123,48 | 5 486 524,52 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Итого с инфляцией | тыс.тг | 19 612 036 | 4 291 123,48 | 4 589 552,86 | 4 618 965,31 | 6 112 394,32 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО | | | | | | | | | | | | | |
| Обустройство промысла | | | | | | | | | | | | | |
| Обустройство скважины | тыс.тг | 543 769 | 179 736,67 | 121 344,00 | 121 344,00 | 121 344,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Система ППД на м/р Лактыбай+АН | тыс.тг | 1 413 300 | 0,00 | 1 413 299,60 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Работы по реконструкции объектов на месторождении | тыс.тг | 39 587 | 24 086,90 | 15 500,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Услуги по контролю за СМР проводимых на объектах | тыс.тг | 67 825 | 7 825,02 | 15 000,00 | 15 000,00 | 15 000,00 | 15 000,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| НИР/ПИР | тыс.тг | 195 368 | 107 048,25 | 38 320,00 | 0,00 | 0,00 | 25 000,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 25 000,00 | 0,00 | 0,00 |
| Приобретение ОС | тыс.тг | 1 547 | 280,00 | 294,00 | 308,70 | 324,14 | 340,34 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| НИОКР | тыс.тг | 1 059 673 | 27 363,06 | 85 776,44 | 112 405,03 | 116 131,49 | 135 447,74 | 131 609,06 | 112 127,92 | 105 068,33 | 89 880,90 | 77 021,63 | 66 841,59 |
| Обустройство водонагнетательной скважины | тыс.тг | 194 150 | 0,00 | 194 150,40 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Обустройство водозаборной скважины | тыс.тг | 20 669 | 0,00 | 20 668,80 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ВСЕГО надземное строительство: | тыс.тг | 3 535 888 | 346 339,92 | 1 904 353,24 | 249 057,73 | 252 799,63 | 175 788,08 | 131 609,06 | 112 127,92 | 105 068,33 | 114 880,90 | 77 021,63 | 66 841,59 |
| Итого с инфляцией | тыс.тг | 3 837 216 | 346 339,92 | 1 980 527,37 | 268 085,74 | 281 637,49 | 202 695,36 | 155 547,86 | 135 836,31 | 130 466,14 | 146 216,94 | 100 481,57 | 89 380,83 |
| ВСЕГО | тыс.тг | 22 017 691 | 4 637 463,39 | 6 317 384,84 | 4 540 181,21 | 5 739 324,15 | 175 788,08 | 131 609,06 | 112 127,92 | 105 068,33 | 114 880,90 | 77 021,63 | 66 841,59 |
| Всего с учетом инфляции | тыс.тг | 23 449 252 | 4 637 463,39 | 6 570 080,23 | 4 887 051,05 | 6 394 031,81 | 202 695,36 | 155 547,86 | 135 836,31 | 130 466,14 | 146 216,94 | 100 481,57 | 89 380,83 |

Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность (Вариант 1)

| ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ | Ед.изм | Итого за рентабельный период | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|---|--------|------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог) | тыс.тг | 2 649 720,93 | 128 792,27 | 178 993,73 | 213 639,87 | 247 667,48 | 256 335,84 | 262 744,24 | 269 312,84 | 276 045,66 | 282 946,80 | 290 020,47 | 243 221,72 |
| Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог) | тыс.тг | 1 050 349,53 | 74 890,80 | 80 952,83 | 86 959,89 | 91 645,89 | 94 853,50 | 97 224,83 | 99 655,45 | 102 146,84 | 104 700,51 | 107 318,02 | 110 000,97 |
| Налог на имущество | тыс.тг | 1 870 024,75 | 96 863,85 | 153 895,14 | 204 066,62 | 245 572,75 | 250 974,25 | 215 780,53 | 185 426,15 | 159 452,62 | 137 429,88 | 118 508,90 | 102 054,07 |
| Прочие налоги | тыс.тг | 111 767,20 | 8 641,91 | 8 987,58 | 9 302,15 | 9 627,72 | 9 964,69 | 10 213,81 | 10 469,16 | 10 730,89 | 10 999,16 | 11 274,14 | 11 555,99 |
| Рентный налог на экспорт нефти | тыс.тг | 9 617 068,92 | 652 213,41 | 961 735,82 | 997 684,02 | 1 167 885,84 | 1 155 868,62 | 984 773,72 | 941 756,42 | 805 627,30 | 690 366,08 | 599 119,61 | 660 038,06 |
| Экспортная таможенная пошлина на нефть | тыс.тг | 12 642 745,45 | 866 843,98 | 1 374 693,86 | 1 399 668,94 | 1 638 448,15 | 1 621 588,98 | 1 347 860,33 | 1 131 789,55 | 1 023 291,82 | 855 501,76 | 724 321,09 | 658 736,98 |
| НДПИ на добычу нефти | тыс.тг | 5 037 537,63 | 399 078,88 | 539 651,41 | 549 467,44 | 641 966,32 | 629 248,27 | 536 105,18 | 461 418,13 | 394 721,00 | 338 248,21 | 293 541,56 | 254 091,24 |
| Корпоративный подоходный налог | тыс.тг | 2 767 991,91 | 403 195,71 | 438 381,02 | 346 070,03 | 421 894,01 | 423 463,41 | 281 487,70 | 301 385,63 | 138 878,25 | 13 236,14 | 0,00 | 0,00 |
| Налог на сверхприбыль | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Общие поступления Государству | тыс.тг | 33 002 236,41 | 2 312 709,03 | 3 437 597,37 | 3 501 663,62 | 4 113 392,58 | 4 123 936,42 | 3 464 953,92 | 3 167 763,98 | 2 711 189,70 | 2 262 295,65 | 1 995 589,72 | 1 911 144,41 |
| Поступления Государству НДС от подрядчиков | тыс.тг | 6 108 984,74 | 802 795,60 | 1 090 259,70 | 906 486,12 | 1 119 617,90 | 381 266,48 | 338 437,06 | 318 777,34 | 303 430,96 | 293 719,93 | 279 983,14 | 274 210,53 |
| Возврат НДС Государством | тыс.тг | 3 364 014,84 | 484 983,82 | 790 565,67 | 601 290,77 | 768 302,32 | 62 905,35 | 67 200,63 | 85 328,00 | 103 726,28 | 122 587,03 | 131 469,07 | 145 655,90 |
| Недисконтированные поступления Государству | тыс.тг | 35 747 206,31 | 2 630 520,81 | 3 737 291,40 | 3 806 858,97 | 4 464 708,16 | 4 442 297,55 | 3 736 190,34 | 3 401 213,33 | 2 910 894,38 | 2 433 428,55 | 2 144 103,79 | 2 039 699,03 |

Таблица П.4.2.3 - Производственный доход (Вариант 1)

| Производственный доход | Ед.изм | Итого за рентабельный период | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|---|-----------|------------------------------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Продажа продукции по направлениям | | | | | | | | | | | | | |
| Нефти | | | | | | | | | | | | | |
| на экспорт | тыс. тонн | 368,5 | 26,8 | 40,9 | 41,7 | 48,8 | 48,3 | 40,1 | 33,7 | 28,1 | 23,5 | 19,9 | 16,8 |
| на внутренний рынок | тыс. тонн | 420,7 | 47,6 | 50,1 | 50,8 | 57,0 | 49,4 | 41,0 | 34,5 | 28,8 | 24,0 | 20,4 | 17,2 |
| Цена реализации продукции | | | | | | | | | | | | | |
| Нефти | | | | | | | | | | | | | |
| на экспорт | тг/тонн | 221 616,0 | 221 616,0 | 213 696,0 | 217 728,0 | 217 728,0 | 217 728,0 | 223 171,2 | 254 167,2 | 260 521,4 | 267 034,4 | 273 710,3 | 280 553,0 |
| на внутренний рынок | тг/тонн | 55 682,1 | 55 682,1 | 49 848,2 | 50 094,1 | 51 325,9 | 53 728,4 | 55 071,6 | 56 448,4 | 57 859,6 | 59 306,1 | 60 788,8 | 62 308,5 |
| Производственная прибыль от реализации | | | | | | | | | | | | | |
| Нефти | | | | | | | | | | | | | |
| на экспорт | тг тыс | 86 142 110,8 | 5 929 212,8 | 8 743 052,9 | 9 069 854,8 | 10 617 144,0 | 10 507 896,6 | 8 952 488,3 | 8 561 422,0 | 7 323 884,5 | 6 276 055,3 | 5 446 541,9 | 4 714 557,6 |
| на внутренний рынок | тг тыс | 22 874 749,2 | 2 648 431,5 | 2 497 450,2 | 2 543 294,6 | 2 927 629,8 | 2 653 009,4 | 2 260 303,5 | 1 945 411,2 | 1 664 205,7 | 1 426 107,5 | 1 237 617,3 | 1 071 288,5 |
| Итоговый производственный доход | тг тыс | 109 016 860,0 | 8 577 644,4 | 11 240 503,2 | 11 613 149,3 | 13 544 773,9 | 13 160 906,0 | 11 212 791,9 | 10 506 833,2 | 8 988 090,2 | 7 702 162,8 | 6 684 159,2 | 5 785 846,1 |

Таблица П.4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли (Вариант 1)

| Составляющие | Ед.изм | Итого за рентабельный период | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---------------|------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции) | | | | | | | | |
| Затраты на электроэнергию | тыс.тг | 122 823,21 | 10 066,30 | 12 809,66 | 13 462,96 | 15 942,94 | 15 232,06 | 12 987,02 |
| Затраты на ППД | тыс.тг | 127 769,80 | 0,00 | 1 352,39 | 10 911,63 | 15 999,27 | 16 050,50 | 13 831,95 |
| Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ) | тыс.тг | 555 089,12 | 43 368,22 | 45 102,95 | 46 681,56 | 48 315,41 | 50 006,45 | 51 256,61 |
| Затраты на оплату труда ОПП | тыс.тг | 9 593 067,99 | 507 056,20 | 678 006,57 | 779 707,56 | 887 697,05 | 918 766,45 | 941 735,61 |
| Затраты на обучение персонала | тыс.тг | 408 830,72 | 21 852,96 | 56 994,04 | 61 904,56 | 63 644,39 | 80 024,14 | 19 543,93 |
| Пробы | тыс.тг | 11 756,93 | 3 772,60 | 3 923,50 | 4 060,83 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Прокат полнокомплектных УЭЦН, включая ремонт и сервисное обслуживание | тыс.тг | 1 553 620,95 | 123 342,80 | 123 342,80 | 128 276,51 | 132 766,19 | 137 413,01 | 142 222,46 |
| Командировочные | тыс.тг | 24 124,04 | 1 275,11 | 1 705,01 | 1 960,76 | 2 232,32 | 2 310,46 | 2 368,22 |
| Консультационные услуги | тыс.тг | 424 916,57 | 22 459,61 | 30 031,71 | 34 536,47 | 39 319,77 | 40 695,96 | 41 713,36 |
| Расходы по охране окружающей среды | тыс.тг | 155 516,61 | 24 080,72 | 11 454,91 | 11 855,83 | 12 270,79 | 12 700,27 | 13 017,77 |
| Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств | тыс.тг | 1 016 861,90 | 78 624,37 | 81 769,35 | 84 631,28 | 87 593,37 | 90 659,14 | 92 925,62 |
| Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ | тыс.тг | 4 729,79 | 250,00 | 334,29 | 384,43 | 437,67 | 452,99 | 464,32 |
| Работы и услуги производственного характера | тыс.тг | 740 468,73 | 57 851,64 | 60 165,70 | 62 271,50 | 64 451,00 | 66 706,79 | 68 374,46 |
| Социальные программы, в соответствии с контрактными условиями | тыс.тг | 464 078,56 | 30 524,79 | 61 063,58 | 82 972,78 | 67 856,39 | 84 237,88 | 23 295,86 |
| Расходы на социальную сферу | тыс.тг | 90 598,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 |
| Расходы по аренде основных средств и НМА | тыс.тг | 1 585 635,21 | 122 602,27 | 127 506,36 | 131 969,08 | 136 588,00 | 141 368,58 | 144 902,80 |
| Расходы на охрану объектов | тыс.тг | 5 268 282,17 | 407 346,75 | 423 640,62 | 438 468,04 | 453 814,43 | 469 697,93 | 481 440,38 |
| Страхование | тыс.тг | 355 126,88 | 27 458,62 | 28 556,97 | 29 556,46 | 30 590,94 | 31 661,62 | 32 453,16 |
| Выбытие скважин | тыс.тг | 40 990,68 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Прочие расходы в составе себестоимости | тыс.тг | 370 452,57 | 28 643,62 | 29 789,36 | 30 831,99 | 31 911,11 | 33 028,00 | 33 853,70 |
| Итого прямые производственные затраты | тыс.тг | 22 914 740,64 | 1 518 812,79 | 1 785 785,98 | 1 962 680,43 | 2 099 667,25 | 2 199 248,42 | 2 124 623,42 |
| Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог) | тыс.тг | 2 649 720,93 | 128 792,27 | 178 993,73 | 213 639,87 | 247 667,48 | 256 335,84 | 262 744,24 |
| Налог на имущество | тыс.тг | 1 870 024,75 | 96 863,85 | 153 895,14 | 204 066,62 | 245 572,75 | 250 974,25 | 215 780,53 |
| Земельный налог | тыс.тг | 307,64 | 23,79 | 24,74 | 25,60 | 26,50 | 27,43 | 28,11 |
| Прочие налоги и фонды | тыс.тг | 111 459,56 | 8 618,12 | 8 962,84 | 9 276,54 | 9 601,22 | 9 937,27 | 10 185,70 |
| НДПИ на добычу нефти | тыс.тг | 5 037 537,63 | 399 078,88 | 539 651,41 | 549 467,44 | 641 966,32 | 629 248,27 | 536 105,18 |
| Итого производственных затрат | тыс.тг | 32 583 791,14 | 2 152 189,70 | 2 667 313,85 | 2 939 156,51 | 3 244 501,51 | 3 345 771,46 | 3 149 467,17 |
| Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг | | | | | | | | |
| Расходы по погрузке, транспортировке и хранению | тыс.тг | 11 555 668,82 | 841 452,57 | 1 197 953,98 | 1 267 131,64 | 1 498 615,46 | 1 461 026,54 | 1 244 761,31 |
| Рентный налог на экспорт нефти | тыс.тг | 9 617 068,92 | 652 213,41 | 961 735,82 | 997 684,02 | 1 167 885,84 | 1 155 868,62 | 984 773,72 |
| Экспортная таможенная пошлина на нефть | тыс.тг | 12 642 745,45 | 866 843,98 | 1 374 693,86 | 1 399 668,94 | 1 638 448,15 | 1 621 588,98 | 1 347 860,33 |
| Прочие расходы | тыс.тг | 397 052,64 | 30 379,25 | 34 015,86 | 35 079,01 | 37 351,76 | 38 250,50 | 37 476,42 |
| Итого расходы по реализации | тыс.тг | 34 212 535,83 | 2 390 889,21 | 3 568 399,52 | 3 699 563,62 | 4 342 301,21 | 4 276 734,64 | 3 614 871,78 |
| Общие и административные расходы | | | | | | | | |
| Административные расходы | тыс.тг | 7 048 197,32 | 538 648,00 | 563 260,32 | 586 148,15 | 608 305,73 | 629 596,43 | 645 336,35 |
| Затраты на оплату труда АУП | тыс.тг | 3 813 287,20 | 294 845,66 | 306 639,49 | 317 371,87 | 328 479,89 | 339 976,68 | 348 476,10 |
| Налоговые платежи от ФОТ АУП | тыс.тг | 1 050 349,53 | 74 890,80 | 80 952,83 | 86 959,89 | 91 645,89 | 94 853,50 | 97 224,83 |
| Другие административные расходы | тыс.тг | 2 184 560,59 | 168 911,54 | 175 668,00 | 181 816,38 | 188 179,96 | 194 766,26 | 199 635,41 |
| Общехозяйственные расходы | тыс.тг | 602 754,50 | 56 751,59 | 69 440,45 | 70 513,95 | 80 679,39 | 74 475,32 | 61 949,72 |
| Отчисления в фонд ликвидации (резервный) | тыс.тг | 602 754,50 | 56 751,59 | 69 440,45 | 70 513,95 | 80 679,39 | 74 475,32 | 61 949,72 |
| Итого не производственные затраты | тыс.тг | 41 863 487,65 | 2 986 288,81 | 4 201 100,29 | 4 356 225,72 | 5 031 286,33 | 4 980 806,40 | 4 322 157,84 |
| Итого затраты | тыс.тг | 74 447 278,80 | 5 138 478,50 | 6 868 414,14 | 7 295 382,23 | 8 275 787,84 | 8 326 577,86 | 7 471 625,01 |
| Доходы (убытки) | | | | | | | | |
| Производственный доход | тыс.тг | 109 016 860,01 | 8 577 644,35 | 11 240 503,16 | 11 613 149,34 | 13 544 773,86 | 13 160 905,95 | 11 212 791,86 |
| Расходы на реализованную продукцию | тыс.тг | 74 447 278,80 | 5 138 478,50 | 6 868 414,14 | 7 295 382,23 | 8 275 787,84 | 8 326 577,86 | 7 471 625,01 |
| Операционный доход | тыс.тг | 34 569 581,21 | 3 439 165,85 | 4 372 089,03 | 4 317 767,10 | 5 268 986,01 | 4 834 328,09 | 3 741 166,85 |
| Амортизационные отчисления, включаемые в с/с | тыс.тг | 22 043 571,70 | 724 245,93 | 1 567 725,42 | 2 148 587,93 | 3 398 280,95 | 3 169 304,36 | 2 662 062,87 |
| Балансовая прибыль | тыс.тг | 12 526 009,52 | 2 714 919,92 | 2 804 363,60 | 2 169 179,17 | 1 870 705,07 | 1 665 023,73 | 1 079 103,98 |
| Амортизационные отчисления, относимые на вычеты | тыс.тг | 22 002 837,99 | 1 423 187,31 | 2 180 183,90 | 2 587 416,96 | 3 159 515,94 | 2 717 011,06 | 2 333 728,33 |
| Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков | тыс.тг | 12 566 743,23 | 2 015 978,54 | 2 191 905,12 | 1 730 350,14 | 2 109 470,07 | 2 117 317,03 | 1 407 438,51 |
| Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков | тыс.тг | 13 839 959,54 | 2 015 978,54 | 2 191 905,12 | 1 730 350,14 | 2 109 470,07 | 2 117 317,03 | 1 407 438,51 |
| Корпоративный подоходный налог | тыс.тг | 2 767 991,91 | 403 195,71 | 438 381,02 | 346 070,03 | 421 894,01 | 423 463,41 | 281 487,70 |
| Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов | тыс.тг | 9 758 017,61 | 2 311 724,21 | 2 365 982,58 | 1 823 109,14 | 1 448 811,05 | 1 241 560,32 | 797 616,27 |
| Налог на сверхприбыль | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ | тыс.тг | 9 758 017,61 | 2 311 724,21 | 2 365 982,58 | 1 823 109,14 | 1 448 811,05 | 1 241 560,32 | 797 616,27 |

Продолжение таблицы П.4.2.4

| Составляющие | Ед.изм | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|---|---------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 2 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции) | | | | | | |
| Затраты на электроэнергию | тыс.тг | 11 187,14 | 9 579,99 | 8 219,48 | 7 142,78 | 6 192,89 |
| Затраты на ППД | тыс.тг | 13 533,82 | 13 576,21 | 14 245,75 | 13 932,01 | 14 336,27 |
| Соц. выплаты, не в ФОТ (включая налоги и отчисления НПФ) | тыс.тг | 52 538,03 | 53 851,48 | 55 197,76 | 56 577,71 | 52 192,94 |
| Затраты на оплату труда ОПП | тыс.тг | 965 279,00 | 989 410,98 | 1 014 146,25 | 1 039 499,91 | 871 762,42 |
| Затраты на обучение персонала | тыс.тг | 19 993,81 | 20 465,97 | 20 955,79 | 21 466,99 | 21 984,14 |
| Пробы | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Прокат полнокомплектных УЭЦН, включая ремонт и сервисное обслуживание | тыс.тг | 145 778,02 | 149 422,47 | 153 158,04 | 156 986,99 | 160 911,66 |
| Командировочные | тыс.тг | 2 427,42 | 2 488,11 | 2 550,31 | 2 614,07 | 2 192,25 |
| Консультационные услуги | тыс.тг | 42 756,19 | 43 825,10 | 44 920,72 | 46 043,74 | 38 613,96 |
| Расходы по охране окружающей среды | тыс.тг | 13 343,22 | 13 676,80 | 14 018,72 | 14 369,18 | 14 728,41 |
| Расходы на содержание, ремонт и обслуживание основных средств | тыс.тг | 95 248,76 | 97 629,98 | 100 070,73 | 102 572,50 | 105 136,81 |
| Затраты по обеспечению выполнения СанПиН, охране труда и ТБ | тыс.тг | 475,92 | 487,82 | 500,02 | 512,52 | 429,82 |
| Работы и услуги производственного характера | тыс.тг | 70 083,82 | 71 835,92 | 73 631,81 | 75 472,61 | 69 623,48 |
| Социальные программы, в соответствии с контрактными условиям | тыс.тг | 22 060,05 | 22 327,23 | 22 770,75 | 23 448,78 | 23 520,48 |
| Расходы на социальную сферу | тыс.тг | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 | 8 236,20 |
| Расходы по аренде основных средств и НМА | тыс.тг | 148 525,37 | 152 238,50 | 156 044,46 | 159 945,57 | 163 944,21 |
| Расходы на охрану объектов | тыс.тг | 493 476,39 | 505 813,30 | 518 458,63 | 531 420,10 | 544 705,60 |
| Страхование | тыс.тг | 33 264,49 | 34 096,10 | 34 948,51 | 35 822,22 | 36 717,78 |
| Выбытие скважин | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 40 990,68 |
| Прочие расходы в составе себестоимости | тыс.тг | 34 700,04 | 35 567,54 | 36 456,73 | 37 368,15 | 38 302,35 |
| Итого прямые производственные затраты | тыс.тг | 2 172 907,69 | 2 224 529,69 | 2 278 530,65 | 2 333 432,01 | 2 214 522,33 |
| Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог) | тыс.тг | 269 312,84 | 276 045,66 | 282 946,80 | 290 020,47 | 243 221,72 |
| Налог на имущество | тыс.тг | 185 426,15 | 159 452,62 | 137 429,88 | 118 508,90 | 102 054,07 |
| Земельный налог | тыс.тг | 28,82 | 29,54 | 30,28 | 31,03 | 31,81 |
| Прочие налоги и фонды | тыс.тг | 10 440,34 | 10 701,35 | 10 968,88 | 11 243,10 | 11 524,18 |
| НДПИ на добычу нефти | тыс.тг | 461 418,13 | 394 721,00 | 338 248,21 | 293 541,56 | 254 091,24 |
| Итого производственных затрат | тыс.тг | 3 099 533,96 | 3 065 479,86 | 3 048 154,71 | 3 046 777,08 | 2 825 445,34 |
| Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг | | | | | | |
| Расходы по погрузке, транспортировке и хранению | тыс.тг | 1 071 348,41 | 916 487,01 | 785 365,08 | 681 562,48 | 589 964,35 |
| Рентный налог на экспорт нефти | тыс.тг | 941 756,42 | 805 627,30 | 690 366,08 | 599 119,61 | 660 038,06 |
| Экспортная таможенная пошлина на нефть | тыс.тг | 1 131 789,55 | 1 023 291,82 | 855 501,76 | 724 321,09 | 658 736,98 |
| Прочие расходы | тыс.тг | 37 038,12 | 36 777,50 | 36 714,14 | 36 856,58 | 37 113,49 |
| Итого расходы по реализации | тыс.тг | 3 181 932,50 | 2 782 183,64 | 2 367 947,07 | 2 041 859,76 | 1 945 852,89 |
| Общие и административные расходы | | | | | | |
| Административные расходы | тыс.тг | 661 469,75 | 678 006,50 | 694 956,66 | 712 330,58 | 730 138,84 |
| Затраты на оплату труда АУП | тыс.тг | 357 188,00 | 366 117,70 | 375 270,65 | 384 652,41 | 394 268,72 |
| Налоговые платежи от ФОТ АУП | тыс.тг | 99 655,45 | 102 146,84 | 104 700,51 | 107 318,02 | 110 000,97 |
| Другие административные расходы | тыс.тг | 204 626,30 | 209 741,95 | 214 985,50 | 220 360,14 | 225 869,14 |
| Общехозяйственные расходы | тыс.тг | 52 062,50 | 43 495,80 | 36 408,48 | 30 867,50 | 26 109,81 |
| Отчисления в фонд ликвидации (резервный) | тыс.тг | 52 062,50 | 43 495,80 | 36 408,48 | 30 867,50 | 26 109,81 |
| Итого не производственные затраты | тыс.тг | 3 895 464,75 | 3 503 685,94 | 3 099 312,20 | 2 785 057,84 | 2 702 101,54 |
| Итого затраты | тыс.тг | 6 994 998,71 | 6 569 165,80 | 6 147 466,91 | 5 831 834,91 | 5 527 546,88 |
| Доходы (убытки) | | | | | | |
| Производственный доход | тыс.тг | 10 506 833,21 | 8 988 090,21 | 7 702 162,81 | 6 684 159,16 | 5 785 846,10 |
| Расходы на реализованную продукцию | тыс.тг | 6 994 998,71 | 6 569 165,80 | 6 147 466,91 | 5 831 834,91 | 5 527 546,88 |
| Операционный доход | тыс.тг | 3 511 834,50 | 2 418 924,41 | 1 554 695,90 | 852 324,24 | 258 299,23 |
| Амортизационные отчисления, включаемые в с/с | тыс.тг | 2 259 627,93 | 1 909 214,48 | 1 621 726,47 | 1 391 298,55 | 1 191 496,80 |
| Балансовая прибыль | тыс.тг | 1 252 206,57 | 509 709,93 | -67 030,57 | -538 974,31 | -933 197,57 |
| Амортизационные отчисления, относимые на вычеты | тыс.тг | 2 004 906,34 | 1 724 533,18 | 1 488 515,18 | 1 280 981,22 | 1 102 858,56 |
| Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков | тыс.тг | 1 506 928,16 | 694 391,23 | 66 180,72 | -428 656,98 | -844 559,33 |
| Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков | тыс.тг | 1 506 928,16 | 694 391,23 | 66 180,72 | 0,00 | 0,00 |
| Корпоративный подоходный налог | тыс.тг | 301 385,63 | 138 878,25 | 13 236,14 | 0,00 | 0,00 |
| Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов | тыс.тг | 950 820,94 | 370 831,69 | -80 266,72 | -538 974,31 | -933 197,57 |
| Налог на сверхприбыль | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ | тыс.тг | 950 820,94 | 370 831,69 | -80 266,72 | -538 974,31 | -933 197,57 |

Таблица П.4.2.5 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения (Вариант 1)

| Составляющие | Ед.изм | Итого за рентабельный период | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|--|--------|------------------------------|--------------------|--------------------|-------------------|--------------------|-------------------|-------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Выручка от реализации (без НДС) | тыс.тг | 109 016 860,01 | 8 577 644,35 | 11240503,16 | 11613149,34 | 13544773,86 | 13160905,95 | 11212791,86 |
| Итого приток средств | тыс.тг | 109 016 860,01 | 8577644,35 | 11240503,16 | 11613149,34 | 13544773,86 | 13160905,95 | 11212791,86 |
| Эксплуатационные затраты (без амортизации) | тыс.тг | 74 447 278,80 | 5 138 478,50 | 6868414,14 | 7295382,23 | 8275787,84 | 8326577,86 | 7471625,01 |
| прямые затраты | тыс.тг | 22 914 740,64 | 1518812,79 | 1785785,98 | 1962680,43 | 2099667,25 | 2199248,42 | 2124623,42 |
| налоги и платежи, относимые на вычеты | тыс.тг | 9 669 050,50 | 633376,91 | 881527,87 | 976476,08 | 1144834,27 | 1146523,05 | 1024843,75 |
| расходы периода | тыс.тг | 41 863 487,65 | 2986288,81 | 4201100,29 | 4356225,72 | 5031286,33 | 4980806,40 | 4322157,84 |
| Капитальные Вложения (без НДС) | тыс.тг | 23 449 251,50 | 4 637 463,39 | 6570080,23 | 4887051,05 | 6394031,81 | 202695,36 | 155547,86 |
| Бурение | тыс.тг | 19 612 035,96 | 4291123,48 | 4589552,86 | 4618965,31 | 6112394,32 | 0,00 | 0,00 |
| Обустройство | тыс.тг | 3 837 215,54 | 346339,92 | 1980527,37 | 268085,74 | 281637,49 | 202695,36 | 155547,86 |
| Корпоративный подоходный налог | тыс.тг | 2 767 991,91 | 403195,71 | 438381,02 | 346070,03 | 421894,01 | 423463,41 | 281487,70 |
| Итого отток средств | тыс.тг | 100 664 522,20 | 10179137,60 | 13876875,39 | 12528503,31 | 15091713,67 | 8952736,63 | 7908660,57 |
| Поток денежной наличности | тыс.тг | 8 352 337,81 | -1601493,25 | -2636372,23 | -915353,98 | -1546939,81 | 4208169,32 | 3304131,28 |
| Чистая приведенная стоимость: | тыс.тг | | | | | | | |
| при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85% | тыс.тг | 2 573 018,60 | -1601493,25 | -2378324,07 | -744933,80 | -1135707,06 | 2787086,30 | 1974143,91 |
| при ставке дисконта в 15% | тыс.тг | 1 294 432,29 | -1601493,25 | -2292497,59 | -692139,11 | -1017138,04 | 2406034,47 | 1642737,20 |
| при ставке дисконта в 20% | тыс.тг | 154 978,67 | -1601493,25 | -2196976,86 | -635662,48 | -895219,80 | 2029402,64 | 1327856,26 |
| Накопленный поток денежной наличности | | | | | | | | |
| при ставке дисконта в 0% | тыс.тг | 8 352 337,81 | -1601493,25 | -4237865,48 | -5153219,46 | -6700159,27 | -2491989,95 | 812141,33 |
| при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85% | тыс.тг | 2 573 018,60 | -1601493,25 | -3979817,32 | -4724751,12 | -5860458,17 | -3073371,88 | -1099227,97 |
| при ставке дисконта в 15% | тыс.тг | 1 294 432,29 | -1601493,25 | -3893990,84 | -4586129,96 | -5603267,99 | -3197233,53 | -1554496,32 |
| при ставке дисконта в 20% | тыс.тг | 154 978,67 | -1601493,25 | -3798470,11 | -4434132,59 | -5329352,39 | -3299949,75 | -1972093,49 |

Продолжение таблицы П.4.2.5

| Составляющие | Ед.изм | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|--|--------|--------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 1 | 2 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Выручка от реализации (без НДС) | тыс.тг | 10506833,21 | 8988090,21 | 7702162,81 | 6684159,16 | 5785846,10 |
| Итого приток средств | тыс.тг | 10506833,21 | 8988090,21 | 7702162,81 | 6684159,16 | 5785846,10 |
| Эксплуатационные затраты (без амортизации) | тыс.тг | 6994998,71 | 6569165,80 | 6147466,91 | 5831834,91 | 5527546,88 |
| прямые затраты | тыс.тг | 2172907,69 | 2224529,69 | 2278530,65 | 2333432,01 | 2214522,33 |
| налоги и платежи, относимые на вычеты | тыс.тг | 926626,27 | 840950,17 | 769624,05 | 713345,07 | 610923,01 |
| расходы периода | тыс.тг | 3895464,75 | 3503685,94 | 3099312,20 | 2785057,84 | 2702101,54 |
| Капитальные Вложения (без НДС) | тыс.тг | 135836,31 | 130466,14 | 146216,94 | 100481,57 | 89380,83 |
| Бурение | тыс.тг | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Обустройство | тыс.тг | 135836,31 | 130466,14 | 146216,94 | 100481,57 | 89380,83 |
| Корпоративный подоходный налог | тыс.тг | 301385,63 | 138878,25 | 13236,14 | 0,00 | 0,00 |
| Итого отток средств | тыс.тг | 7432220,65 | 6838510,19 | 6306919,99 | 5932316,48 | 5616927,70 |
| Поток денежной наличности | тыс.тг | 3074612,56 | 2149580,02 | 1395242,82 | 751842,67 | 168918,40 |
| Чистая приведенная стоимость: | тыс.тг | | | | | |
| при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85% | тыс.тг | 1657204,91 | 1045210,43 | 612018,03 | 297512,83 | 60300,37 |
| при ставке дисконта в 15% | тыс.тг | 1329239,86 | 808106,75 | 456107,35 | 213720,61 | 41754,05 |
| при ставке дисконта в 20% | тыс.тг | 1029681,52 | 599908,33 | 324488,89 | 145712,15 | 27281,26 |
| Накопленный поток денежной наличности | | | | | | |
| при ставке дисконта в 0% | тыс.тг | 3886753,89 | 6036333,92 | 7431576,73 | 8183419,41 | 8352337,81 |
| при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85% | тыс.тг | 557976,94 | 1603187,37 | 2215205,40 | 2512718,23 | 2573018,60 |
| при ставке дисконта в 15% | тыс.тг | -225256,47 | 582850,29 | 1038957,64 | 1252678,25 | 1294432,29 |
| при ставке дисконта в 20% | тыс.тг | -942411,97 | -342503,63 | -18014,75 | 127697,40 | 154978,67 |

ПРОТОКОЛ №10-2
заседания научно-технического совета
Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»

Дата проведения заседания:

«1» июля 2025г.

Место проведения заседания:

г. Атырау, офис Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг».

Члены НТС:

Председатель:

Джаксылыков Т.С. - Первый заместитель директора филиала по геологии и разработке;

Заместитель председателя:

Мухтанов Б.М. -Руководитель по проектам ДЗО НК «КМГ»;

Члены Совета:

Башев А.А. -Директор департамента по разработке;

Мурзагалиева Ж.С. -Директор департамента геологии;

Бердыев А.Ж. -Директор департамента техники и технологии добычи нефти и газа;

Участвовали:

Хажитов В.З. – Начальник управления разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО;

Сымгалиев М.Б. – Начальник управления геологического моделирования;

Мұрат А.Қ. – Старший инженер управления разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО;

Секретарь НТС:

Асауов А.А. – Инженер управления интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов.

Основание:

Договор №1060749/2024/1 от 30.12.2024г., Заказ наряд № 4 ОГиР.

Повестка дня:

Рассмотрение составленного НИР «Дополнение к проекту разработки месторождения Лактыбай».

Слушали:

1. Сообщение Мұрат А.Қ. о результатах выполненных работ, рекомендуемых вариантах разработки и адресных рекомендаций ГТМ.

Краткое изложение:

Настоящий проект «Дополнение к проекту разработки месторождения Лактыбай» выполнен Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», в рамках договора №1060749/2024/1 от 30.12.2024г. с ТОО «Казахтуркмунай» в соответствии с требованиями Кодекса РК «О недрах и недропользовании», «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», «Методических рекомендаций по проведению проекта разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений».

Месторождение Лактыбай разрабатывается компанией ТОО «Казахтуркмунай», имеющим Дополнение №3 от 18.01.2018г к Договору №1 на разведку, разработку, добычу, переработку и сбыт нефти от 31.05.1994г и Государственную Лицензию на право пользования недрами в Республике Казахстан от 23 февраля 1995 года, Серия МГ №42 (нефть).

В результате проведенных геологоразведочных работ на месторождении Лактыбай выявлен ряд залежей нефти каменноугольного возраста (I, I-A, II, III, IV, V). Продуктивные горизонты приурочены к карбонатным и терригенным отложениям серпуховско-московского и визейского возрастов, коллекторы представлены известняками, доломитами и песчаниками различной степени цементированности.

Запасы месторождения Лактыбай были впервые подсчитаны по результатам пробной эксплуатации в 2002 году ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» и утверждены ГКЗ РК 18.09.2002г (протокол №173-02-У).

Промышленная разработка месторождения началась с 2003г «Технологической схемой разработки месторождения Лактыбай» утвержденной ЦКРР РК (протокол №22 от 29.04.2003г), в котором рассмотрены 4 варианта разработки. Протоколом ЦКРР РК был утвержден 3 вариант разработки, предусматривающий разработку на естественном режиме I объекта разработки и с применением ППД II объекта разработки.

В 2006г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Лактыбай».

В 2007-2008гг с целью доразведки продуктивных горизонтов в пределах месторождения компанией «ДАНК» была проведена сейсмика 3Д общим объемом 134 кв.км, обработку и интерпретацию полевых данных 3Д выполнила компания «PGD Services».

В 2009г на месторождении пробурена одна новая скважина №40, которая вскрыла надвиговую и поднадвиговую зоны разреза, в которых продуктивная часть представлена горизонтами I, I-A, II, III, IV, V. При опробовании I продуктивного горизонта (поднадвиговая зона) был получен промышленный приток нефти.

В 2010г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Лактыбай» по состоянию на 01.05.2010г с уточнением технологических показателей на 3 года (2011-2013гг).

В 2011г был проведен пересмотр запасов по категориям C1 и C2 и

представлен в ГКЗ РК отчет по приросту запасов месторождения по состоянию изученности на 01.01.2011г. по полученным положительным результатам опробования скважины №40.

В 2013г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнил «Анализ разработки...» по состоянию на 01.06.2013г.

В 2015г был выполнен отчет «Прирост запасов...» по состоянию на 01.09.2015г на основе новых пробуренных разведочных скважин №№41, 43, предусмотренных в рамках АР 2013г, по результатам которых геологические запасы нефти промышленной категории увеличились на 93%, извлекаемые – на 54%.

Геологические запасы нефти промышленной категории по месторождению составляют 10425 тыс.т, извлекаемые запасы – 2347 тыс.т, КИН – 0,225 доли ед. По категории С₂ геологические – 9538 тыс.т, извлекаемые – 953 тыс.т.

В 2016г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнил «Анализ разработки...» утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИиР РК на основании рекомендации ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №70/6 от 22.04.2016г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2016-2018гг.

В 2018г Филиалом ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» был выполнен «Анализ разработки...» утвержденный МЭ РК на основании заключения государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки, протокола заседания ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №4/8 от 16.11.2018г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2018-2020гг.

В 2021 году АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен «Проект разработки месторождения Лактыбай» рассмотренный и утвержденный на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №16/3 от 19.08.2021г) сроком на 1 год (до конца 2021 г.) согласно III варианту разработки. Такое решение было принято на основе рекомендации ЦКРР РК выполнить переинтерпретацию сейсмических данных 3Д, полученных в 2007-2008гг, либо провести новые сейсмические исследования 3Д. Также было рекомендовано по результатам сейсмических исследований построить геологическую модель месторождения.

Согласно рекомендациям ЦКРР РК в 2021г ТОО «PGD Services» выполнена переинтерпретация сейсмических данных 3Д, по результатам которой до конца текущего года планируется завершить уточнение геологической модели месторождения и утверждение запасов на заседании ГКЗ РК.

Согласно проектному документу «Проект разработки месторождения Лактыбай» 2021г. на месторождении выделены III объекта разработки:

- I объект – горизонт I (I блок - поднадвиговая зона);

• II объект – горизонт II (I блок - поднадвиговая зона и II блок - надвиговая зона);

• III объект – горизонт IV (II блок - надвиговая зона).

В 2022г был выполнен «Анализ разработки...» утвержденный МЭ РК на заседании ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №25/5 от 28.04.2022г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2022-2024гг.

В 2024г был выполнен «Анализ разработки...» утвержденный МЭ РК на заседании ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №55/8 от 03.10.2024г), в рамках которого уточнены показатели разработки на 2025г.

В 2025 году был подготовлен отчет «Пересчет запасов...» по состоянию на 01.01.2025г., основанный на результатах бурения скважины №46 и переинтерпретации сейсмических данных 2021 года. На заседании ГКЗ запасы не были утверждены ввиду недостаточности данных для «Пересчет запасов...». Соответственно, запасы месторождения Лактыбай остаются на уровне, утвержденном в ПЗ-2015.

На 01.01.2025г на месторождении Лактыбай фонд скважин составляет 15 единиц. Из них эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 8 ед. (27, 32, 34, 37, 40, 41, 43, 46), в том числе действующий – 4 ед., из них: 3 эксплуатируются механизированным способом эксплуатации, 1 скважина фонтанным способом. В бездействии находятся скважины 27, 32, 34, 43. Ликвидированный фонд составляет 6 ед. Водозаборный фонд составляет 1 ед.

На 01.01.2025г в целом по месторождению отобрано 1500,8 тыс. т нефти, или 63,9% от извлекаемых запасов, и 145,6 млн.м³ растворенного газа. Скважины месторождения добывают безводную продукцию. Текущий КИН в целом по месторождению равен 0,144 доли ед. Основная доля накопленной добычи нефти приходится на II объект – 1 123,0 тыс.т, что составляет 74,8% от общей накопленной добычи нефти по месторождению в целом. Текущий КИН по I объекту разработки составляет 0,148 доли ед., при утвержденном КИН 0,315 доли ед., по II объекту текущий КИН – 0,237 доли ед., при утвержденном КИН 0,315 доли ед., по III объекту текущий КИН – 0,042 доли ед., при утвержденном КИН 0,100 доли ед.

С целью контроля за разработкой по месторождению с начала разработки было проведено 34 сложных гидродинамических исследований. Также были проведены замеры забойного, пластового давления и отбивки динамических и статических уровней. Текущее пластовое давление по I объекту составило – 24,2 МПа, по II объекту – 21,7 МПа, по III объекту – 50,8 МПа. Результаты исследований показали снижение пластового давления, в связи с чем в рамках настоящего проекта предусмотрена организация системы ППД.

В целом по месторождению добыча нефти с 2021 по 2024 годы велась на уровне проектных показателей. В связи с техническими проблемами в течении анализируемого периода 4 скважины №№32, 34, 27, 43 находились в бездействии, чем обусловлено отставание количества действующего фонда скважин от проектного. Также начиная с 2023г проектом предусматривалась реализация системы ППД путем перевода под нагнетание 2-х скважин - №32 на I объект, №43 на II объект, которая на сегодня не реализована. Согласно

скорректированным решениям АР-2024 года, внедрение системы ППД предусмотрена на 2025 год.

С учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации системы разработки месторождения в настоящем проекте рассмотрены два варианта разработки. Предусмотренные варианты различаются между собой количеством проводимых ГТМ и вводом из бурения новых добывающих скважин.

По результатам технико-экономического анализа к реализации рекомендуется 2 вариант разработки, предусматривающий проведение дополнительных ГТМ на переходящем добывающем фонде, ввод из бурения 7 добывающих скважин, в т.ч. 1 скважина с реализацией технологии ОРЗ на двух эксплуатационных объектах и организации системы ППД на I и II объектах путем перевода добывающих скважин после отработки на нефть под нагнетание.

После обмена мнениями и обсуждения **НТС ПОСТАНОВИЛ:**

1. Принять НИР «Дополнение к проекту разработки месторождения Лактыбай»;

2. Направить отчет на рассмотрение и согласование в ТОО «Казахтуркмунай».

Председатель НТС:



Джаксылыков Т.С.

Секретарь НТС:



Асауов А.А.