

г. Актау, 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Директор ТОО «НПЦ»

Сакауов Б.К.

Ответственный исполнитель,
Начальник отдела АиПР УВС,

Овсеенко М.С.

Начальник отдела ППриОЗ УВС,
доктор философии, к.г.-м.н.

Котов В.П.

Старший геолог отдела ППриОЗ УВС

Төлеков Б.К.

Геолог отдела ППриОЗ УВС

Крымкулова Ж.А.

Ведущий инженеротдела АиПР УВС

Кожобеков Е.Б.

Начальник отдела ПЭиООС

Драган А.В.

Нормоконтролер

Джуксангалиева А.И.



ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	17
ВВЕДЕНИЕ	24
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	25
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	28
2.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	28
2.1.1. <i>Литолого-стратиграфическая характеристика.....</i>	28
2.1.2. <i>Тектоника.....</i>	32
2.1.3. <i>Нефтегазоносность</i>	38
2.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ТОЛЩИН, КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ И ИХ НЕОДНОРОДНОСТИ.....	43
2.3. СВОЙСТВА И СОСТАВ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ.....	57
2.3.1. <i>Свойства нефти в пластовых условиях.....</i>	57
2.4. ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	66
2.5. ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА.....	73
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	76
3.1. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ, ХАРАКТЕРИСТИКА ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ	76
3.1.1. <i>Результаты опробования и гидродинамических исследований скважин</i>	76
3.1.2. <i>Результаты геофизических исследований скважин в колонне</i>	94
3.2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ	102
3.2.1. <i>Анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов.....</i>	102
3.2.2. <i>Характеристика отборов нефти, жидкости и газа</i>	105
3.2.3. <i>Характеристика энергетического состояния</i>	113
3.2.4. <i>Анализ выработки запасов нефти из пластов.....</i>	113
3.2.5. <i>Анализ эффективности реализуемой системы разработки</i>	114
3.3. ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ РАСЧЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ	123
3.3.1. <i>Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки.....</i>	123
3.3.2. <i>Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки.....</i>	131
3.4. ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ И ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	133
3.4.1. <i>Обоснование выделения объектов разработки</i>	133
3.4.2. <i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	137
3.4.3. <i>Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты</i>	149
3.4.4. <i>Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения</i>	150
3.4.5. <i>Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин</i>	153
3.5. ОБОСНОВАНИЕ НОРМАТИВОВ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ПРИНЯТЫХ ДЛЯ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	155
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	159
4.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	159



4.2. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	182
4.2.1. <i>Доходы по проекту</i>	183
4.2.2. <i>Оценка капитальных вложений</i>	185
4.2.3. <i>Эксплуатационные затраты</i>	187
4.3. АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ (КИН) ИЗ НЕДР	198
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	201
5.1. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМОГО К УТВЕРЖДЕНИЮ ВАРИАНТА	201
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ	203
6.1. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УСТЬЕВОГО И ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	203
6.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ	212
6.3. ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН	215
6.4. ПРОГРАММА УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА	222
7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	224
7.1. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ	224
7.1.1. <i>Рекомендации к конструкциям скважин</i>	224
7.1.2. <i>Рекомендации к производству буровых работ</i>	225
7.1.3. <i>Рекомендации к технологии и качеству цементирования скважин</i>	227
7.2. РЕКОМЕНДАЦИИ К МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	228
7.2.1. <i>Рекомендации к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии</i>	228
7.2.2. <i>Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии</i>	230
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	232
9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	249
9.1. КОМПЛЕКС ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН	249
9.2. КОМПЛЕКС ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ	251
9.3. КОМПЛЕКС ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ	254
10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	260
10.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	260
10.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ И РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ	261
10.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ПОЧВЕННО-РАСТИТЕЛЬНОГО ПОКРОВА И ЖИВОТНОГО МИРА	263
10.4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ НЕГАТИВНОГО ДЕЙСТВИЯ ОТХОДОВ	265
10.5. ОХРАНА НЕДР	266
10.6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ	267



10.7. ПРОТИВОЭПИДЕМИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	269
11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	271
12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....	275
13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	280
13.1. РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ЛИКВИДАЦИЮ СКВАЖИН.....	281
13.2. РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ЛИКВИДАЦИЮ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБУСТРОЙСТВА.....	281
13.3. РАСЧЕТ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ЗЕМЛИ.....	281
13.4. РАСЧЕТ РАЗМЕРА УДЕЛЬНОГО НОРМАТИВА ОТЧИСЛЕНИЙ В ЛИКВИДАЦИОННЫЙ ФОНД.....	282
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	284



СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1-Принятые положения флюидных контактов.....	38
Таблица 2.2.1-Статистические показатели характеристик неоднородности	49
Таблица 2.2.2-Характеристика толщин пластов-коллекторов	50
Таблица 2.2.3-Освещённость продуктивных горизонтов информацией по керну	52
Таблица 2.2.4-Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности	52
Таблица 2.2.5-Ряды распределения проницаемости по горизонтам.....	56
Таблица 2.3.1-Свойства нефти в пластовых условиях.....	61
Таблица 2.3.2-Свойства и состав нефти в поверхностных условиях	61
Таблица 2.3.3-Свойства и состав растворенного в нефти газа.....	64
Таблица 2.3.4-Свойства и состав пластовой воды	65
Таблица 2.4. 1-Характеристика ФЕС и значения достигнутой водонасыщенности по ККД	67
Таблица 2.4. 2-Результаты определения фазовых проницаемостей.....	70
Таблица 2.4. 3-Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	71
Таблица 2.4. 4-Соотношение воды и нефти индекса смачиваемости по Амотту	71
Таблица 2.5.1-Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа	74
Таблица 3.1.1-Результаты опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин месторождения Бестобе	90
Таблица 3.1.2-Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом регистрации кривой восстановления давления (КВД) месторождения Бестобе.....	92
Таблица 3.1.3-Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом установившихся отборов (МУО) месторождения Бестобе	92
Таблица 3.1.4-Приведенные к отметкам ВНК начальные пластовые давление и температура по месторождению Бестобе.....	93
Таблица 3.1.5-Результаты исследования скважин и пластов по месторождения Бестобе ...	93
Таблица 3.1.6-Результаты геофизических исследований поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин в колонне по месторождения Бестобе.....	101
Таблица 3.2.1-Характеристика фонда скважин месторождени Бестобе на 01.07.2022 г. ..	105
Таблица 3.2.2-Основные технологические показатели по месторождению Бестобе, включая добычу при испытании скважин.....	107
Таблица 3.2.3-Основные технологические показатели по продуктивному горизонту М-0-1, включая добычу при испытании скважин.....	108
Таблица 3.2.4-Основные технологические показатели по продуктивному горизонту М-0-3, включая добычу при испытании скважин.....	109
Таблица 3.2.5-Основные технологические показатели по продуктивному горизонту М-0-5, включая добычу при испытании скважин.....	110
Таблица 3.2.6-Основные технологические показатели по продуктивным горизонтам, которые числились в испытании.....	111
Таблица 3.2.7-Текущая степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти и текущая нефтеотдача по горизонтам и месторождению Бестобе.....	114
Таблица 3.2.8-Сопоставление проектных и фактических технологических показатели пробной эксплуатации в целом по месторождению Бестобе	119
Таблица 3.2.9-Сопоставление проектных и фактических технологических показатели пробной эксплуатации продуктивного горизонта М-0-1	120
Таблица 3.2.10-Сопоставление проектных и фактических технологических показатели пробной эксплуатации продуктивного горизонта М-0-3	121
Таблица 3.2.11-Сопоставление проектных и фактических технологических показатели пробной эксплуатации продуктивного горизонта М-0-5	122
Таблица 3.3.1-Результаты определения послойной неоднородности по горизонтам.....	123



Таблица 3.3.2-Результаты определения зональной неоднородности по горизонтам	125
Таблица 3.3.3-Результаты определения прерывистости пластов-коллекторов по горизонтам.....	125
Таблица 3.3.4-Результаты специальных исследований керна по определениям фазовых проницаемостей, коэффициентов остаточной водо-, нефтенасыщенности и вытеснения	126
Таблица 3.3.5-Фактические показатели разработки продуктивных горизонтов месторождения Бестобе	132
Таблица 3.4.1-Исходные геолого-физические характеристики основных и возвратных эксплуатационных объектов.....	136
Таблица 3.4.2-Обоснование начальных проектных дебитов по нефти и режимам работы скважин по эксплуатационным объектам	144
Таблица 3.4.3-Обоснование начальных проектных дебитов по нефти горизонтальных скважин.....	145
Таблица 3.4.4-Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки I-го эксплуатационного объекта.....	146
Таблица 3.4.5-Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки II-го эксплуатационного объекта.....	147
Таблица 3.4.6-Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки III-го эксплуатационного объекта.....	148
Таблица 3.4.7-Результаты определения коэффициента охвата процессом вытеснения по эксплуатационным объектам и вариантам разработки месторождения Бестобе	154
Таблица 3.5. 1-Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат ...	157
Таблица 3.5. 2-Нормативы расчета бюджетной эффективности	158
Таблица 4.1.1-Месторождение Бестобе. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2	162
Таблица 4.1.2-Месторождение Бестобе. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2.....	163
Таблица 4.1.3-Эксплуатационный объект I. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2.....	164
Таблица 4.1.4-Эксплуатационный объект I. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2.....	165
Таблица 4.1.5-Эксплуатационный объект II. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2.....	166
Таблица 4.1.6-Эксплуатационный объект II. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2.....	167
Таблица 4.1.7-Эксплуатационный объект III. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2.....	168
Таблица 4.1.8-Эксплуатационный объект III. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2.....	169
Таблица 4.1.9-Возвратный горизонт М-0-2. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2.....	170
Таблица 4.1.10-Возвратный горизонт М-0-2. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2.....	171
Таблица 4.1.11-Возвратный горизонт М-0-3. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2.....	172
Таблица 4.1.12-Возвратный горизонт М-0-3. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2.....	173
Таблица 4.1.13-Возвратный горизонт М-0-4. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2.....	174
Таблица 4.1.14-Возвратный горизонт М-0-4. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2.....	175



Таблица 4.1.15-Возвратный горизонт М-0-6. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2.....	176
Таблица 4.1.16-Возвратный горизонт М-0-6. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2.....	177
Таблица 4.1.17-Возвратный горизонт М-0-7. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2.....	178
Таблица 4.1.18-Возвратный горизонт М-0-7. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2.....	179
Таблица 4.1.19-Возвратный горизонт М-0-8. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2.....	180
Таблица 4.1.20-Возвратный горизонт М-0-8. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2.....	181
Таблица 4.2.1-Расчет дохода от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2.....	184
Таблица 4.2.2-Расчет капитальных вложений по рекомендуемому варианту 2.....	186
Таблица 4.2.3-Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому варианту 2.....	189
Таблица 4.2.4-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по рекомендуемому варианту 2.....	190
Таблица 4.2.5-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2.....	191
Таблица 4.2.6-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2.....	192
Таблица 4.2.7-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2.....	194
Таблица 4.3.1-Сопоставление коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти по вариантам разработки 1, 2 и 3 как по эксплуатационным объектам, так и в целом по месторождению Бестобе с утвержденными ГКЗ Республики Казахстан показателями	199
Таблица 4.3.2-Сопоставление рекомендуемых коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти как по эксплуатационным объектам, так и в целом по месторождению Бестобе с утвержденными ГКЗ Республики Казахстан показателями.....	200
Таблица 5.1.1-Технико-экономические показатели по вариантам	201
Таблица 5.1.2- Интегральные экономические показатели в расчетных (без учета инфляции) ценах	202
Таблица 6.1.1-Требуемая мощность для работы ПШНУ	206
Таблица 6.3. 1-Перечень оборудования для рекомендованного 2 варианта разработки....	212
Таблица 6.4.1-Техническая характеристика подогревателя нефти ПП-063	223
Таблица 6.4.2-Расход сырого газа на собственные технологические нужды при эксплуатации технологического оборудования по годам за проектный период 2025-2027 гг.	223
Таблица 7.1.1-Рекомендуемая конструкция проектных скважин.....	224
Таблица 8.1.1-Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по месторождению Бестобе	237
Таблица 8.1.2-Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по I-му эксплуатационному объекту.....	240
Таблица 8.1.3-Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по II-му эксплуатационному объекту	243
Таблица 8.1.4-Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по III-му эксплуатационному объекту	246
Таблица 9.1.1-Рекомендуемый комплекс исследовательских работ	258
Таблица 11.1.1-Рекомендации по доразведке месторождения	273
Таблица 11.1.2-Оrientировочные объемы сжигания сырого газа при опробовании объектов.....	274



Таблица 13.4. 1-Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд	283
Таблица 13.4. 2-Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд месторождения Бестобе.....	283



СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1-Обзорная карта района работ.....	27
Рисунок 2.1.1-Тектоническая схема	34
Рисунок 2.1.2-Структурная карта по поверхности палеозоя (ОГ-РЗ).....	35
Рисунок 2.1.3-Структурная карта по кровле нижнедаульской свиты ($K_{1nc_1dl_1}$).....	36
Рисунок 2.1.4-Структурная карта по кровле верхнедаульской свиты ($K_{1nc_2dl_2}$).....	37
Рисунок 2.4.1-Кривые капиллярного давления на образцах керна верхнедаульской подсвиты.....	68
Рисунок 2.4.2-Связь остаточной водонасыщенности с пористостью и проницаемостью ...	68
Рисунок 2.4. 3-Кривые относительной фазовой проницаемости в системе «нефть-вода» ..	72
Рисунок 2.4. 4-Кривые относительной фазовой проницаемости в системе «нефть-вода» ..	72
Рисунок 2.4. 5-Сопоставление остаточной нефти и водонасыщенности с пористостью и проницаемостью достигнутой при двухфазном потоке	73
Рисунок 3.1.1-Индикаторная диаграмма по скважине КМ-4 (интервал опробования – 762,0-767,7 м).....	88
Рисунок 3.1.2-Индикаторная диаграмма по скважине Б-10 (интервал опробования – 962,0-968,0 м)	88
Рисунок 3.1.3-Зависимость изменения начального пластового давления от глубины.....	89
Рисунок 3.1.4-Зависимость изменения начальной пластовой температуры от глубины	89
Рисунок 3.2.1-Характеристики пробной эксплуатации скважины КМ-4	103
Рисунок 3.2.2-Характеристики пробной эксплуатации скважины Б-7	103
Рисунок 3.2.3-Характеристики пробной эксплуатации скважины Б-9	104
Рисунок 3.2.4-Характеристики пробной эксплуатации скважины КМ-4_1	104
Рисунок 3.3.1-Геолого-статистический разрез для горизонта М-0-1	128
Рисунок 3.3.2-Геолого-статистический разрез для горизонта М-0-5 (слева – в целом для горизонта, справа – для бока II)	129
Рисунок 3.3.3-Геолого-статистический разрез для горизонта М-0-6-1 (слева – в целом для горизонта, справа – для бока II)	130
Рисунок 3.4.1-Распределение доли начальных извлекаемых запасов нефти по категориям и продуктивным горизонтам месторождения Бестобе	135
Рисунок 3.4.2-Распределение доли начальных извлекаемых запасов нефти по основным и возвратным эксплуатационным объектам месторождения Бестобе	135
Рисунок 4.2. 1-Чувствительность проекта к изменению ВНД (IRR) по рекомендуемому варианту 2.....	196
Рисунок 4.2. 2-Чувствительность проекта к изменению ЧПС (NPV) по рекомендуемому варианту 2.....	197
Рисунок 4.2. 1-Чувствительность проекта к изменению ВНД (IRR) по рекомендуемому варианту 2.....	196
Рисунок 4.2. 2-Чувствительность проекта к изменению ЧПС (NPV) по рекомендуемому варианту 2.....	197
Рисунок 6.3.1-Схема системы сбора и транспортировки скважинной продукции по рекомендуемому варианту, с использованием УПСВ	218
Рисунок 6.3.2-Схема системы предварительной подготовки сырой нефти месторождения Бестобе, для сдачи на УПН месторождения Караколь по рекомендуемому варианту разработки	221
Рисунок 12.1. 1-Информация по области применения управляемого радиального вскрытия пластов.....	279



СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование приложения	Номер прило- жения	Коли- чество листов	Масштаб	Гриф
1	2	3	4	5	6
1	Бестобе Структурная карта по кровле $K_{1nc_2dl_2}$	1	1	1:25000	н/с
2	Бестобе Структурная карта по кровле $K_{1nc_1dl_1}$	2	1	1:25000	н/с
3	Бестобе Структурная карта по кровле PZ	3	1	1:25000	н/с
4	Бестобе а) Глубинные разрезы Xline 10655 б) Глубинные разрезы Inline 3050	4	1	гор.1:25 000 верт.1см:100м	н/с
5	Геологический профили по линии I-I, II-II	5	1	гор.1: 10 000 верт.1:1 000	н/с
6	Геолого-литологические профили по линии I-I, II-II	6	1	гор.1: 10 000 верт.1:500	н/с
7	Схема обоснования ГНК и ВНК	7	1	1:500	н/с
8	Бестобе Горизонт М-0-1 а) Структурная карта по кровле коллектора. б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	8	1	1:25 000	н/с
9	Бестобе Горизонт М-0-2 а) Структурная карта по кровле коллектора. б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	9	1	1:25 000	н/с
10	Бестобе Горизонт М-0-3 а) Структурная карта по кровле коллектора. б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	10	1	1:25 000	н/с
11	Бестобе Горизонт М-0-4 а) Структурная карта по кровле коллектора. б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	11	1	1:25 000	н/с
12	Бестобе Горизонт М-0-5 а) Структурная карта по кровле коллектора. б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	12	1	1:25 000	н/с



1	2	3	4	5	6
13	Бестобе. Горизонт М-0-6 а) Структурная карта по кровле коллектора. б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	13	1	1:25 000	н/с
14	Бестобе. Горизонт М-0-6_1 а) Структурная карта по кровле коллектора. б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	14	1	1:25 000	н/с
15	Бестобе. Горизонт М-0-7 а) Структурная карта по кровле коллектора. б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин в) Карта эффективных газонасыщенных толщин	15	1	1:25 000	н/с
16	Бестобе. Горизонт М-0-8 а) Структурная карта по кровле коллектора. б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	16	1	1:25 000	н/с
17	Бестобе. Горизонт PZ а) Структурная карта по кровле коллектора. б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин	17	1	1:25 000	н/с
18	Бестобе. а) Карта накопленных отборов 1см =10 тыс.тн. б) Карта текущих отборов 1см =10 тн/сут.	18	1	1:25 000	н/с
19	Бестобе. Схема размещения пробуренных и проектных скважин по варианту разработки 1	19	1	1:25 000	н/с
20	Бестобе. Схема размещения пробуренных и проектных скважин по варианту разработки 2	20	1	1:25 000	н/с
21	Бестобе. Схема размещения пробуренных и проектных скважин по варианту разработки 3	21	1	1:25 000	н/с

Всего 20 графических приложений на 20 листах, в т.ч. 20- несекретно.



Табличное приложение 4.1.26-Эксплуатационный объект II. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3.....	317
Табличное приложение 4.1.27-Эксплуатационный объект III. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3.....	319
Табличное приложение 4.1.28-Эксплуатационный объект III. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3.....	321
Табличное приложение 4.1.29-Возвратный горизонт М-0-2. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3.....	323
Табличное приложение 4.1.30-Возвратный горизонт М-0-2. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3.....	325
Табличное приложение 4.1.31-Возвратный горизонт М-0-3. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3.....	327
Табличное приложение 4.1.32-Возвратный горизонт М-0-3. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3.....	329
Табличное приложение 4.1.33-Возвратный горизонт М-0-4. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3.....	331
Табличное приложение 4.1.34-Возвратный горизонт М-0-4. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3.....	333
Табличное приложение 4.1.35-Возвратный горизонт М-0-6. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3.....	335
Табличное приложение 4.1.36-Возвратный горизонт М-0-6. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3.....	337
Табличное приложение 4.1.37-Возвратный горизонт М-0-7. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3.....	339
Табличное приложение 4.1.38-Возвратный горизонт М-0-7. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3.....	341
Табличное приложение 4.1.39-Возвратный горизонт М-0-8. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3.....	343
Табличное приложение 4.1.40-Возвратный горизонт М-0-8. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3.....	345
Табличное приложение 4.2. 1-Расчет дохода от реализации продукции по варианту 1	347
Табличное приложение 4.2. 2-Расчет дохода от реализации продукции по варианту 3	348
Табличное приложение 4.2. 3-Расчет капитальных вложений по варианту 1	349
Табличное приложение 4.2. 4-Расчет капитальных вложений по варианту 3	350
Табличное приложение 4.2. 5-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 1	351
Табличное приложение 4.2. 6-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 3	352
Табличное приложение 4.2. 7-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 1	353
Табличное приложение 4.2. 8-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 3	354
Табличное приложение 4.2. 9-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 1	355
Табличное приложение 4.2. 10-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 3	356
Табличное приложение 4.2. 11-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 1	357
Табличное приложение 4.2. 12-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 3	358
Табличное приложение 4.2. 13-Табличное приложение 4.2.13- Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 1	359
Табличное приложение 4.2. 14- Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 3	360



Приложение №1 к ДОГОВОРУ № 79 -22/КМ
о приобретении услуг от «14» июля 2022 г.

Разработка и согласование в уполномоченных органах «Проекта разработки месторождения Бестобе»

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку и согласование в уполномоченных органах «Проекта разработки месторождения Бестобе»

1. Целевое назначение

Составление Проекта разработки месторождения Бестобе (далее – Проект) на основании всей имеющейся исходной геолого-геофизической информации и согласование в уполномоченных органах, записи в Центральной комиссии по разведке и разработке полезных ископаемых при Министерстве энергетики РК (далее - ЦКРР РК).

2. Состав и содержание Проекта

Проект должен соответствовать требованиям Кодекса о недрах и недропользовании РК действующему Экологическому кодексу РК, Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр и Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, утвержденных приказом Министра энергетики РК № 329 от 24.08.2018г.

При составлении Проекта:

- 2.1. При необходимости предусмотреть период подготовительных работ для выполнения работ по обустройству месторождения с учетом объемов добычи нефти и газа согласно утвержденным объемам проекта пробной эксплуатации и дополнений к нему, а также объемов сжигания попутного газа в подготовительный период;
- 2.2. Выделить объекты разработки и определить порядок ввода объектов в разработку;
- 2.3. Предусмотреть расконсервацию ранее пробуренных поисково-разведочных, оценочных и опережающих добывающих скважин;
- 2.4. Обосновать забойное давление добывающих скважин при снижении забойного давления ниже давления насыщения;
- 2.5. Дать обоснование необходимого комплекса геолого-промысловых и геофизических исследований;
- 2.6. Определить способы и режимы эксплуатации скважин;
- 2.7. Для рациональной и комплексной разработки месторождения предусмотреть бурение добывающих скважин по сетке скважин. Определить местоположение добывающих скважин;
- 2.8. Предусмотреть объемы и виды работ по доразведке месторождения;
- 2.9. Определить объем капитальных вложений при проведении разработки;
- 2.10. Рассчитать основные технологические показатели добычи нефти, газа и жидкости до конца разработки;
- 2.11. Рассчитать не менее трех вариантов разработки месторождения и дать рекомендации по одному из вариантов в качестве базового;
- 2.12. На основе расчетов определить способ эксплуатации скважин;
- 2.13. Предусмотреть транспортировку нефти на внутренний рынок и на экспорт в пропорции 50/50;
- 2.14. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа.

Проект должен быть и в установленном порядке вынесен на рассмотрение Центральной комиссии по разведке и разработке полезных ископаемых при Министерстве энергетики РК.

3. Сопровождающие материалы ОВОС к Проекту должен соответствовать ст.65, 67,68,69 Экологического кодекса РК:

- 3.1. Согласно раздела 2 Приложения 1 Экологического кодекса РК недропользование (разведка и добыча углеводородов) входит в перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведения скрининга воздействия намечаемой деятельности является обязательной;
- 3.2. Процедура проведения скрининга намечаемой деятельности включает:
 - 3.2.1. Подача заявления в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды (далее – «УООС») о намечаемой деятельности, в целях проведения скрининга ее воздействия;
 - 3.2.2. Проведение УООС скрининга, включая рассмотрение госорганами и общественностью (заключение о результатах скрининга воздействия намечаемой деятельности);
 - 3.2.3. В случае заключения о необходимости оценки воздействия на окружающую среду (далее – «ОВОС») готовится отчет о возможных воздействиях (ОВОС);
 - 3.2.4. Вынесение заключения по результатам ОВОС и его учет;

ОВОС к Проекту должен быть разработан в соответствии с требованиями действующего Экологического кодекса Республики Казахстан, «Инструкция по организации и проведению экологической оценки», утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 30 июля 2021г за №280 (с изменениями от 26.10.2021г №424).

4. Исходные данные

- 4.1. Отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Бестобе в Кызылординской области РК по состоянию на 05.02.2021 года»;
- 4.2. «Дополнение №4 к проекту поисковых работ на контрактной территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (включая проект Экологической оценки);
- 4.3. Дополнение №2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.09.2021г.);
- 4.4. Дело скважин КМ-4, Б-1, Б-5, Б-7, КМ-4_1, Б-9, Б-10;
- 4.5. Отчеты о результатах лабораторных исследований керна;
- 4.6. Результаты геофизических исследований скважин (ГИС);
- 4.7. Результаты анализа глубинных и поверхностных анализов нефти и газа;

Талсырыс беруші/от Заказчика:

14.07.2022 г. № 79 -22/КМ выслать копию Шапару
Договор № 79 -22/КМ о приобретении услуг от 14.07.2022г.

Оригиналы/ от Исполнителя: 21



4.8. Подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе в Кызылординской области Республики Казахстан на 02.01.2022 г.

5. Требования к потенциальному поставщику (Исполнителю)

5.1. Наличие у потенциального поставщика (Исполнителя) специализированного программного обеспечения Petrel либо аналогичное программное обеспечение, для моделирования и подсчета запасов оказываемых Услуг. В составе конкурсной заявки представить документы, подтверждающие наличие у потенциального поставщика (Исполнителя) такого программного обеспечения;

5.2. Наличие программного комплекса ЭРА либо аналогичное программное обеспечение, для выполнения экологических расчетов. В составе конкурсной заявки представить документы, подтверждающие наличие у потенциального поставщика (Исполнителя) такого программного обеспечения.

6. Согласование и утверждение Проекта

6.1. Согласовать Проект с Заказчиком;

6.2. Согласовать Проект в уполномоченных органах РК;

6.3. Защита Проекта в ЦКРР РК;

6.4. Обеспечить соответствие Проекта требованиям Кодекса о недрах и недропользовании, Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, Экологическому кодексу РК.

Предоставить окончательный Проект Заказчику в трех экземплярах, с графическими приложениями на бумажном носителе и на двух CD дисках по адресу: Республика Казахстан, индекс 050062 (A10X5Y5), г. Алматы, Ауэзовский район, улица Утеген батыра, 21 (место оказания Услуг).

7. Сроки оказания Услуг

1 - этап: сбор и обобщение исходных геолого-геофизических данных, составление и оформление Проекта, согласование с Заказчиком – с даты заключения Договора до 30.09.2022 г.

2 – этап: согласование со всеми государственными органами, отработка с экспертом ЦКРР РК, защита на заседании ЦКРР РК с получением протокола, оформление и сдача отчета Заказчику - с даты заключения Договора до 31.03.2023 г.

Несмотря на иные положения Конкурсной документации (исключенные положения применимы только для целей проводимого Конкурса, даже в случае их включения в Договор):

- в случае установления, в настоящем Приложении 1, любых не предусмотренных Правилами требований к потенциальным поставщикам, то такие требования являются недействительными в настоящем Приложении 1 и к потенциальным поставщикам в рамках проводимого Конкурса и Конкурсной документации не применяются;
- в случае установления, в настоящем Приложении 1 требования о наличии опыта работы работников потенциального поставщика, то такое требование является недействительным в настоящем Приложении 1 и к потенциальным поставщикам в рамках проводимого Конкурса и Конкурсной документации не применяется;
- в случае указания, в настоящем Приложении 1, на товарные знаки, знаки обслуживания, фирменные наименования, патенты, полезные модели, промышленные образцы, наименования, места происхождения товаров и (или) работ и (или) услуг и наименование производителя, а также иных характеристик, определяющих принадлежность приобретаемых товаров и (или) работ и (или) услуг отдельному потенциальному поставщику либо производителю, то потенциальный поставщик вправе указывать в конкурсной заявке, применять и использовать их аналоги.

Подписи беруш/от Заказчика:	Оригиналы/от Исполнителя:
Генеральный директор АО «Кристалл Менеджмент» АК Бас директоры	ТОО «Научно-производственный центр» /«Техніко-вирішністік орталығы» ЖШС директоры



Подписи беруш/от Заказчика

14.07.2022 г. № 72-22/034 выдана при подписании Шарты
Договор № 22-22/034 о приобретении услуг от 14.07.2022г.

Оригиналы/от Исполнителя: 22



РЕФЕРАТ

Недропользователем месторождения Бестобе является АО «Кристалл Менеджмент», которое владеет Контрактом № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., период действия которого согласно подписанного Дополнения № 8 (регистрационный номер 4849-УВС МЭ от «22» сентября 2022 г.) истекает «31» октября 2023 г. (включительно).

В настоящее время между АО «Кристалл Менеджмент» и Компетентным органом подписано Дополнение № 12 (регистрационный номер 5282-УВС от «30» октября 2023 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., срок действия подготовительного периода продлен на 3 (три) года – до «30» октября 2026 г.

Лицензионная территория площадью 18 256,48 кв.км, расположена в пределах участка (блок А), на блоках XXVII-34-А (частично), В (частично), С, Е (частично), F (частично), 35-36-А, В (частично), С, D, Е (частично), F (частично); XXVIII-35-А (частично), В, С, D (частично), Е, F, 36.

Площадь для проведения промышленной добычи из месторождения Бестобе составит порядка 22 кв.км.

Глубина геологического отвода выдана до пород кристаллического фундамента.

В 2013 г. компанией ТОО «Кен Багдар» был разработан **«Проект поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (1)**, который был утвержден КГиН МИИНТ РК (Письмо за № 17-04/1381-кгн от «06» декабря 2013 г.). Проектным документом было предусмотрено проведение 2Д сейсморазведки в объеме 3985 пог.км, электроразведка в объеме 670 км, а также бурение и испытание 5 поисковых скважин (на ранее выявленных структурах Северная Ровная, Западная, Северный Жинишкекум, Ровная и Восточная). Все работы были поделены на 5 лет.

На основании вышеназванного проектного документа были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 1335 пог.км, предусмотренные первым годом рабочей программы, а также электроразведочные работы в объеме 670 км.

В 2015 г. компанией ТОО «LARGEО ENERGY» был составлен и согласован отчет **«Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2014-3-й квартал 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 720 от «17» сентября 2015 г.) (3)**. В результате выявлены семь перспективных структур – Южный Жинишкекум, Дадикбай, Северный Жамантуз, Восточное Ровное, Северный Майбулак, Сортобе и Западное Ровное, которые были рекомендованы к детальному изучению сейсморазведочными работами МОГТ-3Д с дальнейшим бурением в центральной части Блока А.



В 2014 г. компанией ТОО «SED» было разработано **«Дополнение к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (2)**, которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-2-02/08-346 от «15» апреля 2015 г.).

Проектом были скорректированы объемы геологоразведочных работ, дополнительно заложены сейсморазведочные работы 2Д/3Д, бурение перенесено на 2016-2018 гг.

Согласно этому проекту, были выполнены сейсморазведочные работы 2Д/3Д в объеме 748 пог.км. и 400 кв.км, соответственно.

В 2015 г. компанией ТОО «LARGEO ENERGY» составлен и согласован отчет **«Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент»** (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 730 от «12» ноября 2015 г.) (4). В результате комплексного анализа были выявлены структуры Досжан Западный и Майтобе, которые были рекомендованы к детализации с помощью 2Д с дальнейшим бурением поисковых скважин.

В 2016 г. ТОО «ReservoirEvaluationServices» составлен и согласован отчет **«Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2015 г. на участках Ровное и Жинишкекум (Блок А) на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент»**(протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 20/16 от «31» марта 2016 г.) (5).

В 2015 г. компанией ТОО «SED» было разработано **«Дополнение № 2 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (6)**, которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-2-03-7054/И от «20» ноября 2015 г.).

Проектным документом было скорректировано местоположение первых поисковых скважин и пересмотрены сроки строительства скважин, а также дополнительно были заложены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1000 кв.км.

Согласно вышеназванному дополнению к проектному документу, были выполнены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1000 кв.км.

По этим данным ТОО «ReservoirEvaluationServices» были составлены и утверждены два отчета: **«Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2016 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент»**(протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 772 от «01» июня 2017 г.) (7) и **«О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенных в пределах**



северной части Блока А (Черкитаусской грабен-синклинали), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Запказнедра» № 64/2017 от «04» июля 2017 г.) (8).

По результатам проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в объеме 1000 кв.км, были выявлены структуры – Досжан, Сулутабан, **Бестобе**, Караколь, Дарьябай, Ровное Юго-Восточное, Егизкара, Караколь Северный и Дарьябай Северный.

В 2016 г. ТОО «КазНИГРИ» было составлено «Дополнение № 3 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (9), которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-03-03-4878/И от «26» сентября 2016 г.).

Проектом предусматривалось бурение трех независимых поисковых скважин на структурах Северный Майбулак (КМ-1), Жинишкекум Южный (КМ-2) и Юго-Восточное Ровное (КМ-3) в 2016 г. и шести зависимых скважин (КМ-1_1, КМ-1_2, КМ-2_1, КМ-2_2, КМ-3_1 и КМ-3_2) в 2016-2018 гг., а также проведение 2Д сейсморазведочных работ (в северной части Контрактной территории) в объеме 931 пог.км в 2016 г.

Согласно вышеназванного проектного документа были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 931 пог.км и пробурено 5 поисковых скважин, в 4-х из которых получены притоки нефти и открыты месторождения Северный Майбулак (КМ-1, КМ-1_1 и КМ-1_2) и Жинишкекум Южный (КМ-2).

В 2017 г. компанией ТОО «SED» было разработано «Дополнение № 4 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент» (10), которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 10-03-2247/И от «10» мая 2017 г.).

Проектом предусматривалось проведение 2Д/3Д сейсморазведочных работ в объеме 300 пог.км и 80 кв.км, соответственно, а также бурение шести поисковых скважин на структурах Северный Майбулак (КМ-1_3, КМ-1_4 и КМ-1_5), Караколь (КМ-7), Досжан (КМ-6) и **Бестобе (КМ-4)**.

По этим данным ТОО «ReservoirEvaluationServices» был составлен и утвержден отчет «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2017 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 787 от «06» марта 2018 г.) (11). В результате вышеназванной работы были детализированы структуры Коньес Западный 1, 2, 3, 4 и подготовлены к поисковому бурению.



В результате бурения поисковых скважин уточнилось строение месторождения Северный Майбулак, а также были открыты новые залежи нефти и газа на структурах Досжан, **Бестобе** и Караколь.

Первооткрывательницей месторождения Бестобе является скважина КМ-4, где из отложений даульской подсвиты нижнего мела и палеозоя получены промышленные притоки нефти.

В 2018 г. компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был подготовлен отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Бестобе, Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.06.2018 г.)»** (12). Вышеназванный отчет был утвержден в ГКЗ Республики Казахстан, запасы нефти и газа приняты в оперативном порядке на Государственный баланс запасов полезных ископаемых Республики Казахстан (протокол № 1995-18-П от «04» декабря 2018 г.).

Вышеназванный отчет по оперативному подсчету запасов нефти и газа послужил основанием для разработки проектного документа **«Проект пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.01.2019 г.)»** (13), который был рассмотрен и утвержден ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 9/10 от «19» апреля 2020 г.).

В 2020 г. компанией ТОО «TimalConsultingGroup» по результатам бурения, интерпретации материалов ГИС и опробования семи скважин был повторно составлен отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2020 г.)»** (14), который был вновь представлен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2182-20-П от «29» мая 2020 г.).

В рамках вновь утвержденного оперативного подсчета запасов дополнительно установлены два горизонта – М-0-2 и М-0-4. Кроме того, горизонт М-0-6 разделен на два подгоризонта – М-0-6-1 и М-0-6-2. Вместе с тем, уточнилось строение пластовых резервуаров: ранее представлялись как не нарушенные, а по результатам бурения и повторного пересчета, залежи имеют блоковое строение.

На основании вышеназванного оперативного подсчета запасов нефти и газа было разработано **«Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.06.2020 г.)»** (15), который был согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 4/5 от «24» сентября 2020 г.).

В рамках дополнения к проектному документу было обосновано выделение трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2) и одного возвратного (М-0-3) объектов разработки.



Для проведения пробной эксплуатации рекомендовалось ввести из временной консервации существующие скважины и дополнительно ввести из бурения три проектных опережающих добывающих скважин. Для доразведки месторождения рекомендовалось пробурить две проектные оценочные скважины.

Продолжение пробной эксплуатации предусматривалось до «31» декабря 2022 г.

Недропользователь обратился в Компетентный орган с письмами (исх. № 99-20н от «27» марта 2020 г., № 154-20н от «10» июня 2020 г. и № 197-20н от «17» июля 2020 г.) с просьбами продления срока действия Контракта № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., в связи с вступлением обстоятельств непреодолимой силы. На основании обращений недропользователя, Компетентный орган разрешил продлить срок действия Контракта № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. на 10 (десять) месяцев – до «31» октября 2023 г., согласно Дополнению № 8 к Контракту (регистрационный номер 4849-УВС МЭ от «22» сентября 2022 г.).

В 2021 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» по заданию недропользователя подготовило отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 05.02.2021 г.)»** (16), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2335-21-П от «22» июля 2021 г.).

Отличие вышеназванного оперативного подсчета от предыдущего заключается в переинтерпретации материалов ГИС и уточнении эффективных толщин, а также переводе запасов категории C_2 в C_1 путем дополнительного опробования существующих скважин. Бурение новых скважин за рассматриваемый период времени между оперативными подсчетами запасов не производилось.

На основании вышеназванного оперативного подсчета запасов нефти и газа было разработано **«Дополнение № 2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.09.2021 г.)»** (17), который был согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 26/4 от «11» мая 2022 г.).

Проведение пробной эксплуатации рекомендовалось продолжить семью существующими скважинами и дополнительно ввести из бурения пять проектных опережающих добывающих скважин. На все проектные скважины возлагались задачи доразведки месторождения, а также планировалось проведение сейсморазведки МОГТ-3Д в объеме 55 кв.км. Необходимо отметить, что ЦКРР пробную эксплуатацию разрешило вести лишь до конца июня 2022 г., а в части бурения скважин для доразведки – до завершения периода разведки «31» октября 2023 г.

Продолжение пробной эксплуатации предусматривалось до «31» октября 2023 г.



В 2022 г. АО «КИНГ» подготовлен отчет **«Подсчет запасов нефти и газа на месторождении Бестобе в Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.09.2022 г.)»** (протокол ГКЗ Республики Казахстан № 2571-23-У от «16» июня 2023 г.) (18).

На основании вышеназванного отчета по подсчету запасов нефти и газа (18), разработан настоящий проектный документ на промышленную разработку месторождения Бестобе.

Контрактная территория недропользователя в настоящее время находится на этапе разведки до «31» октября 2023 г., согласно Дополнению № 8 к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. В настоящее время между АО «Кристалл Менеджмент» и Компетентным органом подписано Дополнение № 12 (регистрационный номер 5282-УВС от «30» октября 2023 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., срок действия подготовительного периода продлен на 3 (три) года – до «30» октября 2026 г. При этом, в подготовительный период предусматривается добычу вести в исследовательских целях существующими скважинами, начиная с июля 2024 по октябрь 2026 гг., с дальнейшим переходом на этап промышленной добычи.

По состоянию на 01.10.2023 г. на месторождении Бестобе пробурено 7 скважин (КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-7, Б-9 и Б-10), из которых: скважина КМ-4 – поисковая; скважины Б-9, Б-10 и КМ-4_1 – оценочные и скважины Б-1, Б-5 и Б-7 – опережающие добывающие.

Все скважины в настоящее время находятся во временной консервации.

В разрезе месторождения Бестобе установлены 10 продуктивных горизонтов, из которых: 9 горизонтов приурочены к меловым отложениям (М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6, М-0-6-1, М-0-7 и М-0-8) и 1 – палеозойским отложениям (PZ).

Месторождение Бестобе характеризуется блоковым строением. Структура осложнена основным тектоническим нарушением (F_1), имеющее Северо-Западное – Юго-Восточное простираие, а также «оперяющими» нарушениями (F_2) и (f_1).

Соотношение подсчитанных начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по категориям, а также материалы проведенного комплекса исследовательских работ и пробной эксплуатации позволили установить месторождение Бестобе. Так, начальные извлекаемые запасы нефти по категории C_1 составили 2 782 тыс.т, а категории C_2 – 2 164 тыс.т, при этом соотношение запасов по категориям (C_1/C_2) составляет – 56,2 / 43,8 %.

В рамках настоящей работы на месторождении Бестобе предлагается выделить три основных эксплуатационных объекта – М-0-1, М-0-5 и М-0-6-1, остальные продуктивные



горизонты рассмотрены в качестве возвратных объектов, а горизонт PZ, с запасами нефти и газа по категории C_2 – в качестве объекта доразведки.

Рассмотрены три варианта дальнейшей разработки установленных эксплуатационных объектов месторождения Бестобе, которые различаются между собой системой размещения, количеству и профилем скважин, темпами и сроками бурения проектных скважин, режимами эксплуатации продуктивных горизонтов. Проведенная технико-экономическая оценка рассмотренных вариантов позволила рекомендовать для реализации **вариант разработки 2**, который характеризуется наилучшими технико-экономическими показателями разработки.

В работе рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования.

Авторы проектного документа выражают благодарность руководству и команде специалистов АО «Кристалл Менеджмент» за оказанные консультации при разработке документа и помощь при сборе исходной геолого-промысловой информации.

Составил

Б. Сакауов



ВВЕДЕНИЕ

Настоящий проектный документ «**Проект разработки месторождения Бестобе**» разработан по Договору № 79-22/КМ от «14» июля 2022 г. между ТОО «Научно-производственный центр» и АО «Кристалл Менеджмент», согласно Технического задания недропользователя, Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г. (19), «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от «15» июня 2018 г.) (20) и «Методические указания по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 329 от «24» августа 2018 г.) (21).

Проектный документ разработан по состоянию изученности месторождения на 01.10.2023 г. и охватывает продуктивные горизонты меловых отложений, установленных по результатам бурения, обработки материалов геофизических исследований и опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин, пробуренных в пределах месторождения.

Основанием для разработки настоящего проектного документа на промышленную добычу является разработанный в 2022 г. АО «КИНГ» отчет «**Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Бестобе в Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.09.2022 г.)**» (18), который был утвержден ГКЗ Республики (протокол № 2571-23-У от «16» июня 2023 г.).

Контрактная территория недропользователя в настоящее время находится на этапе разведки до «31» октября 2023 г., согласно Дополнению № 8 к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. В настоящее время между АО «Кристалл Менеджмент» и Компетентным органом подписано Дополнение № 12 (регистрационный номер 5282-УВС от «30» октября 2023 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., срок действия подготовительного периода продлен на 3 (три) года – до «30» октября 2026 г. При этом, в подготовительный период предусматривается добычу вести в исследовательских целях существующими скважинами, начиная с июля 2024 по октябрь 2026 гг., с дальнейшим переходом на этап промышленной добычи.

После согласования проектного документа в ЦКРиР и получения положительного заключения государственной экспертизы базовых проектных документов, ежегодно за процессом реализации проектного документа будет вестись авторский надзор, согласно требованиям п.п. 1), п. 2, ст. 142 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (19).



1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Контрактный участок АО «Кристалл Менеджмент» расположен на территории Кызылординской (части Кармакшинского, Жалагашского, Сырдарьинского районов), Карагандинской (часть Улытауского района) и Актюбинской (часть Иргизского района) областей Республики Казахстан (рисунок 1.1).

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности.

На контрактной территории имеется достаточно хорошо развитая инфраструктура на соседних месторождениях Майбулак и Арыскуп принадлежащие АО «ПККР» (5-10 км от месторождений Северный Майбулак, Караколь и Бестобе), которые на сегодня загружены только до 20% мощности подготовки и транспортировки товарной нефти в год. При подсоединении к имеющейся инфраструктуре товарная нефть может быть загружен на экспортный нефтепровод Казахстан-Китай и ШНОС. От Блока А до промысла месторождения Нуралы ТОО «СП «КГМ» расстояние в среднем составляет до 153 км. Также на юге проходит республиканский магистральный газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент». Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра – города Кызылорда – 180 км, г. Жезказган – в 250 км к северо-востоку.

Планируемая добыча с 2020 г. на блоке А, обеспечит объемами на несколько десятков лет высвобождающуюся и/или простаивающую инфраструктуру соседних компаний-недропользователей: ПСН Майбулака мощностью 3000 куб/сут с нефтепроводом от Майбулака до Арыскума, ЦППН Арыскума мощностью 6000 куб/сут, нефтепровод Арыскуп-Кумколь и Арыскуп-Джусалы с нефтяным терминалом на Джусалах, ЦППН и УПГ компании «ТургайПетролеум» и др. Соответственно, наличие указанной инфраструктуры сокращает размер капитальных затрат в собственную инфраструктуру на блоке А.

На юго-востоке в 100 км расположено месторождение Кумколь, промышленное освоение которого начато в 1990 году.

В орографическом отношении район работ представляет собой низменную равнину с отметками рельефа от «плюс» 60 до «плюс» 130 м, осложненную возвышенным плато с отметками «плюс» 200-230 м над уровнем моря.

Растительный покров представлен типичной для пустынь и полупустынь растительностью: саксаулом, чиём, серой полынью, ковыльными и прочими



представителями мелкотравья. В низинах увлажненные места густо зарастают тростником, камышом и осокой.

Животный мир и виды насекомых характерны для степной зоны Средней Азии, приспособившиеся к резко континентальной засушливой среде. Он достаточно разнообразен и тесно связан с ландшафтной зональностью.

Климат района – резко континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом изменяется от «плюс» 30° С до «плюс» 35° С, минимальная зимой – от «минус» 35° С до «минус» 40° С. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период и их среднегодовое количество не превышает 150 мм.

Для района месторождения характерны сильные ветры: летом западные и юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные, в зимнее время часты метели и бураны. Водные артерии на площади месторождения отсутствуют.

Для технического водоснабжения используются слабоминерализованные воды альбских и сеноманских горизонтов, залегающих на глубине от 70 м до 500 м.



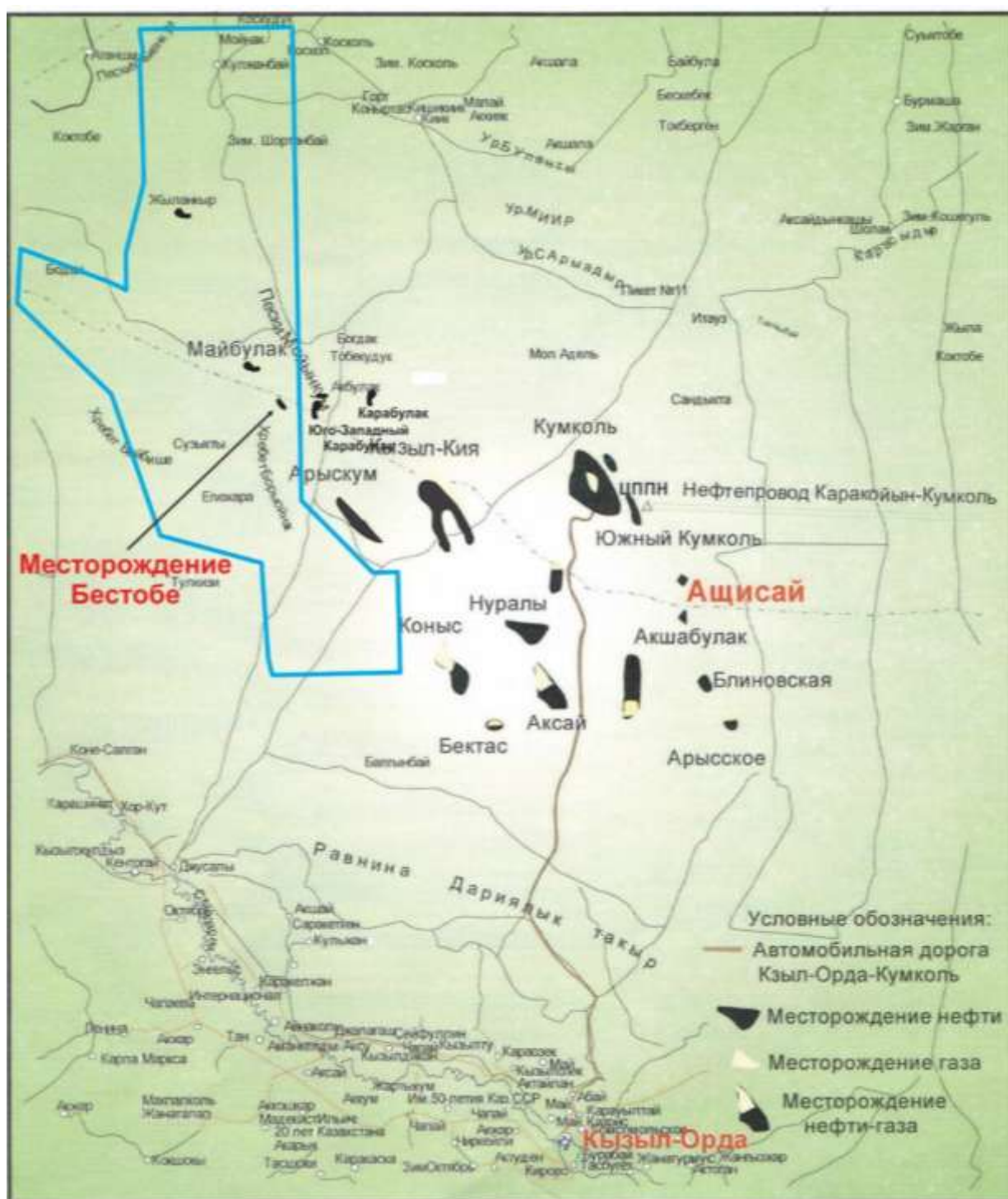


Рисунок 1.1-Обзорная карта района работ



2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Характеристика геологического строения месторождения

2.1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика

Изучаемая территория относится к Южно-Тургайской НГО, которая включает в себя Арыскупский НГР на юге и Жыланшиковский ПНГР с Жинишкекумской нефтегазоносной зоной на севере. На востоке и юго-востоке НГО граничит с Улытауским мегаантиклинорием и горно-складчатыми сооружениями Большого Каратау, соответственно. На западе НГО соседствует с Нижне-Сырдарьинским сводом, на севере - условной границей является северная граница Жыланшиковского прогиба, на юге и юго-западе НГО ограничивается северо-западным продолжением Главного Каратауского разлома.

В строении Южно-Тургайской впадины (НГО), на которой расположен Контрактный участок принимают участие отложения от протерозойской до четвертичной системы. Стратиграфическая последовательность отложений состоит из образований протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

В целом на территории Южно-Тургайского осадочного бассейна выделяется два структурных этажа:

I-й – нижний структурный этаж, который в свою очередь состоит из 2-х подэтажей (ярусов):

Нижний подэтаж – протерозой нижнепалеозойский подэтаж (кристаллический фундамент) сложенный сильно метаморфизованными и сильно дислоцированными образованиями.

Верхний подэтаж – верхнепалеозойский (верхнедевонско (фамен) – каменноугольный (турне-визе)) подэтаж, сложенный слабодислоцированными слабометаморфизованными карбонатно-терригенными комплексами пород, по аналогии с соседним Шу-Сарысуйским бассейном, относимым к квазиплатформенному переходному комплексу.

Складчатый фундамент в пределах описываемого района вскрыт лишь в скважинах.

II-й – верхний структурный этаж, внутри которого присутствуют 2 подэтажа:

Юрско-триасовый рифтогенный подэтаж.

Мел, палеоген, неогеновый ортоплатформенный подэтаж.

Мезо- и кайнозойские отложения широко развиты и представлены преимущественно песчано-глинистыми образованиями. Однако среди них юрские и



неогеновые имеют ограниченное распространение, а меловые и палеогеновые почти повсеместно.

Основные зоны нефтегазонакопления выявлены по различным стратиграфическим комплексам (меловым и палеозойским).

Непосредственно литолого-стратиграфический разрез месторождения Бестобе изучен по данным керна и ГИС пробуренных скважин, а также согласно данным пробуренных скважин, рядом расположенных месторождений. По геолого-геофизическим данным пробуренных скважин, а также по данным сейсморазведки установлено, что в разрезе месторождения участвуют отложения неоген-четвертичной, палеогеновой и меловой систем, залегающие на складчатом домезозойском фундаменте. Скважинами месторождения Бестобе юрские отложения не вскрыты.

Палеозойская группа (PZ)

На преобладающей части территории Южно-Торгайского бассейна непосредственно под мезозойским чехлом залегают отложения верхнего палеозоя – карбон-девонского возраста, а в меньшей части залегают образования нижнего палеозоя и протерозоя (PZ-PR), относимые к складчатому фундаменту, представленные метаморфическими породами: сланцами, гнейсами и порфиритами. Верхнепалеозойские квазиplatformенные образования карбона и девона, представлены карбонатно-терригенными отложениями.

Непосредственно на месторождение Бестобе кровля палеозойских отложений вскрыты в скважинах КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5 и Б-9 на глубинах от 990 м до 1029 м и была представлена корой выветривания, а именно брекчированными глинами с включениями угловатых агрегатов кварцитовидных песчаников мощностью чуть более одного метра, далее трещиноватыми кварцитами и сланцами:

К отложениям выветрелой коры палеозоя приурочен продуктивный горизонт PZ.

Толщина вскрытых отложений изменяется от 19,0 м (Б-9) до 207,0 м (КМ-4).

Мезозойская группа (MZ)

Меловая система (K)

Меловая система в районе исследований залегает с региональным размывом и угловым несогласием на отложениях палеозоя.

Меловой разрез расчленяется на нижний и верхний отделы, а также свиты и подсвиты.

Нижний отдел (K₁)

В разрезе нижнемеловых отложений выделяются породы неомского надъяруса, аптского и альбского ярусов. В состав неомского надъяруса входит даульская свита,



которая подразделяется на нижнедаульскую и верхнедаульскую подсвиты. К отложениям альбского и аптского ярусов приурочены карачетауская и кызылкиинская свиты.

Нижнедаульская подсвита (K_{1nc1dl_1}). Основная верхняя часть подсвиты является региональным флюидоупором над нефтегазоносными комплексами юры и арыскупского горизонта. Отложения представлены красновато-коричневыми/коричневыми карбонатными глинами с редкими маломощными прослойками и линзами алевролитов и тонко-мелкозернистых песчаников.

К песчаным отложениям нижнедаульской подсвиты приурочены продуктивные горизонты М-0-7 и М-0-8.

Вскрытые толщины изменяются в пределах 49,0-109,5 м.

Верхнедаульская подсвита (K_{1nc2dl_2}). Верхняя часть верхнедаульской подсвиты представлена переслаиванием тёмно-серых и зеленовато-серых глин, песчаников и гравелитов, с редкими маломощными прослойками алевролитов:

Средняя и нижняя часть разреза представлена преимущественно водонасыщенными и реже нефтенасыщенными песчаниками с прослойками глин и алевролитов.

К отложениям верхнедаульской подсвиты приурочены продуктивные горизонты М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6.

Вскрытая толщина отложений изменяется в пределах 211,8-219,7 м.

Апт-альб (K_{1a-al_1-2}) нерасчлененные ярусы образуют отложения карачетауской и кызылкиинской свиты.

Карачетауская свита. Верхняя и средние части разреза карачетауской свиты характеризуется переслаиванием тёмно-серых глин, серых песчаников, с пропластками гравелитов и в кровельной части кварцитовидных песчаников:

Нижняя часть разреза характеризуется преимущественно светло-серыми и серыми песчаниками с маломощными прослойками светло-серых известняков, углей и алевролитов:

Вскрытые толщины отложения изменяются в пределах 233,9-243,7 м.

Нижний – верхний отделы (K_{1-2})

Отложения представлены **кызылкиинской свитой (K_{1-2al_3-s})** преимущественно глинами с прослойками менее мощных песчаников и алевролитов.

Толщина вскрытых отложений изменяется в пределах 129,0-146,0 м.

Верхний отдел (K_2)

В его составе выделяются маастрихтский, кампанский ярус (K_2km), балапанская свита нижнего турона (K_2t1) и нерасчлененные отложения турона-сантона (K_2t2-st).



Балапанская свита нижнего турона (K_{2t_1}) в кровле сложена тёмно-серыми и серыми глинами мощностью до 7,0 м. Далее по разрезу тонко- мелкозернистые пески мощностью 33,0 м. Нижняя половина свиты представлена переслаиванием серых и светло-серых глин и песчаников.

Отложения свиты вскрыты толщинами от 62,0 м до 103,0 м.

Турон-сантонский ярус верхнего мела. Отложения турон-сантонского возраста сложены пропластами пестроцветных глин и средне- мелкозернистых песков. Пески серые, коричневые, средне-мелкозернистые, полимиктовые, от окатанных до полуокатанных, полусферичные, зерна кварца прозрачные, полупрозрачные, средней сортировки. С включениями пирита, глауконита.

Мощность пластов песка достигают 22,0 м, а глин – до 8,0 м.

Отложения свиты вскрыты толщинами от 6,0 м до 116,0 м.

Кампанский ярус верхнего мела. Отложения представлены в основном песками. В отложениях толща песков достигает 28,0 м. Подошвенная часть свиты представлена глинами с пропластками песка.

Пески серые, средне-мелкозернистые, полимиктовые, зёрна окатанные и полуокатанные, полусферичные, зерна кварца прозрачные, полупрозрачные, хорошей сортировки, с включениями пирита.

Толщина отложений изменяется в пределах 26,0-71,0 м.

Маастрихтский ярус верхнего мела. Отложения представлены песками серыми, средне-мелкозернистыми, полимиктовыми, зёрна окатанные и полуокатанные, полусферичные, зерна кварца прозрачные, полупрозрачные, хорошей сортировки.

Толщина отложений изменяется от 40,0 м до 78,0 м.

Кайнозой (KZ)

Палеоген-неоген-четвертичная система (P+N+Q)

Отложения палеогена, неогена и четвертичной системы в пределах изучаемой территории вскрыты всеми пробуренными скважинами. Они с размывом залегают на различных горизонтах верхнего мела. В палеогене выделяются палеоцен, эоцен и олигоцен, в неогене – миоцен и плиоцен. В свою очередь, отделы достаточно уверенно расчленяются на ярусы и свиты.

Отложения палеогена залегают горизонтально с несогласием на размытой поверхности мела. Четвертичный покров района очень разнообразен и имеет повсеместное распространение. Осадки типичные для пустынного литогенеза: эоловые, озерно-аллювиальные, солончаково-такырные и др. Толщина каждого генетического типа не превышает 2,0-3,0 м.



Максимальная толщина четвертичных наносов не превышает 20,0 м.

2.1.2. Тектоника

В тектоническом отношении район Контрактной территории приурочен к западной периферийной части Южно-Торгайского осадочного бассейна (рисунок 2.1.1). В строении по фундаменту участвуют три крупные структуры второго порядка: Жыланшикский и Арыскупский прогибы, разделенные Мынбулакским поднятием, осложненных, в свою очередь, структурными элементами более низких порядков.

На преобладающей части территории Южно-Торгайского бассейна непосредственно под мезозойским чехлом залегают отложения верхнего палеозоя – карбон-девонского возраста, а в меньшей части залегают образования нижнего палеозоя и протерозоя (PZ-PR), относимые к складчатому фундаменту, представленные метаморфическими породами: сланцами, гнейсами и порфиритами. Верхнепалеозойские квазиplatformенные образования карбона и девона, представлены карбонатно-терригенными отложениями.

Структура Бестобе находится в пределах западной части Аксайской горст-антиклинали Арыскупского прогиба Южно-Торгайского осадочного бассейна.

Домезозойский структурный этаж.

Домезозойские отложения на месторождении Бестобе вскрыты в скважинах КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-9 на глубинах от 990,0 м до 1029,0 м и была представлена корой выветривания, а именно брекчированными глинами с включениями угловатых агрегатов кварцитовидных песчаников мощностью чуть более одного метра, далее трещиноватыми кварцитами и сланцами, аргиллитами.

Структура Бестобе по поверхности палеозоя (ОГ-PZ) представляет собой брахиантиклинальную складку, простирающуюся с юга-востока на северо-запад. Структура по краям осложнена серией тектонических разломов: F_1 , F_2 , F_3 и F_4 , простирающихся с юго-востока на северо-запад. Западная часть поверхности палеозоя погружается с отметок «минус» 930,0 м до «минус» 1800,0 м, где присутствующие разломы F_2 и F_3 образует мелкие ступени, у которых амплитуда колеблется от 10,0 до 25,0 м. Восточная часть структуры ступенчато погружается за счет разломов F_1 и F_4 , где амплитуда разлома F_1 равна 60,0 м, амплитуда разлома F_4 колеблется от 60,0 м до 250,0 м. Размеры брахиантиклинальной структуры по замкнутой изогипсе «минус» 900,0 м составляют по длине 4,8 км, ширина колеблется от 0,8 км до 1,6 км (рисунок 2.1.2). Предполагаемый малоамплитудный разлом f_1 проходит по центру структуры с юго-запада на северо-восток и отделяет скважину Б-10 от остальных скважин.

Платформенный структурный этаж



В строении яруса участвуют юрские, меловые и палеогеновые отложения. Платформенные отложения накапливались на домезозойском палеорельефе, наследуя его выступы, заполняя низкие депрессионные участки или котловины.

Отложения юрского комплекса выделяются в бортовых частях структуры. На структурном плане в центральной части юрские отложения литологический выклиниваются. Также два участка выклинивания находятся в северной и южной частях северо-восточного борта, которая резко погружается в юго-западном направлении (с отметок «минус» 1360,0 м до «минус» 1410,0 м).

Юго-западная бортовая часть структуры представляет собой поднятие погружающаяся в западном направлении (с отметок «минус» 960,0 м до «минус» 1160,0 м).

Структурные планы отложений $K_1nc_1dl_1$ и $K_1nc_2dl_2$ (рисунки 2.1.3 и 2.1.4) унаследовано повторяют друг друга. Поднятия по кровле отложений $K_1nc_1dl_1$ и $K_1nc_2dl_2$ литологический выклиниваются в юго-западном направлении, постепенно погружаясь в северо-восточном направлении с отметок «минус» 770,0 м до «минус» 1160 м и с «минус» 560,0 м до «минус» 810,0 м соответственно. Поднятия в центральных частях осложнены тектоническими разломами F_1 , F_2 и f_1 , где амплитуда разломов составляет 5,0-10,0 м. Предполагаемый малоамплитудный разлом f_1 проходит по центру структуры с юго-запада на северо-восток и отделяет скважину Б-10 от остальных скважин.

На структурной карте $K_1nc_1dl_1$ в центральной части закартирована брахиантиклинальная двухсводовая структура, простирающаяся с юга на северо-запад. Размеры этой структуры по замкнутой изогипсе «минус» 810,0 м составляют по длине 5,8 км, ширина колеблется от 1,9 км до 2,25 км, с амплитудой 60,0 м. В рамках данной работы с учетом результатов бурения новых скважин уточнено положение и простираание разлома F_2 и высота выступа палеозоя.

На структурной карте $K_1nc_2dl_2$ в центральной части закартирована брахиантиклинальная двухсводовая (северная и южная своды) структура, простирающаяся с юга на северо-запад. Размеры этой структуры по замкнутой изогипсе «минус» 580 мм составляют по длине 5,5 км по ширине 2,0 км.

Поднятия в центральных частях осложнены тектоническими разломами F_1 , F_2 , где амплитуда разломов составляет 5,0-10,0 м.



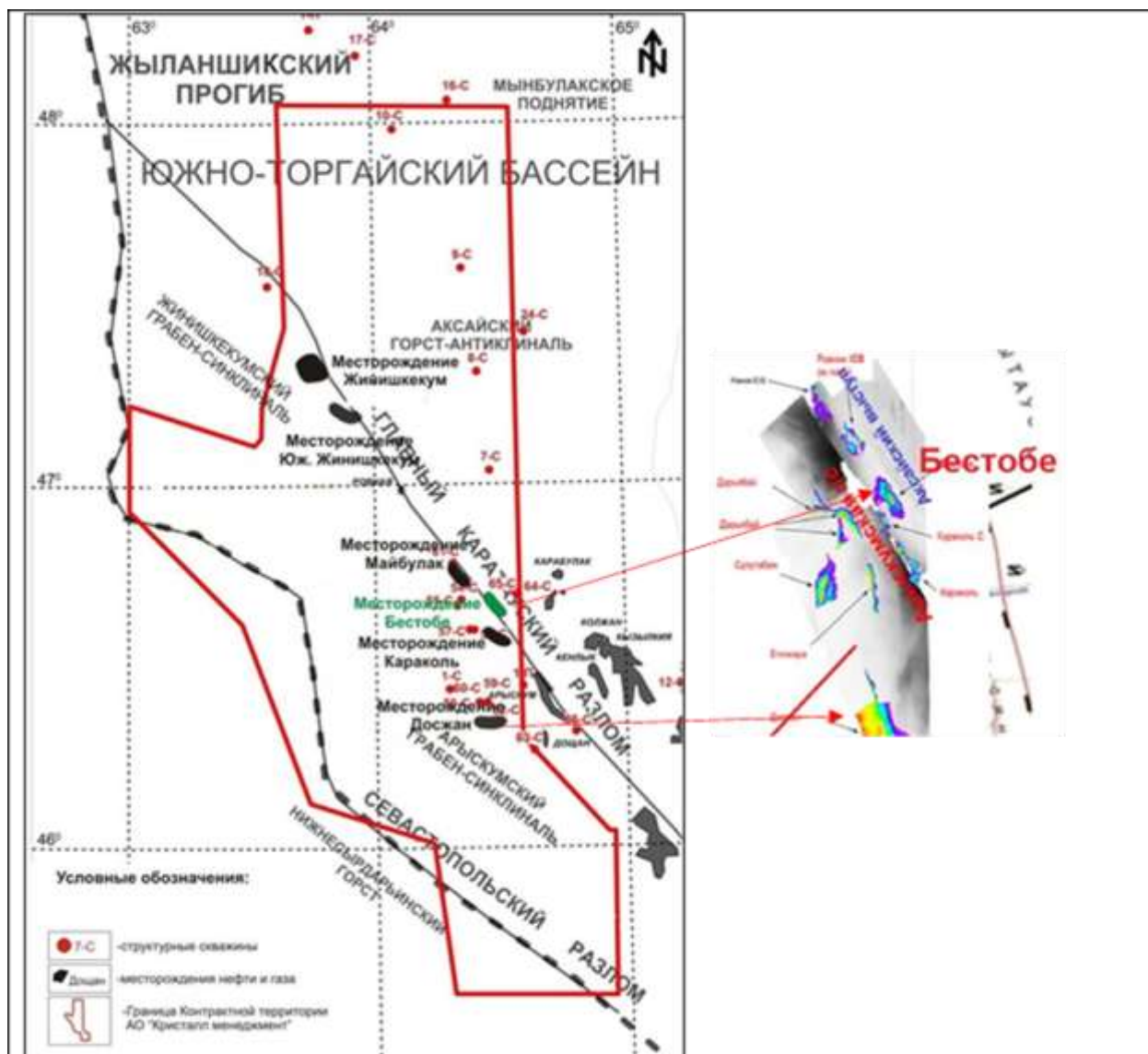


Рисунок 2.1.1-Тектоническая схема



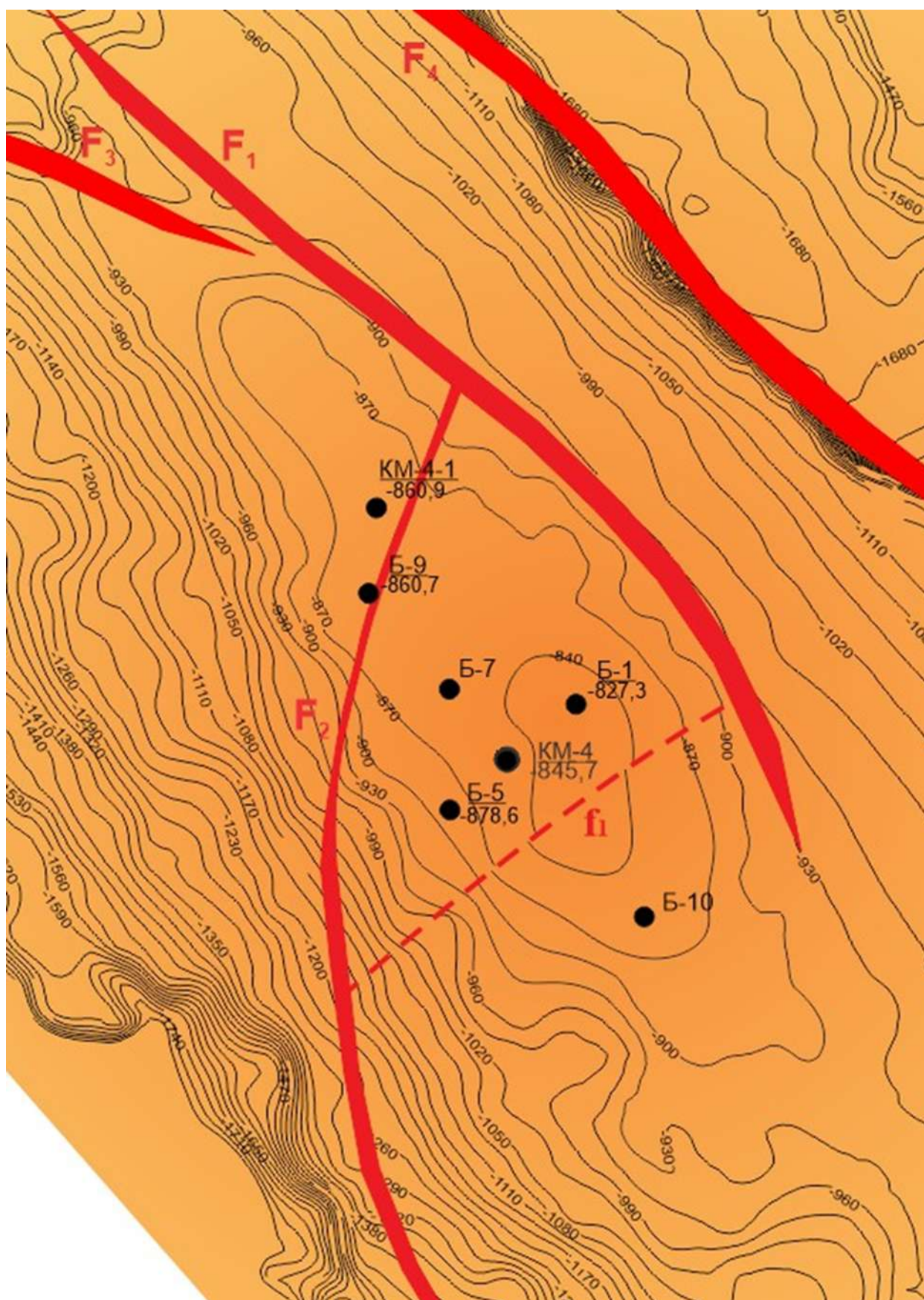


Рисунок 2.1.2-Структурная карта по поверхности палеозоя (ОГ-РЗ)



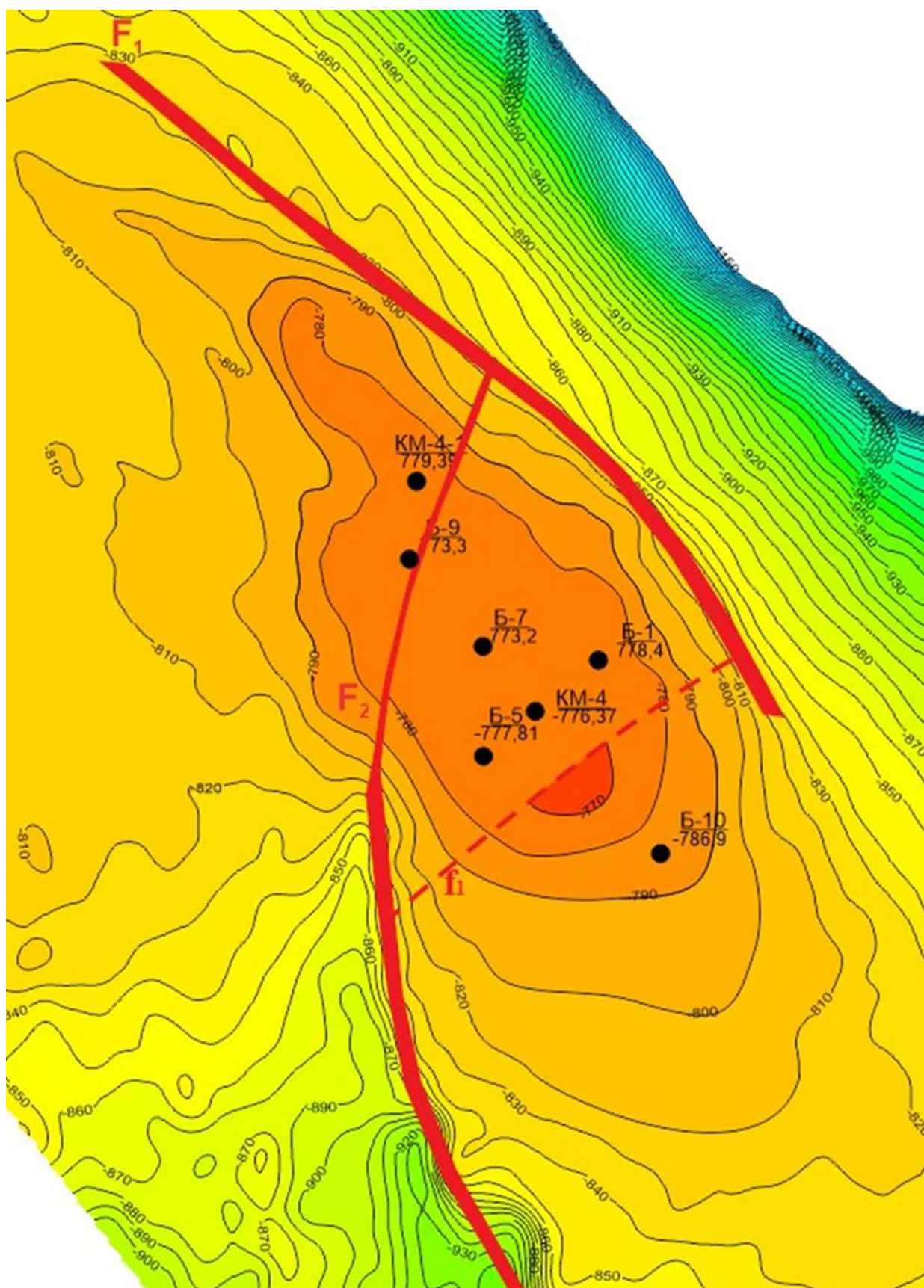


Рисунок 2.1.3-Структурная карта по кровле нижнедаульской свиты (K_{1nc1dl1})



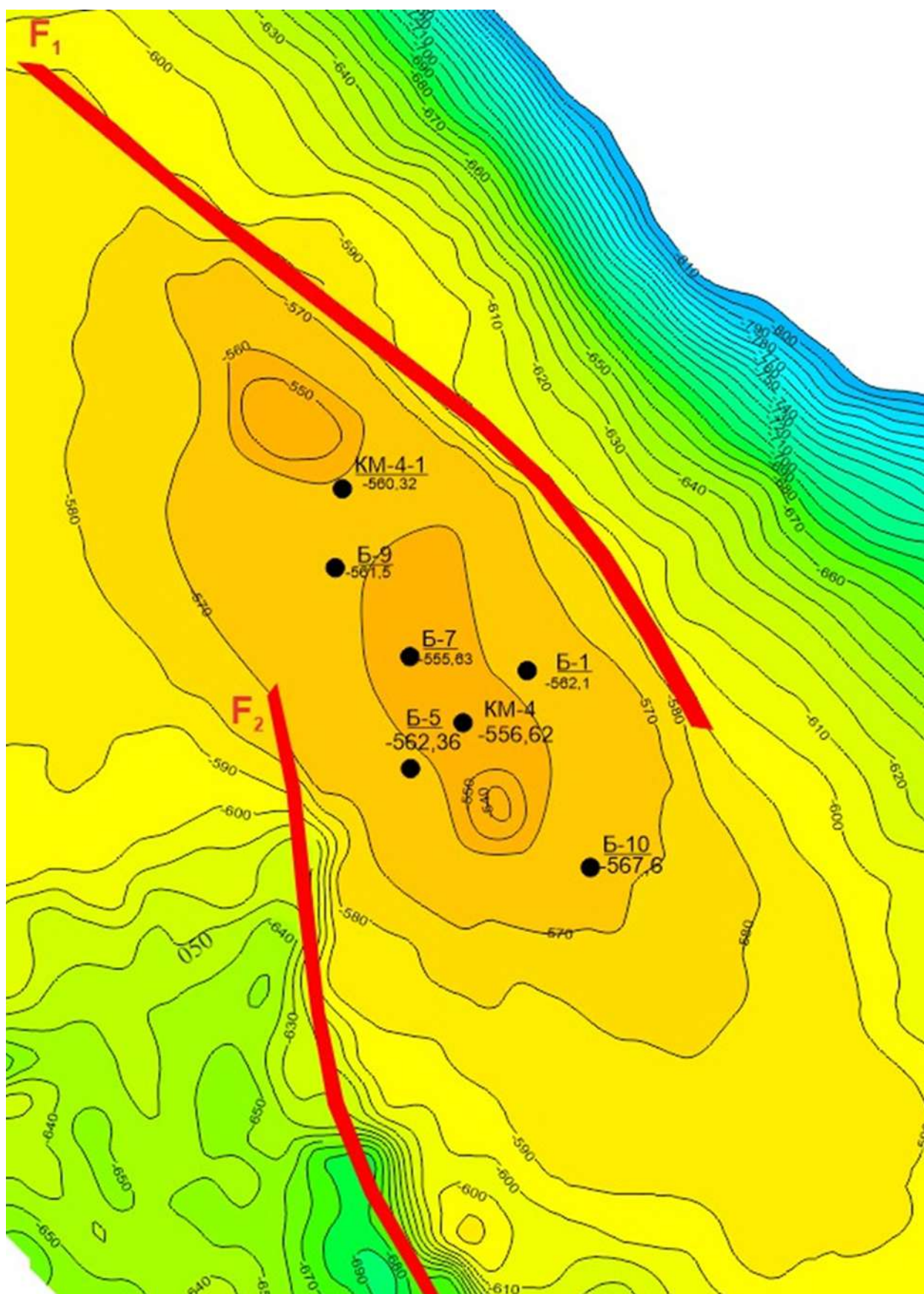


Рисунок 2.1.4-Структурная карта по кровле верхнедаульской свиты (K₁nc₂dl₂)



2.1.3. Нефтегазоносность

Месторождение Бестобе расположено в пределах северной приграничной части Арыскупского прогиба, Южно-Торгайской впадины, которая является частью Южно-Торгайского нефтегазоносного района, входящего в Арало-Торгайскую нефтегазоносную провинцию.

Промышленные скопления нефти и газа в Южно-Торгайской нефтегазоносной области в настоящее время доказаны во всех образованиях палеозойской и мезозойской групп.

В Южно-Торгайской впадине к настоящему времени выявлено более 35 месторождений нефти и газа. Среди них - Кумколь, Майбулак, Кумколь Южный, Коныс, Арыскуп, Кызылкия, Кенлык, Нуралы, Карабулак, Жинишкекум и др.

Залежи нефти и газа открыты в верхнеюрских, среднеюрских, нижненеокомских и верхненеокомских отложениях. Кроме того, установлена нефтегазоносность выветрелой части фундамента на структурах Кенлык, Караванчи, Кызылкия, Акшабулак, Карабулак, Юго-Западный Карабулак и др.

Продуктивные горизонты месторождения Бестобе уверенно коррелируются по площади. Региональной покрывкой для продуктивных горизонтов служит пачка глинистых пород нижнемелового возраста (карачетауская свита), толщиной около 240 м.

В прибортовых частях структуры, где идет погружение отложений, накапливаются отложения средней юры, которые на соседних месторождениях Майбулак, Жинишкекум, Южный Жинишкекум нефтегазоносны. Поэтому недропользователям рекомендуется изучить бортовые части площади на перспективность отложений карагансайской и дощанской свит средней юры.

После оперативного подсчета запасов (12) на месторождении пробурены оценочные Б-9, Б-10 и КМ-4_1 и опережающие добывающие Б-1, Б-5, Б-7 скважины. Результаты бурения этих скважин позволило уточнить геологическую модель месторождения. Так, результаты бурения скважин КМ-4_1, Б-9 и Б-7 позволили уточнить направление и протяженность разлома F_2 . Также начиная с горизонта М-0-5, из-за значительной разницы характера насыщения между скважинами КМ-4 и Б-10 проведен разлом f_1 .

По результатам бурения и опробования скважин, данных ГИС и сейсморазведки МОГТ-3Д, месторождение Бестобе представляет собой многопластовое месторождение нефти и газа, где установлены 10 продуктивных горизонтов: М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6, М-0-6-1, М-0-7, М-0-8 и PZ.



К вскрытым горизонтам приурочены тектонически и литологический экранированные нефтегазовые залежи пластово-сводового типа.

Водонефтяные и газонефтяные контакты приняты по результатам опробования и промыслово-геофизическим данным.

Горизонт М-0-1 вскрыт во всех 7 скважинах, где вскрыта нефтяная пластово-сводовая залежь, экранированная с северной стороны разломом F1.

По горизонту отобран 24,5 м керн в скважинах Б-5, Б-9, КМ- 4_1 и КМ-4. Отобраны 9 образцов керна (1 кондиционная). Для изучения физико-химических свойств нефти отобрана 1 устьевая проба и 1 глубинная проба в скважине КМ-4.

Продуктивность залежи доказана опробованием скважин КМ-4, КМ-4_1 и Б-9. В скважине КМ-4 опробован один объект в интервале 762-767,7 м, где получен приток нефти с дебитом 38,4 м³/сут и газа дебитом 8,1 тыс.м³/сут. При опробовании скв. КМ-4_1 в интервале 781,5-783 м был получен 8,3 м³/сут нефти. В скважине Б-9 при опробовании интервала 776-777,3 м получены 4,7 тыс.м³/сут газа и 20,4 м³/сут нефти. В скважине Б-5 при опробовании интервала 765,4-770 м в результате проведения ГРП вертикальные трещины прорвали вышележащий водоносный горизонт, в следствии чего получен приток пластовой воды 4,5 м³/сут. Переток воды был установлен на основе данных акта опробования скважин. Результаты опробования позволили оценить район скважин по категории С₁, остальная часть отнесена к категории С₂.

Горизонт М-0-2. Горизонт изучен бурением всех пробуренных скважин, где продуктивная часть вскрыта в скважинах КМ-4_1, Б-7, Б-9 и КМ-4.

Для изучения ФЕС коллекторов отобраны 78,6 м керна в скважинах Б-1, Б-7, Б-9, КМ-4_1 и КМ-4. Для анализа отобраны 139 образцов, из них кондиционными являются 121 образца. Для изучения физико-химических свойств нефти отобрана устьевая проба в скв. КМ-4. По горизонту продуктивность выявлена в I и II блоках.

В I блоке продуктивность выявлена по ГИС в скважине КМ-4_1 и запасы оцениваются по категории С₂. В II блоке опробована скважине Б-9, в интервале 800,2-803,7 м, где получены 1,85 тыс.м³/сут газа и 11,1 м³/сут нефти. Результаты опробования позволили оценить район скважины по категории С₁, а остальная часть отнесена к категории С₂.

Горизонт М-0-3. В пределах горизонта отобран 19,2 м керна. Для анализа отобраны 71 образцов, из них кондиционными являются 64 образца. Для определения физико-химических параметров нефти отобраны 1 глубинная (скважина КМ-4_1) и 2 устьевые (скважины КМ-4_1 и КМ-4) пробы.



Продуктивность выделенной залежи доказана опробованием скважин КМ-4_1 и КМ-4, пробуренных в I и II блоках соответственно. При опробовании скважины КМ-4_1 получены притоки нефти с дебитами 16,3 м³/сут. По скважине КМ-4 при опробовании получен приток нефти с пластовой водой объемом 11,11 м³ и 72,55 м³, соответственно. Основываясь на этих данных, район этих скважин оценен по категории С₁, а остальная часть отнесена к категории С₂.

Горизонт М-0-4. В пределах горизонта отобран 39,2 м керна. Отобраны 57 образцов керна (из них: кондиционные – 34 обр.). По данным пробуренных скважин I блок – водонасыщенный, а во II блоке вскрыта нефтяная залежь. Продуктивность выделенной залежи доказана опробованием. В скважине Б-1 испытан один объект в интервале 855,5-857,4 м, где получен приток нефти дебитом 1,3 м³/сут. В скважине Б-7 испытан один объект в интервале 853,8- 854,8 м, где получен приток нефти дебитом 10,8 м³/сут. Основываясь на этих данных, район этих скважин оценен по категории С₁, а остальная часть отнесена к категории С₂.

Горизонт М-0-5. В пределах горизонта отобран 35,7 м керна (скважины Б-5, КМ-4_1, КМ-4). На анализ отобраны 93 образца, из них 92 образца кондиционные. Для изучения свойства нефти отобрана 1 устьевая проба в скв. КМ-4. По горизонту продуктивность выявлена в I, II и III блоках.

В I и III блоках продуктивность предполагается по данным ГИС (в скважинах КМ-4_1, Б-9 и Б-10) и залежи оценивается по кат. С₂.

Во II блоке продуктивность нефтяной залежи доказана при совместном опробовании (с нижележащим горизонтом М-0-6) в скважине Б-7, где фонтанным способом получили 5,6 м³/сут нефти. Согласно данным PLT к интервалу 873,8-876,3 м приходится 97 % вклада от общего притока. Также в скважине КМ-4 опробован интервал 862,1-873 м, где получен приток нефти с пластовой водой объемом 7,08 м³ и 149,09 м³, соответственно. На основании этих данных район скважины Б-7 и КМ-4 оценены по категории С₁, а остальная часть залежи оценена по категории С₂.

Горизонт М-0-6. В пределах пласта отобрано 1,4 м керна в скважине КМ-4. Из них для анализа отобран 1 кондиционный образец. Пласт в основном заглинизирован. По данным акта опробования только в скважине КМ-4 вскрыта линзовидная залежь, которая опробована совместно с нижележащим пластом М-0-6-1, где получены притоки нефти дебитом 1,8 м³/сут. На основании данных акта опробования залежь оценена по категории С₁.

Горизонт М-0-6_1. По пласту отобран 51,75 м керна в скважинах Б-9, Б-10, КМ-4_1 и КМ-4. Отобраны 108 образцов керна, из них 107 образцов кондиционные. По пласту



во всех трех блоках выявлены залежи нефти. Так в I и III блоках по данным пробуренных скважин (КМ-4_1 и Б-10) продуктивность обосновывается по ГИС и запасы оцениваются по категории С₂. Во II блоке продуктивность доказана при опробовании скважины КМ-4, где при совместном опробовании с вышележащим пластом М-0-6, получен приток нефти дебитом 1,8 м³/сут. При опробовании скважины Б-7 в интервале 915,5-917,5 м был получен приток нефти, данные подтверждаются на основании акта опробования и так же согласно данным PLT исследований был получен полужирный газ дебитом 27,6 м³/сут, который был посчитан как конденсат. На основании этого район скважины оценена по категории С₁, а остальная часть залежи оценена по категории С₂.

Горизонт М-0-7. Для изучения ФЕС коллекторов отобраны 37,85 м керн из скважины Б-10 и КМ-4. Для анализа отобраны 12 кондиционных образцов. Для определения физико-химических параметров нефти отобраны 1 глубинная (скважина Б-10) и 2 устьевые (скважины Б-10 и КМ-4) пробы.

По горизонту в блоке II выявлены нефтяная залежь, в блоке III нефтяная залежь с газовой шапкой.

В блоке II при опробовании скважины КМ-4 в интервалах 926,3-927,4, 935- 944,6, 947-948 м получен приток нефти объемом 6,34 м³. Расчетные дебиты нефти изменяются в пределах от 2,52 до 38,76 м³ в сутки. На основании этого район скважин оценен по категории С₁, а остальная часть залежи оценена по категории С₂.

В блоке III при опробовании скважины Б-10 в интервале 962-968 м были получены притоки нефти 0,6 м³/сут и газа 6,6 тыс. м³/сут. При опробовании интервала 969-974 м получены 7,9 м³/сут пластовой воды. Учитывая незначительные притоки нефти в скважине Б-10, район скважин оценен по категории С₁ в пределах окружности равной 250 м. Остальная часть залежи оценивается по категории С₂.

Газовая шапка в скважине Б-10 выделена по данным ГИС и оценена по категории С₂.

Горизонт М-0-8. Для изучения ФЕС коллекторов отобраны 6,1 м керн из скважины КМ-4_1 и КМ-4. Для изучения свойства нефти отобрана 1 устьевая проба в скважине Б-9.

В I блоке при опробовании скважины КМ-4_1 в интервале 992,5-998,7 м были получены притоки нефти 1,6 м³/сут. Затем скважина работала с 13.09.2019 по 15.09.2019 гг., со среднесуточным дебитом 0,6 м³/сут. Учитывая незначительный дебит нефти район скважин оценивается по категории С₁ в пределах окружности равной 250 м. Остальная часть залежи оценивается по категории С₂. В II блоке в скважине КМ-4 испытан один объект в интервале 975-978,8 м, где получен приток нефти объемом 4,0 м³. При



опробовании скважины Б-5 в интервале 975-980 м, после ГРП получен приток нефти с объемом 4,4 м³/сут. Район скважин КМ-4 и Б-5 оценены по категории С₁. Остальная часть залежи оценивается по категории С₂.

Продуктивность III блока предполагается по аналогии с соседнего II блока и оценивается по категории С₂.

Горизонт PZ приурочен к отложениям палеозоя, продуктивность подтверждена получением притока нефти при опробовании в скважине КМ-4 в блоке II. В результате опробования в интервале 993,2-1005,7 м получен приток нефти объемом 4,8 м³. В связи с небольшим дебитом нефти запасы отнесены к категории С₂. Продуктивность III блока предполагается по аналогии с соседнего II блока и оценивается по категории С₂.

Отметки водонефтяных контактов (УВНК, ВНК) по продуктивным горизонтам приняты по результатам данных комплекса ГИС и опробования. При наличии в коллекторе водонефтяного раздела, в подавляющем большинстве случаев он достаточно уверенно отбивается по снижению сопротивления на диаграммах сопротивления и уменьшением на кривой насыщенности ниже граничного значения.

В таблице 2.1.1 приведено обоснование положений УВНК, ВНК и УГНК.

Таблица 2.1.1-Принятые положения флюидных контактов

Скважина	Блок	Флюидные контакты (абс.отм.), м		
		УВНК	ВНК	УГНК
Горизонт М-0-1				
Б-10	-	-636,8	-	-
Горизонт М-0-2				
КМ-4-1	I	-641,4	-	-
КМ-4	II	-	-640,4	-
Горизонт М-0-3				
КМ-4-1	I	-670,5	-	-
КМ-4	II	-680,2	-	-
Горизонт М-0-4				
Б-1	II	-	-700,3	-
Горизонт М-0-5				
Б-9	I	-	-716,2	-
КМ-4	II	-	-730,9	-
Б-10	III	-734,8	-	-
Горизонт М-0-6				
КМ-4	II	-750,4	-	-
Б-10	III	-762,5	-	-
Горизонт М-0-6-1				
КМ-4-1	I	-	-759,0	-
Б-7	II	-763	-	-757,8
Б-10	III	-	-779,9	-
Горизонт М-0-7				
КМ-4	II	-800,8	-	-
Б-10	III	-813,3	-	-808,6
Горизонт М-0-8				
Б-9	I	-829,4	-	-
КМ-4	II	-834,3	-	-
Горизонт PZ				
КМ-4	II	-858,1	-	-



2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Продуктивные залежи месторождения Бестобе приурочены к отложениям палеозоя (PZ), верхнедаульской (М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6 и М-0-6-1) и нижнедаульской (М-0-7, М-0-8) подсвитами нижнего мела.

Основными показателями, характеризующими степень неоднородности горизонтов и отдельных пластов-коллекторов, являются коэффициенты песчанистости, расчлененности и распространения.

В таблице 2.2.1 приведены показатели неоднородности для каждой залежи, в таблице 2.2.2 – характеристика толщин, их средние значения и пределы изменения.

Горизонт М-0-1 вскрыт во всех 7 скважинах, где вскрыта нефтяная пластово-сводовая залежь, экранированная с северной стороны разломом F₁.

Общая толщина горизонта в среднем составляет 8,3 м, при вариации от 2,9 м (скважина Б-1) до 16,1 м (скважина КМ-4_1). Суммарная эффективная толщина колеблется в пределах от 0,5 м (скважина Б-9) до 6,8 м (скважина КМ-4_1), в среднем составляя 1,6 м.

Нефтенасыщенная толщина равна суммарной эффективной толщине.

Коэффициент песчанистости варьирует от 0,221 д.ед. до 0,682 д.ед., составляя в среднем 0,507 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составил 0,386 д.ед., коэффициент распространения – 1,0 д.ед.

Горизонт М-0-2. Горизонт изучен бурением всех пробуренных скважин, где продуктивная часть вскрыта в скважинах КМ-4_1, Б-7, Б-9 и КМ-4. По горизонту продуктивность выявлена в I и II блоках.

Общая средняя толщина горизонта в целом составляет 34,7 м, при изменениях от 20,6 м (скважина КМ-4_1) до 44,5 м (скважина Б-9). Суммарная эффективная толщина колеблется в пределах от 0,5 м до 17,6 м, в среднем составляя 3,75 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,9.

Коэффициент песчанистости варьирует от 0,309 д.ед. до 0,925 д.ед., в среднем составляя 0,705 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составил 0,953 д.ед., коэффициент распространения – 0,4 д.ед.

Блок I горизонта М-0-2 вскрыт одной скважиной КМ-4_1. Общая толщина блока I составляет 20,6 м. Суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем 9,6 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,9 м.



Коэффициент песчанистости 0,925 д.ед. Коэффициент расчлененности равен 2,00 д.ед., коэффициент распространения – 1,0 д.ед.

Блок II. Общая средняя толщина блока в целом составляет 40,0 м, при вариации от 30,2 м (скважина Б-10) до 44,5 м (скважина Б-9). Суммарная эффективная толщина в среднем составляет 3,3 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем 1,8 м.

Коэффициент песчанистости варьирует от 0,309 д.ед. до 0,871 д.ед., в среднем равняясь 0,668 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составил 1,389 д.ед., коэффициент распространения – 0,3 д.ед.

Горизонт М-0-3. Горизонт изучен бурением скважин КМ-4_1 и КМ-4. Общая толщина горизонта в среднем составляет 13,2 м, при вариации от 11,5 м (скважина КМ-4_1) до 14,9 м (скважина КМ-4). Суммарная эффективная толщина в среднем составляет 2,9 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем 2,6 м.

Коэффициент песчанистости варьирует от 0,577 д.ед. до 0,782 д.ед., в среднем равняясь 0,679 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составил 3,00 д.ед., коэффициент распространения – 0,3 д.ед.

По горизонту продуктивность выявлена в I и II блоках.

Блок I горизонта М-0-3 изучен бурением одной скважиной КМ-4_1. Общая толщина блока I в составляет 11,5 м. Суммарная эффективная толщина в среднем составляет 4,5 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 5,7 м.

Коэффициент песчанистости 0,782 д.ед. Коэффициент расчлененности равен 2,00 д.ед., коэффициент распространения – 1,0 д.ед.

Блок II горизонта М-0-3 изучен бурением одной скважины КМ-4. Общая толщина блока составляет 14,9 м. Суммарная эффективная толщина изменяется от 0,9 м до 4,3 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,0 м.

Коэффициент песчанистости 0,577 д.ед.. Коэффициент расчлененности равен 4,00 д.ед., коэффициент распространения – 0,2 д.ед..

Горизонт М-0-4. По горизонту продуктивность выявлена в блоке II в пробуренных скважинах Б-1 и Б-7, блок I оказался водонасыщенным. Общая средняя толщина блока II в целом составляет 15,3 м, при вариации от 14,6 м до 18,8 м. Суммарная эффективная толщина изменяется от 0,5 м до 10,6 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,7 м.



Коэффициент песчаности варьирует от 0,064 д.ед. до 0,580 д.ед., в среднем равняясь 0,435 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составил 0,688 д.ед., коэффициент распространения – 0,4 д.ед.

Горизонт М-0-5. По горизонту продуктивность выявлена в I, II и III блоках. В I и III блоках продуктивность предполагается по данным ГИС (в скважинах КМ-4_1, Б-9 и Б-10). В II блоке продуктивность нефтяной залежи доказана при совместном опробовании (с нижележащим горизонтом М-0-6-1) в скважине Б-7, где фонтанным способом получили 5,6 м³/сут нефти.

Общая средняя толщина горизонта в целом составляет 25,8 м, при вариации от 22,0 м (скважина Б-10) до 36,1 м (скважина КМ-4_1). Суммарная эффективная толщина изменяется от 0,5 м до 13,8 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 3,8 м.

Коэффициент песчаности варьирует от 0,742 д.ед. до 0,893 д.ед., в среднем равняясь 0,809 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составил 0,694 д.ед., коэффициент распространения – 1,0 д.ед.

Блок I горизонта М-0-5. Общая толщина блока I составляет 31,7 м. Суммарная эффективная толщина изменяется от 0,8 м до 12,4 м в среднем составляя 3,8 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 3,5 м.

Коэффициент песчаности в среднем 0,775 д.ед.. Коэффициент расчлененности в среднем равен 3,250 д.ед., коэффициент распространения – 1,0 д.ед.

Блок II. Блок изучен бурением четырех скважин. Общая средняя толщина блока в целом составляет 23,8 м, при вариации от 23,1 м (скважина КМ-4) до 24,7 м (скважина Б-7). Суммарная эффективная толщина изменяется в пределах 0,5-13,8 м в среднем составляя 4,4 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 3,7 м.

Коэффициент песчаности варьирует от 0,760 д.ед. до 0,889 д.ед., в среднем равняясь 0,817 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составил 1,125 д.ед., коэффициент распространения – 1,0 д.ед.

Блок III горизонта М-0-5 изучен бурением одной скважины Б-10. Общая толщина блока составляет 22,0 м. Суммарная эффективная толщина изменяется в диапазоне от 4,6 м до 7,5 м в среднем составляя 5,7 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 4,8 м.

Коэффициент песчаности 0,776 д.ед.. Коэффициент расчлененности равен 3,00 д.ед., коэффициент распространения – 1,0 д.ед.



Горизонт М-0-6. По горизонту продуктивность выявлена в II и III блоках. Общая средняя толщина горизонта в целом составляет 9,1 м, при вариации от 6,7 м (скважина Б-5) до 12,4 м (скважина Б-10). Суммарная эффективная толщина изменяется в пределах 0,4-1,1 м в среднем составляя 0,8 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 0,8 м.

Коэффициент песчанистости варьирует от 0,121 д.ед. до 0,250 д.ед., в среднем равняясь 0,169 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составил 0,666 д.ед., коэффициент распространения – 0,4 д.ед.

Блок II. Блок изучен бурением двух скважин КМ-4 и Б-5. Общая средняя толщина блока в целом составляет 8 м, при вариации от 6,7 м до 8,0 м. Суммарная эффективная толщина изменяется от 0,9 м до 1,1 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,0 м.

Коэффициент песчанистости варьирует от 0,163 д.ед. до 0,250 д.ед., в среднем равняясь 0,207 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составил 0,750 д.ед., коэффициент распространения – 0,5 д.ед..

Блок III горизонта М-0-6 изучен бурением одной скважины Б-10. Общая толщина блока составляет 12,4 м. Суммарная эффективная толщина изменяется в пределах 0,4-0,7 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 0,7 м.

Коэффициент песчанистости 0,121 д.ед.. Коэффициент расчлененности равен 3,00 д.ед., коэффициент распространения – 1,0 д.ед.

Горизонт М-0-6-1. По горизонту продуктивность выявлена в I, II и III блоках. Общая средняя толщина горизонта в целом составляет 21,7 м, при вариации от 15,0 м (скважина Б-10) до 26,6 м (скважина Б-9). Суммарная эффективная толщина изменяется в диапазоне от 0,7 м до 13,1 м в среднем составляя 3,7 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 2,6 м.

Коэффициент песчанистости варьирует от 0,576 д.ед. до 0,992 д.ед., в среднем равняясь 0,803 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составил 0,694 д.ед., коэффициент распространения – 1,0 д.ед.

Блок I. Блок изучен бурением двух скважин КМ-4_1 и Б-9. Общая средняя толщина блока в целом составляет 25,2 м, при вариации от 23,8 м до 26,6 м. Суммарная эффективная толщина в пределах 0,7-13,1 м в среднем составляя 3,7 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,0 м.



Коэффициент песчанистости варьирует от 0,576 д.ед. до 0,925 д.ед., в среднем равняясь 0,750 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составил 2,500 д.ед., коэффициент распространения – 1,0 д.ед.

Блок II. Общая средняя толщина блока в целом составляет 22,9 м, при вариации от 20,7 м до 25,4 м. Суммарная эффективная толщина изменяется в пределах 0,7-12,6 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 2,6 м.

Коэффициент песчанистости варьирует от 0,743 д.ед. до 0,992 д.ед., в среднем равняясь 0,841 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составил 1,250 д.ед., коэффициент распространения – 1,0 д.ед.

Блок III горизонта М-0-6_1 изучен бурением одной скважины Б-10. Общая толщина блока составляет 15,0 м. Эффективная толщина изменяется от 1,6 м до 7,0 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 3,5 м.

Коэффициент песчанистости 0,815 д.ед. Коэффициент расчлененности равен 4,00 д.ед., коэффициент распространения – 1,0 д.ед.

Горизонт М-0-7. По горизонту продуктивность выявлена в II и III блоках. Общая средняя толщина горизонта в целом составляет 14,1 м, при вариации от 13,2 м до 21,2 м. Суммарная эффективная толщина изменяется в пределах 0,5-3,8 м, составляя в среднем 1,8 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,7 м.

Коэффициент песчанистости варьирует от 0,448 д.ед. до 0,531 д.ед., в среднем равняясь 0,496 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составил 1,400 д.ед., коэффициент распространения – 0,3 д.ед.

Блок II горизонта М-0-7. Общая толщина блока составляет 14,6 м. Эффективная толщина изменяется от 0,5 м до 3,8 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,3 м.

Коэффициент песчанистости 0,490 д.ед.. Коэффициент расчлененности равен 2,250 д.ед., коэффициент распространения – 0,3 д.ед.

Блок III. Общая толщина блока составляет 13,2 м. Эффективная толщина изменяется от 0,6 м до 3,7 м, в среднем составляя 1,8 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 3,7 м.

Коэффициент песчанистости 0,552 д.ед. Коэффициент расчлененности равен 4,00 д.ед., коэффициент распространения – 1,0 д.ед.

Горизонт М-0-8. По горизонту продуктивность выявлена в I и II блоках. Общая средняя толщина горизонта в целом составляет 8,3 м, при вариации от 4,6 м до 14,6 м. Суммарная эффективная толщина изменяется в пределах 0,6-4,9 м.



Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,9 м.

Коэффициент песчанистости варьирует от 0,335 д.ед. до 0,803 д.ед., в среднем равняясь 0,504 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составил 0,750 д.ед., коэффициент распространения – 0,6 д.ед.

Блок I. Общая средняя толщина блока в целом составляет 9,6 м, при вариации от 4,6 м до 14,6 м. Суммарная эффективная толщина изменяется в пределах 0,6-2,9 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,3 м.

Коэффициент песчанистости варьирует от 0,335 д.ед. до 0,659 д.ед., в среднем равняясь 0,497 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составил 1,500 д.ед., коэффициент распространения – 1,0 д.ед.

Блок II. Общая толщина блока составляет 7,1 м. Суммарная эффективная толщина изменяется в пределах 0,6-4,9 м.

Нефтенасыщенная толщина в среднем 2,2 м.

Коэффициент песчанистости 0,650 д.ед.. Коэффициент расчлененности равен 1,500 д.ед., коэффициент распространения – 0,6 д.ед.

Горизонт PZ. Общая толщина блока составляет 11,6 м. Суммарная эффективная толщина изменяется от 0,6 м до 1,9 м.

Нефтенасыщенная толщина равна эффективной толщине и составляет 0,6 м.

Коэффициент песчанистости 0,164 д.ед. Коэффициент расчлененности равен 6,00 д.ед., коэффициент распространения – 0,3 д.ед.



Таблица 2.2.1-Статистические показатели характеристик неоднородности

Горизонт	Количество скважин используемых для определения	Среднее значение коэффициента песчанистости, д.ед.		Среднее значение коэффициента расчлененности, д.ед.		Среднее значение коэффициента распротранения, д.ед.
		среднее	вариации	среднее	вариации	
М-0-1	7	0,507	0,32	0,386	0,46	1,0
М-0-2 Блок I	1	0,925	-	2,000	-	1,0
М-0-2 Блок II	6	0,668	0,29	1,389	0,20	0,3
М-0-2	7	0,705	0,29	0,953	0,35	0,4
М-0-3 Блок I	1	0,782	-	2,000	-	1,0
М-0-3 Блок II	1	0,577	-	4,000	-	0,2
М-0-3	2	0,679	-	3,000	-	0,3
М-0-4 Блок II	4	0,435	0,62	0,688	0,30	0,4
М-0-5 Блок I	2	0,775	-	3,250	-	1,0
М-0-5 Блок II	4	0,817	0,07	1,125	1,5	1,0
М-0-5 Блок III	1	0,776	-	3,000	-	1,0
М-0-5	7	0,809	0,07	0,694	0,32	1,0
М-0-6 Блок II	2	0,207	-	0,750	-	0,5
М-0-6 Блок III	1	0,121	-	3,000	-	1,0
М-0-6	3	0,169	-	0,666	-	0,4
М-0-6-1 Блок I	2	0,750	-	2,500	-	1,0
М-0-6-1 Блок II	4	0,841	0,11	1,250	0,25	1,0
М-0-6-1 Блок III	1	0,815	-	4,000	-	1,0
М-0-6_1	7	0,803	0,12	0,694	0,30	1,0
М-0-7 Блок II	2	0,490	-	2,250	-	0,3
М-0-7 Блок III	1	0,552	-	4,000	-	1,0
М-0-7	3	0,496	-	1,400	0,50	0,3
М-0-8 Блок I	2	0,497	-	1,500	-	1,0
М-0-8 Блок II	2	0,650	-	1500	-	0,6
М-0-8	4	0,504	0,31	0,750	-	0,6
PZ	1	0,164	-	6,000	-	0,3



Таблица 2.2.2-Характеристика толщин пластов-коллекторов

Гори- зонт	Толщина	Наименование	Блок I	Блок II	Блок III	В целом по горизонту
1	2	3	4	5	6	7
М-0-1	Общая	Среднее значение, м	-	-	-	8,3
		Интервал изменения	-	-	-	2,9-16,1
		Коэф. вариации, д.ед.	-	-	-	0,52
	Эффективная	Среднее значение, м	-	-	-	1,6
		Интервал изменения	-	-	-	0,5-6,8
		Коэф. вариации, д.ед.	-	-	-	0,69
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	-	-	-	1,6
		Интервал изменения	-	-	-	0,5-6,8
		Коэф. вариации, д.ед.	-	-	-	0,69
М-0-2	Общая	Среднее значение, м	20,6	40,0	-	34,7
		Интервал изменения	-	34,5-44,5	-	20,6-44,5
		Коэф. вариации, д.ед.	-	0,09	-	0,21
	Эффективная	Среднее значение, м	9,6	3,3	-	3,75
		Интервал изменения	1,9-17,2	0,5-12,6	-	0,5-17,6
		Коэф. вариации, д.ед.	-	0,76	-	1,07
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	1,9	1,8	-	1,9
		Интервал изменения	-	0,7-3,0	-	0,7-3,0
		Коэф. вариации, д.ед.	-	0,37	-	0,35
М-0-3	Общая	Среднее значение, м	11,5	14,9	-	13,2
		Интервал изменения	-	-	-	11,5-14,9
		Коэф. вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Эффективная	Среднее значение, м	4,5	2,2	-	2,9
		Интервал изменения	3,3-5,7	0,9-4,3	-	0,9-5,7
		Коэф. вариации, д.ед.	-	0,56	-	0,58
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	5,7	1,0	-	2,6
		Интервал изменения	-	0,9-1,1	-	0,9-5,7
		Коэф. вариации, д.ед.	-	-	-	0,86
М-0-4	Общая	Среднее значение, м	-	15,3	-	15,3
		Интервал изменения	-	11,9-18,8	-	11,9-18,8
		Коэф. вариации, д.ед.	-	0,18	-	0,18
	Эффективная	Среднее значение, м	-	2,8	-	2,8
		Интервал изменения	-	0,5-10,6	-	0,5-10,6
		Коэф. вариации, д.ед.	-	1,10	-	1,10
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	-	1,7	-	1,7
		Интервал изменения	-	1,3-2,1	-	1,3-2,1
		Коэф. вариации, д.ед.	-	0,19	-	0,19



Продолжение таблицы 2.2.2

1	2	3	4	5	6	7
М-0-5	Общая	Среднее значение, м	31,7	23,8	22,0	25,8
		Интервал изменения	27,3-36,1	23,1-24,7	-	22,0-36,1
		Кoeff. вариации, д.ед.	-	0,02	-	0,17
	Эффективная	Среднее значение, м	3,8	4,4	5,7	4,3
		Интервал изменения	0,8-12,4	0,5-13,8	4,6-7,5	0,5-13,8
		Кoeff. вариации, д.ед.	0,81	0,72	0,19	0,74
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	3,5	3,7	4,8	3,8
		Интервал изменения	1,6-6,4	0,5-13,8	4,8-5,0	0,5-13,8
		Кoeff. вариации, д.ед.	0,47	0,88	-	0,75
М-0-6	Общая	Среднее значение, м	-	8,0	9,6	9,1
		Интервал изменения	-	-	6,7-12,4	6,7-12,4
		Кoeff. вариации, д.ед.	-	-	-	0,27
	Эффективная	Среднее значение, м	-	1,0	0,65	0,8
		Интервал изменения	-	0,9-1,1	0,4-0,7	0,4-1,1
		Кoeff. вариации, д.ед.	-	-	0,44	0,38
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	-	1,0	0,65	0,8
		Интервал изменения	-	0,9-1,1	0,4-1,1	0,4-1,1
		Кoeff. вариации, д.ед.	-	-	0,44	0,38
М-0-6-1	Общая	Среднее значение, м	25,2	22,9	15,0	21,7
		Интервал изменения	23,8-26,6	20,7-25,4	-	15,0-26,6
		Кoeff. вариации, д.ед.	-	0,09	-	0,16
	Эффективная	Среднее значение, м	3,7	4,6	3,1	3,7
		Интервал изменения	0,7-13,1	0,7-12,6	1,6-7,0	0,7-13,1
		Кoeff. вариации, д.ед.	1,0	0,80	0,75	0,88
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	1,9	2,6	3,5	2,6
		Интервал изменения	0,7-3,2	0,7-5,2	1,6-7	0,7-7,0
		Кoeff. вариации, д.ед.	0,58	0,71	0,70	0,70
М-0-7	Общая	Среднее значение, м	-	14,6	13,2	14,1
		Интервал изменения	-	7,9-21,2	-	7,9-21,2
		Кoeff. вариации, д.ед.	-	-	-	0,67
	Эффективная	Среднее значение, м	-	1,5	1,8	1,6
		Интервал изменения	-	0,5-3,8	0,6-3,7	0,5-3,8
		Кoeff. вариации, д.ед.	-	0,67	0,83	0,71
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	-	1,3	3,7	1,8
		Интервал изменения	-	0,5-3,8	-	0,5-3,8
		Кoeff. вариации, д.ед.	-	0,86	-	0,81
	Газонасыщенная	Среднее значение, м	-	-	0,7	0,7
		Интервал изменения	-	-	0,6-0,7	0,6-0,7
		Кoeff. вариации, д.ед.	-	-	-	-
М-0-8	Общая	Среднее значение, м	9,6	7,1	-	8,3
		Интервал изменения	4,6-14,62	6,1-8,1	-	4,6-14,6
		Кoeff. вариации, д.ед.	-	-	-	0,41
	Эффективная	Среднее значение, м	1,32	2,0	-	1,7
		Интервал изменения	0,6-2,9	0,6-4,9	-	0,6-4,9
		Кoeff. вариации, д.ед.	0,63	0,08	-	0,68
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	1,3	2,2	-	1,9
		Интервал изменения	0,7-1,8	0,6-4,9	-	0,6-4,9
		Кoeff. вариации, д.ед.	-	0,72	-	0,75
PZ	Общая	Среднее значение, м	-	11,6	-	11,6
		Интервал изменения	-	-	-	-
		Кoeff. вариации, д.ед.	-	-	-	-
	Эффективная	Среднее значение, м	-	1,2	-	1,2
		Интервал изменения	-	0,6-1,9	-	0,6-1,9
		Кoeff. вариации, д.ед.	-	0,46	-	0,46
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	-	0,6	-	0,6
		Интервал изменения	-	0,6-0,7	-	0,6-0,7
		Кoeff. вариации, д.ед.	-	0,07	-	0,07



Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов по материалам керна и ГИС

На месторождении Бестобе отбор керна и геофизические исследования выполнены во всех семи пробуренных скважинах.

Физико-литологическая характеристика коллекторов и покрышек основана на следующем объеме информации.

Непосредственно по продуктивному разрезу месторождения Бестобе со 100 % отбором керна пройдено 276,09 м, изучено 625 образцов, в том числе: 566 представительных. Представительность образцов определялась отсутствием визуальных повреждений и коллекторскими свойствами выше принятых граничных значений: $K_{пр} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Судя по данным, приведенным в таблице 2.2.3 освещённость продуктивных горизонтов верхне- и нижедаульской подсвит информацией по керну удовлетворительная; по коллекторам палеозоя информация отсутствует.

Таблица 2.2.3-Освещённость продуктивных горизонтов информацией по керну

Гори-зонт	Толщина горизонта, м	Отбор керна	Освещен-ность керном, м/м	Коли-чество образцов	Освещен-ность образцами горизонта, обр./м	Пред-стави-тельные образцы	Освещен-ность предста-вительными образцами, обр./м
Верхнедаульская подсвита							
М-0-1	40,83	23,7	0,58	28	0,69	22	0,54
М-0-2	210,67	77,58	0,37	180	0,85	157	0,75
М-0-3	26,42	14,71	0,56	94	3,56	91	3,44
М-0-4	37,09	28,84	0,78	62	1,67	47	1,27
М-0-5	82,94	33,76	0,41	108	1,3	103	1,24
М-0-6	7,99	3,56	0,45	12	1,5	12	1,5
М-0-6-1	90,76	50,50	0,56	121	1,33	119	1,31
	496,7	232,65	0,53	605	1,56	551	1,44
Нижедаульская подсвита							
М-0-7	34,41	29,65	0,86	10	0,29	7	0,20
М-0-8	12,60	8,16	0,65	9	0,71	8	0,63
	47,01	37,81	0,74	19	0,50	15	0,42
PZ	11,57	5,63	0,49	1	0,09	-	-

Аналитические исследования керна, отобранного из скважины КМ-4 выполнены в лаборатории ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», отобранного из скважин Б-1, Б-5, Б-7, Б-9, Б-10 и КМ-4_1 выполнены в лаборатории ТОО «Стратум-КЭР» (г. Актау).

На керне определены стандартные исследования, включающие: открытая пористость, газопроницаемость, объёмная плотность породы и плотность зёрен,



гранулометрический состав пород, суммарное содержание карбонатных минералов, минеральный состав рентгено-дифракционным способом.

Специальные исследования включали: кривые капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны; относительная фазовая проницаемость методом центрифугирования, смачиваемость методом Амотта, коэффициент вытеснения нефти из образца методом центрифуги и методом вытеснения нефти нагнетанием пластовой воды в режиме постоянного расхода, ртутная порометрия, методом ядерно-магнитного резонанса определены пористости эффективная, открытая и общая.

Подробная информация по методике и результатах выполненных исследований на керне приведена в работе (18).

Для характеристики коллекторских свойств (K_p) и коэффициента нефтенасыщенности ($K_{нт}$) по ГИС использованы результаты интерпретации, каротажных материалов открытого ствола всех пробуренных скважин (18). При выделении коллекторов и разделении по характеру насыщения руководствовались прямыми признаками, основанными на проникновении фильтрата в пласт, окончательное решение принималось по количественным критериям (18). Граничное значение коэффициента пористости для коллекторов отложений палеозоя 0,06 д.ед., для отложений ниже- и верхнедаульской подсвит – 0,14 д.ед., коэффициент глинистости – менее 0,40 д.ед. Разделение по характеру насыщения выполнялось по значению коэффициента нефтенасыщенности, равного 0,40 д.ед.

В основу интерпретации были положены теоретические уравнения связи глинистости и пористости с геофизическими параметрами, для определения коэффициента нефтенасыщенности – петрофизические зависимости, полученные на керне из отложений продуктивной толщи.

Определение глинистости выполнялось по методу естественной радиоактивности с использованием зависимости В.В. Ларионова.

Определение коэффициента открытой пористости выполнено по комплексу методов плотностного (ГГКп), акустического (АК), нейтронного (W) и гамма-каротажа (ГК) с использованием теоретических связей перечисленных методов с пористостью с поправкой, учитывающей влияние объёмной глинистости.

Алгоритм расчёта параметров (используемые связи, константы) подробно приведен в отчете (18).

В таблице 2.2.4 представлены характеристики коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности а в таблице 2.2.5 – распределение проницаемости, определённой на керне.



Таблица 2.2.4-Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Гори- зонт	Метод определения	Наименование параметра	Проницае- мость, *10 ⁻³ мкм ²	Кэффи- циент пористости, д.ед.	Кэффи- циент нефте- насыщен- ности, д.ед.
1	2	3	4	5	6
Верхнедаульская подсвита					
М-0-1	Геофизические исследования	Количество скважин, ед.	-	7	6
		Количество определений, шт.	-	20	18
		Среднее значение	-	0,24	0,53
		Интервал изменения	-	0,17-0,30	0,43-0,75
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, ед.	3	3	-
		Количество определений, шт.	17	17	-
		Среднее значение	677,8	0,278	-
		Интервал изменения	5,0-1830,0	0,152-0,332	-
	Гидродинамические исследования	Количество скважин, ед.	1	-	-
		Количество определений, шт.	2	-	-
		Среднее значение	65,5	-	-
		Интервал изменения	46,0-85,0	-	-
М-0-2	Геофизические исследования	Количество скважин, ед.	-	3	3
		Количество определений, шт.	-	5	5
		Среднее значение	-	0,24	0,51
		Интервал изменения	-	0,22-0,30	0,44-0,59
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, ед.	6	6	-
		Количество определений, шт.	147	148	-
		Среднее значение	1671,8	0,292	-
		Интервал изменения	1,2-7150,0	0,141-0,358	-
	Гидродинамические исследования	Количество скважин, ед.	-	-	-
		Количество определений, шт.	-	-	-
		Среднее значение	-	-	-
		Интервал изменения	-	-	-
М-0-3	Геофизические исследования	Количество скважин, ед.	-	2	2
		Количество определений, шт.	-	3	3
		Среднее значение	-	0,24	0,55
		Интервал изменения	-	0,18-0,30	0,47-0,61
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, ед.	2	2	-
		Количество определений, шт.	88	88	-
		Среднее значение	707,3	0,259	-
		Интервал изменения	1,71-2740,0	0,169-0,338	-
	Гидродинамические исследования	Количество скважин, ед.	2	-	-
		Количество определений, шт.	2	-	-
		Среднее значение	173,0	-	-
		Интервал изменения	2,0-345,0	-	-
М-0-4	Геофизические исследования	Количество скважин, ед.	-	6	6
		Количество определений, шт.	-	14	3
		Среднее значение	-	0,25	0,54
		Интервал изменения	-	0,16-0,32	0,49-0,56
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, ед.	3	3	-
		Количество определений, шт.	45	45	-
		Среднее значение	1340,7	0,278	-
		Интервал изменения	1.32-5300,0	0,143-0,344	-
	Гидродинамические исследования	Количество скважин, ед.	-	-	-
		Количество определений, шт.	-	-	-
		Среднее значение	-	-	-
		Интервал изменения	-	-	-



Продолжение таблицы 2.2.4

1	2	3	4	5	9
М-0-5	Геофизические исследования	Количество скважин, ед.	-	7	7
		Количество определений, шт.	-	18	17
		Среднее значение	-	0,27	0,5
		Интервал изменения		0,21-0,32	0,43-0,57
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, ед.	3	3	-
		Количество определений, шт.	90	90	-
		Среднее значение	1730,9	0,3	-
		Интервал изменения	2,0-7650,0	0,160-0,353	-
	Гидродинамические исследования	Количество скважин, ед.	2	-	-
		Количество определений, шт.	2	-	-
		Среднее значение	13,0	-	-
		Интервал изменения	11,0-14,0	-	-
М-0-6	Геофизические исследования	Количество скважин, ед.	-	3	3
		Количество определений, шт.	-	4	4
		Среднее значение	-	0,24	0,45
		Интервал изменения	-	0,18-0,27	0,39-0,51
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, ед.	1	1	-
		Количество определений, шт.	5	5	-
		Среднее значение	7,4	0,237	-
		Интервал изменения	5.9-9,6	0,20-0,271	-
	Гидродинамические исследования	Количество скважин, ед.	-	-	-
		Количество определений, шт.	-	-	-
		Среднее значение	-	-	-
		Интервал изменения	-	-	-
М-0-6-1	Геофизические исследования	Количество скважин, ед.	-	7	7
		Количество определений, шт.	-	14	12
		Среднее значение	-	0,27	0,47
		Интервал изменения	-	0,21-0,34	0,40-0,62
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, ед.	4	4	-
		Количество определений, шт.	125	125	-
		Среднее значение	850,8	0,301	-
		Интервал изменения	1,2-7650,0	0,203-0,368	-
	Гидродинамические исследования	Количество скважин, ед.	-	-	-
		Количество определений, шт.	-	-	-
		Среднее значение	-	-	-
		Интервал изменения	-	-	-
Нижедаульская подсвита					
М-0-7	Геофизические исследования	Количество скважин, ед.	-	1	1
		Количество определений, шт.	-	7	6
		Среднее значение	-	0,26	0,49
		Интервал изменения	-	0,16-0,29	0,45-0,50
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, ед.	2	2	-
		Количество определений, шт.	7	7	-
		Среднее значение	134,3	0,213	-
		Интервал изменения	1,4-347,0	0,160-0,259	-
	Гидродинамические исследования	Количество скважин, ед.	2	-	-
		Количество определений, шт.	2	-	-
		Среднее значение	9,1	-	-
		Интервал изменения	3,2-15,1	-	-



Продолжение таблицы 2.2.4

1	2	3	4	5	6
М-0-8	Геофизические исследования	Количество скважин, ед.	-	4	4
		Количество определений, шт.	-	7	5
		Среднее значение	-	0,24	0,46
		Интервал изменения	-	0,17-0,35	0,40-0,50
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, ед.	2	2	-
		Количество определений, шт.	8	8	-
		Среднее значение	44,8	0,198	-
		Интервал изменения	1,4-170,4	0,164-0,220	-
	Гидродинамические исследования	Количество скважин, ед.	-	-	-
		Количество определений, шт.	-	-	-
		Среднее значение	-	-	-
		Интервал изменения	-	-	-
PZ	Геофизические исследования	Количество скважин, ед.	-	1	1
		Количество определений, шт.	-	3	3
		Среднее значение	-	0,11	0,81
		Интервал изменения	-	0,10-0,13	0,74-0,91
	Лабораторные исследования керна	Количество скважин, ед.	-	-	-
		Количество определений, шт.	-	-	-
		Среднее значение	-	-	-
		Интервал изменения	-	-	-
	Гидродинамические исследования	Количество скважин, ед.	1	-	-
		Количество определений, шт.	2	-	-
		Среднее значение	21,7	-	-
		Интервал изменения	14,3-29,1	-	-

Таблица 2.2.5-Ряды распределения проницаемости по горизонтам

Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	Количество определений по горизонтам								
	М-0-1	М-0-2	М-0-3	М-0-4	М-0-5	М-0-6	М-0-6-1	М-0-7	М-0-8
1-10	1	4	2	5	3	5	13	1	2
10-50	-	4	4	7	10	-	29	1	3
50-100	1	7	3	2	5	-	15	2	2
100-300	4	8	14	-	6	-	19	3	1
300-1000	6	19	46	9	9	-	18	-	-
1000-3000	5	90	19	15	37	-	22	-	-
3000-6000	-	13	-	7	18	-	7	-	-
>6000	-	3	-	-	2	-	2	-	-
ВСЕГО:	17	148	88	45	90	5	125	7	8

По имеющимся анализам керна, наилучшими фильтрационными свойствами обладают горизонты М-0-2, М-0-4 и М-0-5, по которым более 50 % образцов с проницаемостью от 1000 мД и выше; для горизонтов М-0-1 и М-0-3 проницаемость на порядок ниже – преимущественно в диапазоне 300-1000 мД. Наихудшая проницаемость у изученных образцов горизонтов М-0-7, М-0-8 и М-0-6.



2.3. Свойства и состав нефти, газа и воды

2.3.1. Свойства нефти в пластовых условиях

Свойства нефти в пластовых условиях отобраны и изучены из продуктивных горизонтов М-0-1 (скважина КМ-4), М-0-3 (скважины КМ-4_1) и М-0-7 (скважина Б-10).

Лабораторные исследования проводились ТОО «Научно-аналитический центр».

Горизонт М-0-1. Глубина отбора пробы 740 м, при интервале перфорации – 762,0-767,7 м. Нефть в пластовых условиях характеризуется плотностью 0,665 г/см³, вязкостью – 3,05 мПа*с. Давление насыщения составило 9,6 МПа, при пластовом давлении – 6,8 МПа. Газосодержание пластовой нефти составляет 110,9 м³/т, объемный коэффициент – 1,340 д.ед.

Горизонт М-0-3. Глубина отбора пробы 790 м, при интервале перфорации – 830,8-832,5 м. Нефть в пластовых условиях характеризуется плотностью 0,717 г/см³, вязкостью – 3,25 мПа*с. Давление насыщения составило 1,0 МПа, при пластовом давлении – 7,7 МПа. Газосодержание пластовой нефти составляет 8,1 м³/т, объемный коэффициент – 1,104 д.ед.

Горизонт М-0-7. Глубина отбора пробы 962 м, при интервале перфорации – 962,0-968,0 м. Нефть в пластовых условиях характеризуется плотностью 0,722 г/см³, вязкостью – 5,32 мПа*с. Давление насыщения составило 2,9 МПа, при пластовом давлении – 8,7 МПа. Газосодержание пластовой нефти составляет 64,5 м³/т, объемный коэффициент – 1,239 д.ед. Коэффициент растворимости газа в нефти составляет 14,8 м³/м³*МПа

Таким образом, вызывают большие сомнения параметры нефти, определенные по горизонту М-0-3. На этом основании, в рамках настоящего проектного документа, для всех основных эксплуатационных объектов давление насыщения нефти газом рекомендуется принять на уровне 5,9 МПа (по аналогии с продуктивным горизонтом М-0-1), а для всех возвратных объектов – на уровне 2,9 МПа (по аналогии с продуктивным горизонтом М-0-7), до проведения дополнительных отборов и уточняющих исследований глубинных проб нефти по каждому горизонту.

Свойства пластовой нефти представлены в таблице 2.3.1.

2.3.2. Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

Свойства нефти в поверхностных условиях отобраны и изучены из всех продуктивных горизонтов, кроме горизонта М-0-6.

Горизонт М-0-1. При температуре 20 °С, средняя плотность нефти в дегазированном состоянии составляет 0,771 г/см³, вязкость – 2,0 мм²/сек. В нефти



содержатся: парафин – 4,63 % масс., серы – 0,23 % масс., смол – 1,32 % масс. и асфальтенов – 0,05 % масс.

Температура застывания нефти в среднем составляет «минус» 2 °С, температура начала кипения – 47,5 °С.

Выход светлых фракций при температуре 300 °С составляет в среднем 71,0 % масс.

Горизонт М-0-2. При температуре 20 °С, средняя плотность нефти в дегазированном состоянии составляет 0,772 г/см³, вязкость – 1,5 мм²/сек. В нефти содержатся: парафин – 4,10 % масс., серы – 0,11 % масс., смол – 0,80 % масс. и асфальтенов – 0,03 % масс.

Температура начала кипения 33,0 °С.

Выход светлых фракций при температуре 300 °С составляет в среднем 70,5 % масс.

Горизонт М-0-3. При температуре 20 °С, средняя плотность нефти в дегазированном состоянии составляет 0,774 г/см³, вязкость – 4,4 мм²/сек. В нефти содержатся: парафин – 12,41 % масс., серы – 0,06 % масс., смол – 1,87 % масс. и асфальтенов – 1,87 % масс.

Температура застывания нефти в среднем составляет «минус» 11 °С, температура начала кипения – 50,0 °С.

Выход светлых фракций при температуре 300 °С составляет в среднем 45,5 % масс.

Горизонт М-0-4. При температуре 20 °С, средняя плотность нефти в дегазированном состоянии составляет 0,812 г/см³, вязкость – 2,1 мм²/сек. В нефти содержатся: парафин – 3,80 % масс., серы – 0,27 % масс., смол – 4,2 % масс. и асфальтенов – 0,08 % масс.

Температура застывания нефти в среднем составляет «плюс» 8 °С.

Выход светлых фракций при температуре 300 °С составляет в среднем 54,0 % масс.

Горизонт М-0-5. При температуре 20 °С, средняя плотность нефти в дегазированном состоянии составляет 0,764 г/см³, вязкость – 2,1 мм²/сек. В нефти содержатся: парафин – 12,43 % масс., серы – отсутств., смол – 1,51 % масс. и асфальтенов – отсутств.

Температура застывания нефти в среднем составляет «минус» 2 °С, температура начала кипения – 55,0 °С.

Выход светлых фракций при температуре 300 °С составляет в среднем 71,0 % масс.

Горизонт М-0-7. При температуре 20 °С, средняя плотность нефти в дегазированном состоянии составляет 0,788 г/см³, вязкость – 2,8 мм²/сек. В нефти содержатся: парафин – 7,15 % масс., серы – 0,02 % масс., смол – 1,70 % масс. и асфальтенов – 1,62 % масс.



Температура застывания нефти в среднем составляет «минус» 8,5 °С, температура начала кипения – 68,0 °С.

Выход светлых фракций при температуре 300 °С составляет в среднем 51,5 % масс.

Горизонт М-0-8. При температуре 20 °С, средняя плотность нефти в дегазированном состоянии составляет 0,838 г/см³, вязкость – 11,6 мм²/сек. В нефти содержатся: парафин – 17,95 % масс., серы – 0,32 % масс., смол – отсутств. и асфальтенов – 3,19 % масс.

Температура застывания нефти в среднем составляет «минус» 5,5 °С.

Выход светлых фракций при температуре 300 °С составляет в среднем 32,8 % масс.

Горизонт РЗ. При температуре 20 °С, средняя плотность нефти в дегазированном состоянии составляет 0,788 г/см³, вязкость – 3,2 мм²/сек. В нефти содержатся: парафин – 4,1 % масс., серы – отсутств., смол – 1,05 % масс. и асфальтенов – отсутств.

Температура застывания нефти в среднем составляет «минус» 6 °С, температура начала кипения – 51,0 °С.

Выход светлых фракций при температуре 300 °С составляет в среднем 70,0 % масс.

2.3.3. Свойства и состав растворенного в нефти газа

Свойства и состав растворенного в нефти газа изучен по горизонтам М-0-1, М-0-3, М-0-7 и М-0-8, в том числе: по устьевым пробам из скважин Б-9 (горизонт М-0-8) и Б-10 (горизонта М-0-7).

Горизонт М-0-1. Основным компонентом газа является метан, содержание которого составляет 74,5 % моль., этана и пропана соответственно 8,1 % моль. и 5,3 % моль. Из неуглеводородных газов в составе присутствуют: азот – 6,95 % моль. и углекислый газ – 0,05 % моль.

Удельный вес газа составляет 0,76 д.ед., а плотность – 0,92 кг/м³.

Минимальная и максимальная теплота сгорания газа составляют соответственно 9665 ккал/м³ и 10643 ккал/м³.

Горизонт М-0-3. Содержание метана в газе составляет в среднем 5,9 % моль., этана и пропана соответственно 4,7 % моль. и 10,5 % моль., и-бутана и н-бутана в газе составляют соответственно 19,1 % моль. и 21,5 % моль., и-пентана и н-пентана в газе составляют соответственно 12,0 % моль. и 7,6 % моль. Жидких газов – 6,8 % моль. Из неуглеводородных газов в составе присутствуют: азот – 11,42 % моль. и углекислый газ – 0,21 % моль.

Плотность газа составляет в среднем 2,05 кг/м³.

Минимальная и максимальная теплота сгорания газа составляют соответственно 19964 ккал/м³ и 21668 ккал/м³.



Горизонт М-0-7. По горизонту из скважины Б-10 изучены 2 пробы газа, одна из которых признана некондиционной. Так, основным компонентом газа является метан, содержание которого составляет 70,0 % моль., этана и пропана соответственно 10,2 % моль. и 7,7 % моль. Из неуглеводородных газов в составе присутствуют: азот – 5,92 % моль. и углекислый газ – 0,07 % моль.

Удельный вес газа составляет 0,82 д.ед., а плотность – 1,87 кг/м³.

Минимальная и максимальная теплота сгорания газа составляют соответственно 10510 ккал/м³ и 11537 ккал/м³.

Горизонт М-0-8. Содержание метана в газе составляет в среднем 19,7 % моль., этана и пропана соответственно 26,7 % моль. и 23,8 % моль., и-бутана и н-бутана в газе составляют соответственно 7,8 % моль. и 8,1 % моль., и-пентана и н-пентана в газе составляют соответственно 3,4 % моль. и 2,2 % моль. Из неуглеводородных газов в составе присутствуют: азот – 1,96 % моль. и углекислый газ – 2,77 % моль.

Удельный вес газа составляет 1,42 д.ед.

Минимальная и максимальная теплота сгорания газа составляют соответственно 18155 ккал/м³ и 19754 ккал/м³.

Таким образом, пробы газа из продуктивных горизонтов М-0-3, М-0-8 (из устьевой пробы нефти), а также проба газа из скважины Б-10 (от «30» августа 2019 г., из устьевой пробы нефти) горизонта М-0-7 – признаны некондиционными.

2.3.4. Свойства и состав пластовой воды

Свойства и состав растворенного в нефти газа изучен по горизонтам М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4 и М-0-5.

Пластовые воды имеют схожие свойства и состав. Так, плотность воды изменяется от 1,006 г/см³ до 1,014 г/см³, составляя в среднем 1,010 г/см³. Общая минерализация вод изменяется в пределах 11,9-22,1 г/дм³, составляя в среднем 16,8 г/дм³. Жесткость воды изменяется в диапазоне 50,1-194,4 мг-экв/дм³, среднее значение – 128,5 мг-экв/дм³.

Пластовые воды меловых отложений месторождения Бестобе по типу характеризуются как хлоркальциевые.

Свойства и состав пластовых вод представлены в таблице 2.3.4.



Таблица 2.3.1-Свойства нефти в пластовых условиях

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменений	Среднее значение
	скв.	проб		
Горизонт М-0-1				
Давление насыщения нефти газом, МПа	1	1	-	5,9
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	110,9
Пластовая температура, °С	1	1	-	34,5
Пластовое давление, МПа	1	1	-	6,8
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	1	1	-	0,665
Плотность дегазированной нефти (20 °С), г/см ³	1	1	-	0,776
Вязкость нефти, мПа*с	1	1	-	3,05
Коэффициент сжимаемости нефти, *10 ⁻⁴ МПа ⁻¹	1	1	-	-
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1	1	-	1,340
Усадка нефти, %	1	1	-	24,8
Коэффициент растворимости газа в нефти, м ³ /м ³ *МПа	1	1	-	-
Горизонт М-0-3				
Давление насыщения нефти газом, МПа	1	1	-	1,0
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	8,1
Пластовая температура, °С	1	1	-	38,1
Пластовое давление, МПа	1	1	-	7,7
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	1	1	-	0,717
Плотность дегазированной нефти (20 °С), г/см ³	1	1	-	0,768
Вязкость нефти, мПа*с	1	1	-	3,25
Коэффициент сжимаемости нефти, *10 ⁻⁴ МПа ⁻¹	1	1	-	-
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1	1	-	1,104
Усадка нефти, %	1	1	-	8,0
Коэффициент растворимости газа в нефти, м ³ /м ³ *МПа	1	1	-	-
Горизонт М-0-7				
Давление насыщения нефти газом, МПа	1	1	-	2,9
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	64,5
Пластовая температура, °С	1	1	-	42,3
Пластовое давление, МПа	1	1	-	8,7
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	1	1	-	0,722
Плотность дегазированной нефти (20 °С), г/см ³	1	1	-	0,796
Вязкость нефти, мПа*с	1	1	-	5,32
Коэффициент сжимаемости нефти, *10 ⁻⁴ МПа ⁻¹	1	1	-	-
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1	1	-	1,239
Усадка нефти, %	1	1	-	19,3
Коэффициент растворимости газа в нефти, м ³ /м ³ *МПа	1	1	-	14,8

Таблица 2.3.2-Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменений	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт М-0-1				
Плотность нефти, г/см ³	2	2	0,762-0,780	0,771
Вязкость нефти, мПа*с				
при 20 °С	2	2	1,7-2,3	2,0
при 50 °С	2	2	1,2-1,6	1,4
Температура застывания, °С	2	6	от «минус» 1 до «минус» 3	«минус» 2
Содержание в нефти, % масс.				
серы	2	2	0,10-0,36	0,23
парафина	2	2	0,90-8,35	4,63
Объемный выход фракций, % об.				
температура начала кипения, °С	2	2	47,0-48,0	47,5
до 200 °С	1	1	-	50,0
до 250 °С	1	1	-	60,0
до 300 °С	2	2	70,0-72,0	71,0



Продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5
Горизонт М-0-2				
Плотность нефти, г/см ³	1	2	0,756-0,787	0,772
Вязкость нефти, мПа*с				
при 20 °С	1	1	-	1,5
при 50 °С	1	2	1,1-1,8	1,5
Температура застывания, °С	1	1	-	«минус» 3
Содержание в нефти, % масс.				
серы	1	2	0,08-0,13	0,11
парафина	1	2	2,49-5,70	4,10
Объемный выход фракций, % об.				
температура начала кипения, °С	1	2	33,0-47,0	40,0
до 200 °С	1	2	39,0-50,5	44,8
до 250 °С	1	1	-	50,0
до 300 °С	1	2	60,5-70,5	65,5
Горизонт М-0-3				
Плотность нефти, г/см ³	2	2	0,7658-0,780	0,774
Вязкость нефти, мПа*с				
при 20 °С	2	2	2,52-6,27	4,4
при 50 °С	1	1	-	1,8
Температура застывания, °С	2	2	от «минус» 1 до «минус» 20	«минус» 11
Содержание в нефти, % масс.				
серы	2	2	0,10-0,02	0,06
парафина	2	2	8,22-16,6	12,41
Объемный выход фракций, % об.				
температура начала кипения, °С	1	1	-	50,0
до 200 °С	2	2	40,0-52,0	46,0
до 250 °С	1	1	-	52,0
до 300 °С	2	2	24,0-67,0	45,5
Горизонт М-0-4				
Плотность нефти, г/см ³	1	1	-	0,812
Вязкость нефти, мПа*с				
при 20 °С	1	1	-	10,5
при 50 °С	1	1	-	2,7
Температура застывания, °С	1	1	-	«минус» 8
Содержание в нефти, % масс.				
серы	1	1	-	0,27
парафина	1	1	-	3,80
Объемный выход фракций, % об.				
температура начала кипения, °С	-	-	-	-
до 200 °С	1	1	-	29,0
до 250 °С	1	1	-	41,0
до 300 °С	1	1	-	54,0
Горизонт М-0-5				
Плотность нефти, г/см ³	1	1	-	0,764
Вязкость нефти, мПа*с				
при 20 °С	1	1	-	2,1
при 50 °С	1	1	-	1,4
Температура застывания, °С	1	1	-	«минус» 2
Содержание в нефти, % масс.				
серы	1	1	-	отсутств.
парафина	1	1	-	12,4
Объемный выход фракций, % об.				
температура начала кипения, °С	1	1	-	55,0
до 200 °С	1	1	-	47,0
до 250 °С	1	1	-	57,0
до 300 °С	1	1	-	71,0



Продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5
Горизонт М-0-7				
Плотность нефти, г/см ³	2	2	0,780-0,796	0,788
Вязкость нефти, мПа*с				
при 20 °С	2	2	2,4-3,2	2,8
при 50 °С	1	1	-	1,7
Температура застывания, °С	2	2	«плюс» 1 «минус» 18	«минус» 8,5
Содержание в нефти, % масс.				
серы	1	1	-	0,03
парафина	2	2	6,16-8,14	7,15
Объемный выход фракций, % об.				
температура начала кипения, °С	1	1	-	68,0
до 200 °С	2	2	43,0-44,0	43,5
до 250 °С	1	1	-	56,0
до 300 °С	2	2	33,0-70,0	51,5
Горизонт М-0-8				
Плотность нефти, г/см ³	1	1	-	0,838
Вязкость нефти, мПа*с				
при 20 °С	1	1	-	1,6
при 50 °С	-	-	-	-
Температура застывания, °С	1	1	-	«минус» 5,5
Содержание в нефти, % масс.				
серы	1	1	-	0,32
парафина	1	1	-	17,95
Объемный выход фракций, % об.				
температура начала кипения, °С	-	-	-	-
до 200 °С	1	1	-	20,2
до 250 °С	-	-	-	-
до 300 °С	1	1	-	32,8
Горизонт PZ				
Плотность нефти, г/см ³	1	1	-	0,788
Вязкость нефти, мПа*с				
при 20 °С	1	1	-	3,2
при 50 °С	1	1	-	2,0
Температура застывания, °С	1	1	-	«минус» 6
Содержание в нефти, % масс.				
серы	1	1	-	отсутств.
парафина	1	1	-	4,1
Объемный выход фракций, % об.				
температура начала кипения, °С	1	1	-	51,0
до 200 °С	1	1	-	44,0
до 250 °С	1	1	-	58,0
до 300 °С	1	1	-	70,0



Таблица 2.3.3-Свойства и состав растворенного в нефти газа

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменений	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт М-0-1				
Относительная плотность по воздуху	1	1	-	0,76
Содержание компонентов, % моль.				
Метан	1	1	-	74,5
Этан	1	1	-	8,1
Пропан	1	1	-	5,3
н-Бутан	1	1	-	1,6
и-Бутан	1	1	-	1,8
н-Пентан	1	1	-	0,7
и-Пентан	1	1	-	0,5
нео-Пентан	-	-	-	-
Гексан + высшие	1	1	-	0,5
Углекислый газ	1	1	-	0,1
Азот	1	1	-	6,9
Плотность газа, кг/м ³	1	1	-	0,92
Горизонт М-0-3				
Относительная плотность по воздуху	-	-	-	-
Содержание компонентов, % моль.				
Метан	1	2	5,6-6,3	6,0
Этан	1	2	4,3-5,0	4,7
Пропан	1	2	10,3-10,6	10,5
н-Бутан	1	2	21,3-21,7	21,5
и-Бутан	1	2	18,7-19,5	19,1
н-Пентан	1	2	7,3-8,0	7,7
и-Пентан	1	2	12,0	12,0
нео-Пентан	-	-	-	-
Гексан + высшие	1	2	4,6-9,0	6,8
Углекислый газ	1	2	0,19-0,22	0,20
Азот	1	2	10,4-12,5	11,5
Плотность газа, кг/м ³	1	2	2,05	2,05
Горизонт М-0-7				
Относительная плотность по воздуху	1	1	-	0,82
Содержание компонентов, % моль.				
Метан	1	1	-	70,0
Этан	1	1	-	10,1
Пропан	1	1	-	7,7
н-Бутан	1	1	-	2,5
и-Бутан	1	1	-	2,2
н-Пентан	1	1	-	0,9
и-Пентан	1	1	-	0,03
нео-Пентан	-	-	-	0,3
Гексан + высшие	1	1	-	0,07
Углекислый газ	1	1	-	0,07
Азот	1	1	-	5,9
Плотность газа, кг/м ³	1	1	-	1,87



Продолжение таблицы 2.3.3

1	2	3	4	5
Горизонт М-0-8				
Относительная плотность по воздуху	1	1	-	1,42
Содержание компонентов, % моль.				
Метан	1	1	-	19,7
Этан	1	1	-	26,7
Пропан	1	1	-	23,7
н-Бутан	1	1	-	8,1
и-Бутан	1	1	-	7,8
н-Пентан	1	1	-	2,2
и-Пентан	1	1	-	3,4
нео-Пентан	-	-	-	-
Гексан + высшие	1	1	-	0,7
Углекислый газ	1	1	-	2,8
Азот	1	1	-	2,0
Плотность газа, кг/м ³	-	-	-	-

Примечание: * - по горизонтам М-0-3 и М-0-8 пробы газа признаны некондиционными

Таблица 2.3.4-Свойства и состав пластовой воды

Наименование	Единицы измерения	Количество		Диапазон изменений	Среднее значение
		скв.	проб		
1	2	3	4	5	6
Горизонт М-0-1					
Плотность	г/см ³	2	2	1,004-1,007	1,006
Общая минерализация	г/дм ³	2	2	11,8-12,3	12,0
Общая жесткость	мг-экв/дм ³	2	2	111,6-123,2	117,4
Cl ⁻	г/дм ³	2	2	7,1-7,7	7,4
SO ₄	г/дм ³	2	2	0,04-0,05	0,1
HCO ₃	г/дм ³	2	2	0,3-0,5	0,4
Ca ⁺⁺	г/дм ³	2	2	1,2-1,5	1,4
Mg ⁺⁺	г/дм ³	2	2	0,4-0,8	0,6
Na ⁺ + K ⁺	г/дм ³	2	2	2,2-2,3	2,3
Ph	-	2	2	7,60-7,80	7,70
Горизонт М-0-2					
Плотность	г/см ³	1	1	-	1,014
Общая минерализация	г/дм ³	1	1	-	22,1
Общая жесткость	мг-экв/дм ³	1	1	-	50,1
Cl ⁻	г/дм ³	1	1	-	14,6
SO ₄	г/дм ³	1	1	-	0,1
HCO ₃	г/дм ³	1	1	-	0,2
Ca ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	0,7
Mg ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	0,2
Na ⁺ + K ⁺	г/дм ³	1	1	-	6,2
Ph	-	1	1	-	7,77
Горизонт М-0-3					
Плотность	г/см ³	1	1	-	1,006
Общая минерализация	г/дм ³	1	1	-	11,9
Общая жесткость	мг-экв/дм ³	1	1	-	158,6
Cl ⁻	г/дм ³	1	1	-	7,7
SO ₄	г/дм ³	1	1	-	0,0
HCO ₃	г/дм ³	1	1	-	0,1
Ca ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	1,6
Mg ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	1,0
Na ⁺ + K ⁺	г/дм ³	1	1	-	1,4
Ph	-	1	1	-	7,40



Продолжение таблицы 2.3.4

1	2	3	4	5	6
Горизонт М-0-4					
Плотность	г/см ³	2	2	1,010-1,012	1,011
Общая минерализация	г/дм ³	2	2	18,5-20,2	19,4
Общая жесткость	мг-экв/дм ³	2	2	95,1-142,6	118,9
Cl ⁻	г/дм ³	2	2	11,2-12,6	11,9
SO ₄	г/дм ³	2	2	0,08-0,14	0,1
HCO ₃	г/дм ³	2	2	0,10-0,18	0,1
Ca ⁺⁺	г/дм ³	2	2	1,4-1,6	1,5
Mg ⁺⁺	г/дм ³	2	2	0,29-0,80	0,6
Na ⁺ + K ⁺	г/дм ³	2	2	5,0-5,2	5,1
Ph	-	2	2	7,4	7,40
Горизонт М-0-5					
Плотность	г/см ³	1	1	-	1,013
Общая минерализация	г/дм ³	1	1	-	18,6
Общая жесткость	мг-экв/дм ³	1	1	-	197,4
Cl ⁻	г/дм ³	1	1	-	11,1
SO ₄	г/дм ³	1	1	-	0,5
HCO ₃	г/дм ³	1	1	-	0,6
Ca ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	2,0
Mg ⁺⁺	г/дм ³	1	1	-	1,2
Na ⁺ + K ⁺	г/дм ³	1	1	-	3,1
Ph	-	1	1	-	7,17

2.4. Физико-гидродинамическая характеристика

Для физико-гидродинамической характеристики коллекторов продуктивных горизонтов использованы специальные исследования, выполненные на образцах керна месторождения лабораториями ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» (скважина КМ-4) и ТОО «Стратум-КЭР» (скважины Б-1, Б-5, Б-7, Б-9, Б-10 и КМ-4_1)

Комплекс специальных исследований состоял из определения относительной фазовой проницаемости в системе нефть-вода, кривых капиллярного давления, коэффициента вытеснения, смачиваемости.

Кривые капиллярного давления создавались методом полупроницаемой мембраны, рабочая температура 25 °С. Капиллярное давление было увеличено с 1,5 psi (0,01 МПа) до 200 psi (1,38 МПа). Исследование проведено на 21 образце керна, из них 16 образцов представляют верхнедаульскую подсвиту, 1 образец нижнедаульскую и 4 образца – карачатаускую. Коллекция представлена образцами с коэффициентом пористости от 0,043 д.ед. до 0,295 д.ед., коэффициентом проницаемости от $0,044 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $5300 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Фильтрационно-емкостная характеристика образцов и результаты исследования представлены в таблице 2.4.1.



Таблица 2.4. 1-Характеристика ФЕС и значения достигнутой водонасыщенности по ККД

Скважина	Номер образца	Глубина, м	Коэффициент пористости, (д.ед.)	Коэффициент проницаемости по газу, $*10^{-3}$ мкм ²	Достигнутая водонасыщенность, д.ед.
1	12ds	711,44	0,258	365	0,298
	15	712,62	0,339	743	0,242
	18	714,23	0,329	2570	0,197
	21	715,39	0,343	5300	0,166
7	45*	802,12	0,043	0,044	0,660
	46ds	802,60	0,295	459	0,321
10	15	833,09	0,297	903	0,258
	21ds	926,93	0,268	108,48	0,332
	40ds	934,54	0,275	36,48	0,403
9	30ds	802,68	0,235	88,17	0,430
	33ds*	803,64	0,203	55,34	0,562
КМ-4	050411015K01H	778,60	0,181	5,26	0,433
	050411020K02H	784,09	0,159	49,2	0,336
	050411033K03H	797,03	0,287	479,6	0,257
	050411041K01H	804,82	0,253	20,2	0,330
	050411057K02H	821,85	0,275	202	0,248
	050411064K03H	828,92	0,289	269,1	0,259
	050411099K02H	866,82	0,264	25	0,332
	050411132K03H	907,50	0,288	25,6	0,329
	050411150K01H	925,05	0,214	72,7	0,313
	050411197K03H	975,36	0,194	53,8	0,334

На рисунке 2.4.1 приведены кривые капиллярного давления. Согласно виду, большинство кривых вышли на асимптоту или близки к ней при значениях капиллярного давления 0,6-0,8 МПа, на остальных образцах при значениях капиллярного давления $P_k = 1,38$ МПа достигнута остаточная водонасыщенность или близка к остаточной, на образцах 33ds* (М-0-2 горизонт) и 45* (М-0-3) остаточная водонасыщенность не достигнута.

На рисунке 2.4.2 показано сопоставление достигнутой водонасыщенности с пористостью и проницаемостью, где видно, что определённые на образцах 33ds* и 45*, значения коэффициента остаточной водонасыщенности выпадают из общей закономерности. Представленные на рисунке 2.4.2 сопоставления остаточной водонасыщенности с пористостью и проницаемостью описываются уравнениями с достаточно высокими коэффициентами аппроксимации, причём связь с проницаемостью закономерна более тесная. Граничному значению пористости 0,14 д.ед. соответствует остаточная водонасыщенность 0,46 д.ед., и граничному значению проницаемости $1*10^{-3}$ мкм² – остаточная водонасыщенность 0,54 д.ед.



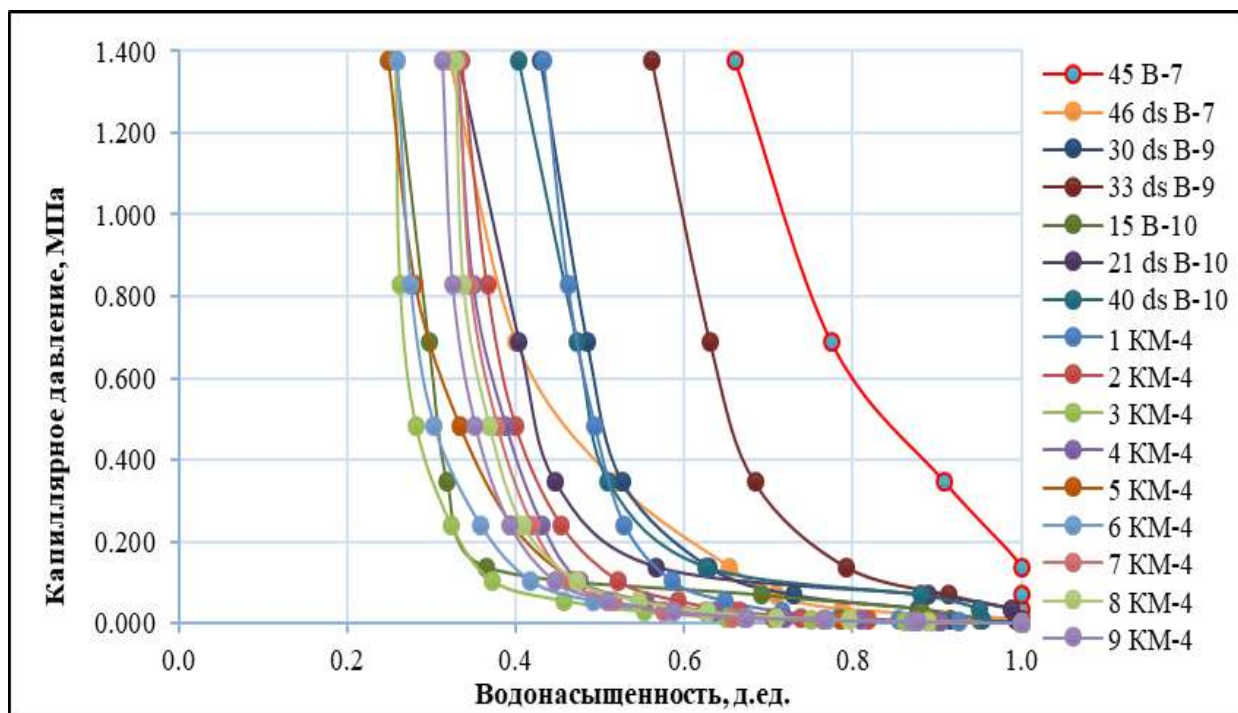


Рисунок 2.4.1-Кривые капиллярного давления на образцах ядра верхнедаульской подбиты

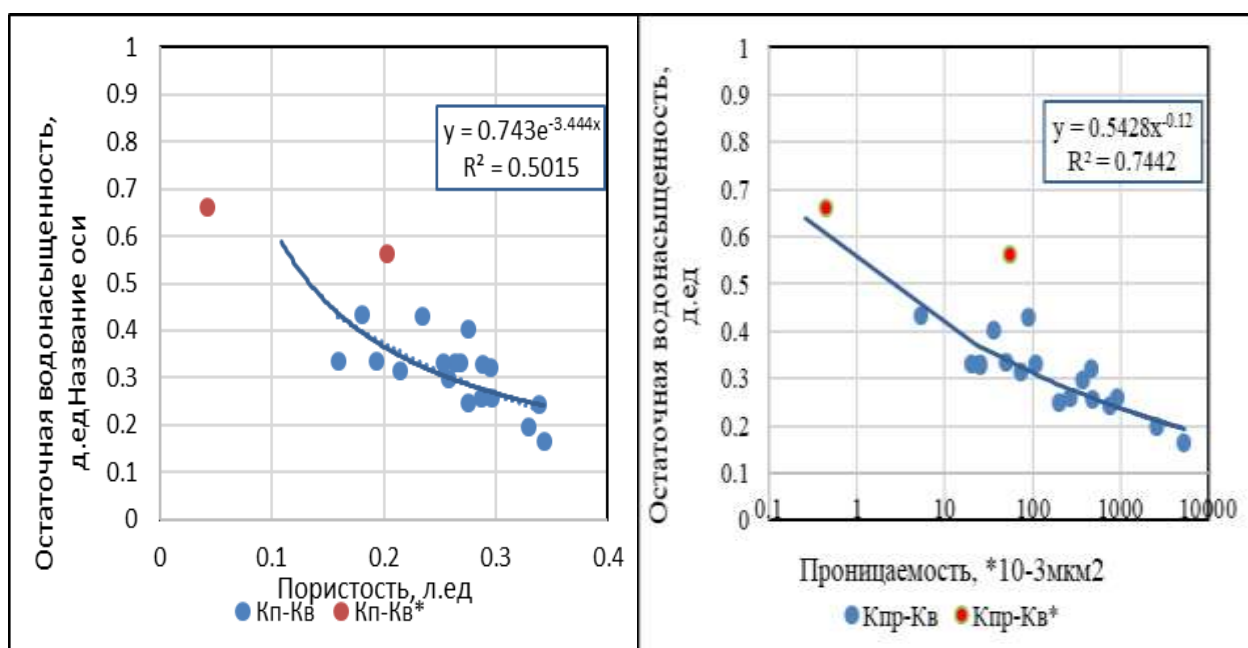


Рисунок 2.4.2-Связь остаточной водонасыщенности с пористостью и проницаемостью

Определение относительной фазовой проницаемости (ОФП)

Относительная фазовая проницаемость в системе «нефть-вода» выполнена на 31 образцах ядра. В лаборатории ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» для определения ОФП использовалась двухфазная вертикальная фильтрационная установка (LXRT-400T), предназначенная для исследования фильтрации двухфазных потоков в условиях максимально приближенных пластовым: $P_{пл} = 38,39$ МПа и $T_{пл} = 60$ °С. Исследования



выполнены на 15 образцах керна скважины КМ-4 с пористостью от 0,18 д.ед. до 0,309 д.ед., проницаемостью от $16,7 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $2880 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В лаборатории ТОО «Стратум-КЭР» относительная фазовая проницаемость была определена методом центрифугирования на 16 образцах с пористостью от 0,056 д.ед. до 0,343 д.ед., проницаемостью от $0,053 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $3640 \cdot 10^{-3}$ мкм². Исходные данные для построения кривых относительных проницаемостей нефти и воды по каждому образцу обеих лаборатории представлены в работе (18).

На рисунке 2.4.4 (а) показан вид кривых ОФП для образцов с пористостью и проницаемостью коллекторов: $K_p = 0,150-0,343$ д.ед. и $K_{пр} = 26,4-3640,0 \cdot 10^{-3}$ мкм² и на рисунке 2.4.4 (б) – фазовые проницаемости для образцов-неколлекторов. По изученным образцам величина остаточной водонасыщенности на образцах-коллекторах изменяется от 0,16 д.ед. до 0,361 д.ед., а среднее значение составляет 0,258 д.ед. Величина остаточной нефтенасыщенности изменяется от 0,103 д.ед. до 0,236 д.ед., а среднее значение составляет 0,180 д.ед.

В таблице 2.4.2 приведена характеристика ФЕС образцов задействованных в эксперименте. На рисунке 2.4.5 показана связь остаточной водо- и нефтенасыщенности с пористостью и проницаемостью по замерам обеих лабораторий.

Коэффициент вытеснения нефти водой

Определение коэффициента вытеснения нефти пластовой водой в лаборатории ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнялось на установке LXRT-400T нагнетанием пластовой воды в нефтенасыщенный образец в режиме постоянного расхода до достижения 10-кратной промывки порового объема.

В Лаборатория ТОО «Стратум-КЭР» вытеснение нефти из образца было проведено методом центрифугирования с постоянной заданной скоростью при температуре 38 °С и давления обжима 6,5 МПа до прекращения выхода нефти.

Коэффициент вытеснения нефти водой рассчитывался по формуле

$$\beta_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{н.выт}}}{V_{\text{н.нач}}}, -$$

Для моделирования процесса вытеснения было отобрано 10 образцов керна из верхнедаульской подсвиты. В таблице 2.4.3 приведены результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой, рассчитанного двумя способами: $K_{\text{выт}}^1$ по значениям остаточной нефти и воды в образце и $K_{\text{выт}}^2$ – по начальному и вытесненному объемам нефти. По первому способу коэффициент вытеснения изменяется от 0,652 д.ед. до 0,791 д.ед., составляя в среднем 0,713 д.ед. и по второму способу – изменяется от 0,647 д.ед. до 0,788 д.ед., составляя в среднем 0,703 д.ед. Близкие диапазоны и средние значения



коэффициентов вытеснения, определённые разными способами, позволяют считать полученные коэффициенты вытеснения достоверными

Определение смачиваемости по методу Амотта

Метод Амотта основан на самопроизвольном впитывании керном флюида и принудительном вытеснении нефти и воды из него. Испытания начинают при остаточной нефтенасыщенности. Показатель смачиваемости Амотта выражается в виде относительного параметра: из отношения объемов нефти, вытесненных водой, вычитают отношение объемов воды, вытесненных нефтью.

Эксперимент выполнен на 10 образцах керна скважины КМ-4. В таблице 2.4.4 приведены результаты анализа смачиваемости по Амотту. Рассчитанные значения параметра смачиваемости в диапазоне от 0,15 до 0,19 соответствуют гидрофильным.

Таблица 2.4. 2-Результаты определения фазовых проницаемостей

Сква- жина	Номер образца	Гори- зонт	Глу-бина отбора образца, м	Порис- тость, %	К _{пр} по газу, *10 ⁻³ мкм ²	К _{пр} по воде, *10 ⁻³ мкм ²	К _{пр} по нефти, *10 ⁻³ мкм ²	К _{во} , д.ед.	К _{но} , д.ед.
КМ-4	050411020K03H	М-0-2	784,27	21,5	91,6	37,2	53,2	0,31	0,203
	050411033K04H	М-0-2	797,35	28,8	596,6	221	293,0	0,235	0,209
	050411063K03H	М-0-3	827,85	26,2	333,6	95,3	121,0	0,239	0,213
	050411066K01H	М-0-3	830,72	28,3	30,3	13,7	17,3	0,344	0,219
	050411079K02H	М-0-4	846,94	27,3	27,7	10,2	13,2	0,322	0,236
	050411096K01H	М-0-5	863,78	27,8	27,7	12,3	16,3	0,329	0,233
	050411105K04H	М-0-5	872,75	30,4	404,6	165,1	186,5	0,275	0,174
	050411117K03H	М-0-5	884,67	30,9	2880,0	9960,0	1320,0	0,196	0,168
	050411134K04H	М-0-6-1	909,53	29,8	171,2	76,3	89,2	0,278	0,211
	050411137K02H	М-0-6-1	911,99	30,8	106,3	41,2	56,9	0,273	0,222
	050411060K06H	М-0-3	825,49	19,5	115,4	42,1	53,1	0,299	0,21
	050411064K01H	М-0-3	828,73	28,9	930,4	412,0	572,0	0,213	0,175
	050411064K07H	М-0-3	829,28	18,1	242,3	87,3	105,3	0,26	0,188
	050411093K01H	М-0-5	860,95	27,5	16,7	3,7	6,7	0,361	0,235
	050411103K01H	М-0-5	870,30	29,5	426,3	157,2	196,0	0,225	0,202
Б-1	11ds	М-0-4	859,22	24,3	667,0	-	-	0,172	0,140
	20ds	М-0-4	863,41	34,3	3640,0	-	-	0,160	0,110
Б-5	9	М-0-1	765,51	16,9	2,2	-	-	0,730	0,097
	10	М-0-1	766,28	9,35	0,09	-	-	0,746	0,149
Б-7	43	М-0-2	800,91	10,1	0,15	-	-	0,813	0,075
	44ds	М-0-2	801,65	5,2	0,05	-	-	0,864	0,103
Б-9	29ds	М-0-2	801,86	15,0	26,4	-	-	0,352	0,114
	32ds	М-0-2	803,18	16,8	280,0	-	-	0,243	0,172
Б-10	17	М-0-2	834,04	32,0	944,0	-	-	0,812	0,075
	22	М-0-6-1	927,22	28,2	140,0	-	-	0,233	0,148
	27	М-0-6-1	929,26	25,0	38,0	-	-	0,357	0,125
КМ-4_1	46	М-0-3	832,45	33,3	1488,0	-	-	0,192	0,178
	49ds	М-0-3	833,19	29,7	891,0	-	-	0,209	0,180
	51	М-0-3	833,90	26,1	293,0	-	-	0,257	0,169
	54	М-0-3	834,93	29,6	456,0	-	-	0,221	0,103
	55	М-0-3	835,12	29,8	199,0	-	-	0,214	0,144



Таблица 2.4. 3-Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

Номер образца	$K_{пр}$, д.ед.	$K_{пр}$ по газу, мД	$K_{пр}$ по воде, мД	$K_{пр}$ по нефти, мД	Коэффициент остаточной водонасыщенности, д.ед.	Коэффициент остаточной нефтенасыщенности, д.ед.	Коэффициент вытеснения ($K_{выт}^1$), д.ед.	Коэффициент вытеснения ($K_{выт}^2$), д.ед.
020K03H	0,22	91,6	37,2	293,0	0,235	0,209	0,727	0,667
033K04H	0,29	596,6	221,0	293,0	0,235	0,209	0,727	0,704
063K03H	0,26	333,6	95,3	121,2	0,239	0,213	0,720	0,724
066K01H	0,28	30,3	13,7	17,3	0,344	0,219	0,666	0,667
079K02H	0,27	27,7	10,2	13,2	0,322	0,236	0,652	0,647
096K01H	0,28	27,7	12,3	16,3	0,329	0,233	0,653	0,657
105K04H	0,30	404,6	165,1	186,5	0,275	0,174	0,760	0,764
117K03H	0,31	2880,0	996,0	1320,0	0,196	0,168	0,791	0,788
134K04H	0,30	171,2	76,3	89,2	0,178	0,211	0,743	0,708
137K02H	0,31	106,3	41,2	56,9	0,273	0,222	0,695	0,699

Таблица 2.4. 4-Соотношение воды и нефти индекса смачиваемости по Амотту

№№ п/п	Интервал, м	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
		Самопроизвольное	Принудительное	Самопроизвольное	Принудительное		
		выход нефти, мл	выход нефти, мл	выход воды, мл	выход воды, мл		
1	846,94	2,00	7,20	1,04	9,34	0,17	гидрофильный
2	863,78	2,01	7,19	1,06	9,45	0,17	гидрофильный
3	830,72	1,93	7,07	1,08	9,64	0,16	гидрофильный
4	784,27	1,57	5,93	0,84	7,53	0,15	гидрофильный
5	911,99	2,21	8,59	1,16	10,4	0,15	гидрофильный
6	909,53	2,18	8,42	1,17	10,42	0,15	гидрофильный
7	827,85	2,28	7,72	1,04	9,30	0,18	гидрофильный
8	872,75	1,11	3,89	0,57	5,13	0,17	гидрофильный
9	797,35	2,53	8,47	1,14	10,23	0,19	гидрофильный
10	884,67	2,80	9,20	1,25	11,17	0,19	гидрофильный



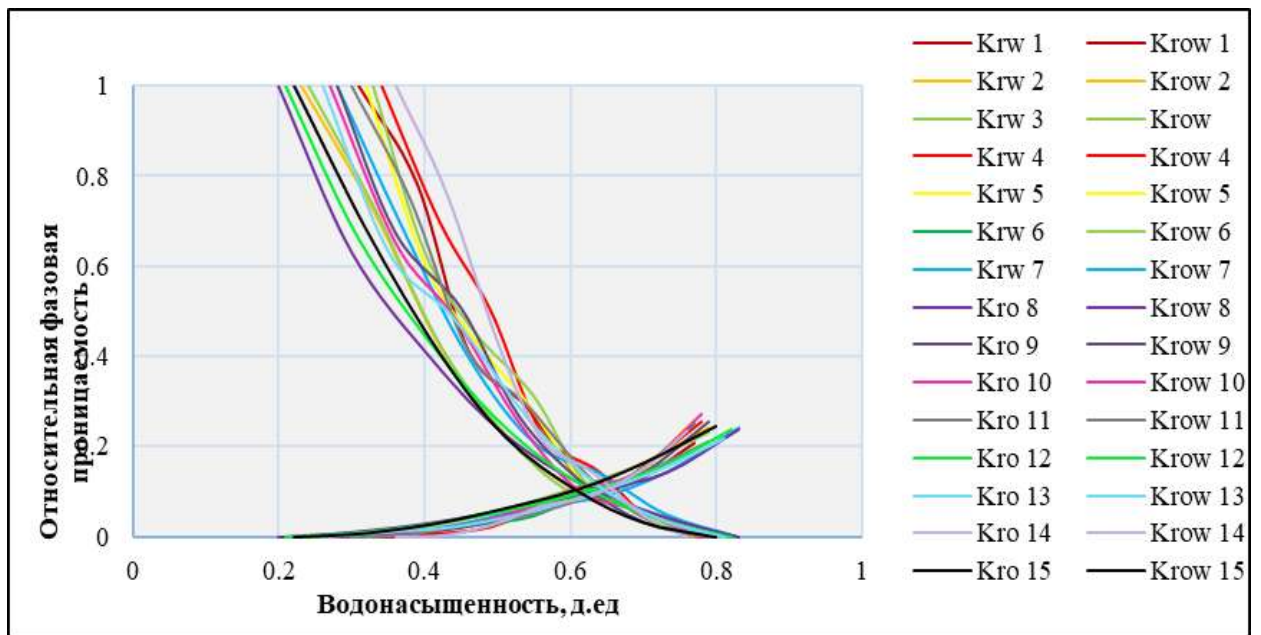


Рисунок 2.4. 3-Кривые относительной фазовой проницаемости в системе «нефть-вода»

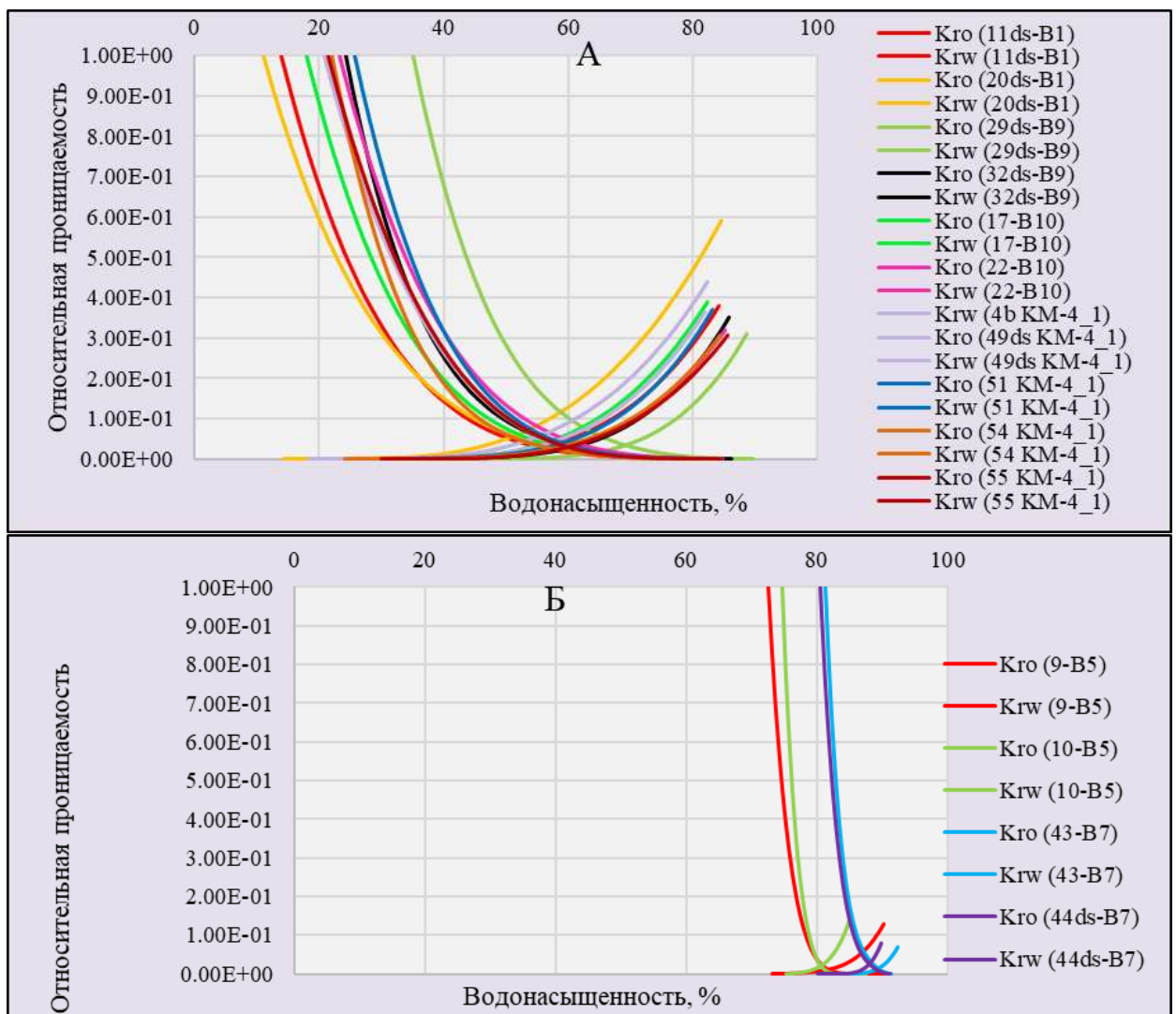


Рисунок 2.4. 4-Кривые относительной фазовой проницаемости в системе «нефть-вода»



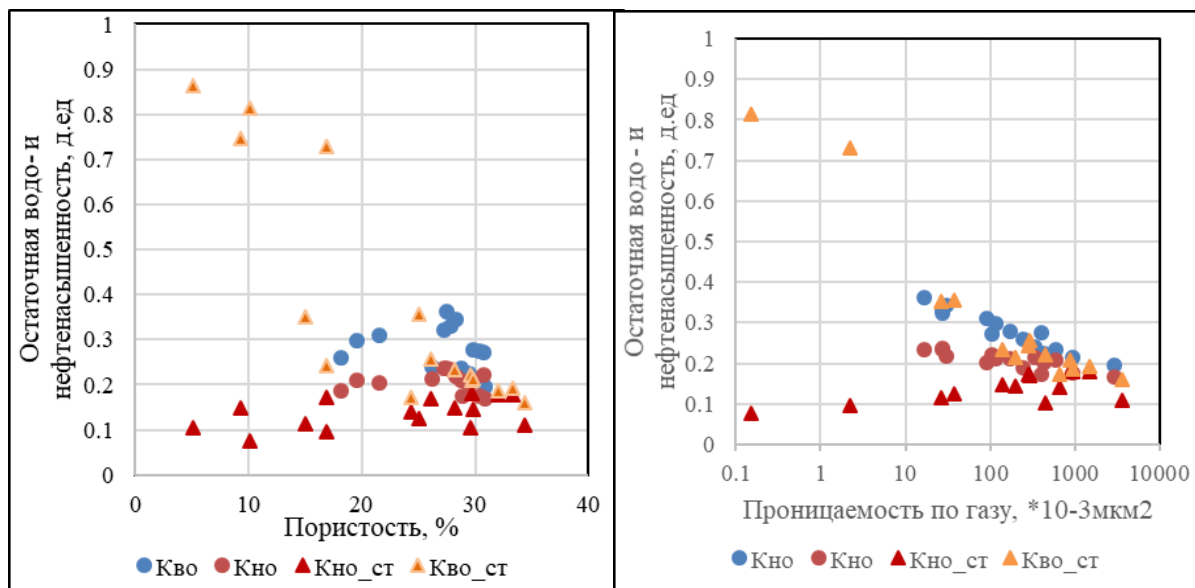


Рисунок 2.4. 5-Сопоставление остаточной нефти и водонасыщенности с пористостью и проницаемостью достигнутой при двухфазном потоке

2.5. Запасы нефти и газа

Первооткрывательницей месторождения Бестобе является скважина КМ-4, где из отложений даульской подсвиты нижнего мела и палеозоя получены притоки нефти.

В 2022 г. в результате обобщения и комплексного анализа существующего объема геолого-геофизических и промысловых данных, включающих материалы сейсморазведочных работ, бурения, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин, лабораторного исследования коллекторов и флюидов, выполнен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Бестобе в Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.09.2022 г.)» (18).

Вышеназванный отчет по подсчету запасов УВС на месторождении Бестобе послужил основой для разработки настоящего проектного документа на промышленную разработку месторождения.

В таблице 2.5.1 представлены начальные и остаточные запасы нефти и растворенного газа как по продуктивным горизонтам, так и в целом по месторождению Бестобе.



Таблица 2.5.1-Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа

Залежь	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Нефтенасыщенный объем, тыс.м ³	Коэффициент открытой пористости доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Пересчетный коэффициент нефти, доли ед.	Плотность нефти, г/см ³	Начальные балансовые запасы нефти, тыс.	Утвержденный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Добыча нефти на 01.10.2023 г., тыс.т	Остаточные запасы нефти, тыс.т		Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т	Начальные запасы газа, растворенного в нефти, млн.м ³		Добыча растворенного газа на 01.10.2023 г. млн м ³	Остаточные запасы растворенного газа, млн.м ³		
														балан- совые	извлека- емые		балан- совые	извлека- емые		балан- совые	извлека- емые	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Горизонт М-0-1																						
Б-1, Б-5, Б-7, Б-9, Б-10, КМ-4, КМ-4_1	ЧНЗ	C ₁	4615,95	5,37	24779,48	0,23	0,53	0,746	0,771	1737	0,468	813	-	-	-	110,9	192,6	90,2	-	-	-	
		C ₂	1506,08	5,25	7901,86	0,23	0,53	0,746	0,771	554	0,351	194	-	-	-	110,9	61,4	21,5	-	-	-	
	ВНЗ	C ₁	285,09	6,29	1792,78	0,23	0,53	0,746	0,771	126	0,468	59	-	-	-	110,9	14	6,5	-	-	-	
		C ₂	2377,23	4,18	9934,88	0,23	0,53	0,746	0,771	697	0,351	245					77,3	27,2				
Итого по горизонту		C ₁	4901,04		26572,26					1863		872	8,7	1854,3	863,3		206,6	96,7	0,92	205,68	95,78	
		C ₂	3883,31		17836,74					1251		439	-	1251	439		138,7	48,7	-	138,7	48,7	
		C ₁ +C ₂	8784,35		44409,00					3114		1311		3105,3	1302,3		345	145		344,38	144,48	
Горизонт М-0-2																						
КМ-4_1	ВНЗ	C ₂	652,07	2,37	1544,7	0,25	0,49	0,905	0,756	129	0,265	34	-	-	-	99,26	12,8	3,4	-	-	-	
Итого по залежи		C ₂	652,07		1544,7					129		34	-	-	-		12,8	3,4	-	-	-	
Б-7, Б-9	ВНЗ	C ₁	861,94	3,42	2950	0,25	0,49	0,905	0,756	247	0,353	87	-	-	-	99,26	24,5	8,6	-	-	-	
Итого по залежи		C ₁	861,94		2950					247		87	-	-	-		24,5	8,6	-	-	-	
КМ-4, Б-1	ВНЗ	C ₂	1153,00	4,12	4750,3	0,25	0,49	0,905	0,756	398	0,265	105				99,26	39,5	10,4				
Итого по залежи		C ₂	1153,00		4750,3					398		105					39,5	10,4				
Итого по горизонту		C ₁	861,94		2950					247		87	1,4	245,6	85,6		24,5	8,6	0,2	24,3	8,4	
		C ₂	1805,07		6295					527		139	-	527	139		52,3	13,8	-	52,3	13,8	
		C ₁ +C ₂	2667,01		9245,00					774		226		772,6	224,6		77	22		76,6	22,2	
Горизонт М-0-3																						
КМ-4_1	ВНЗ	C ₁	805,73	6,92	5577,77	0,27	0,53	0,905	0,774	559	0,307	172	-	-	-	91,877	51,4	15,8	-	-	-	
Итого по залежи		C ₁	805,73		5577,77					559		172	-	-	-		51,4	15,8	-	-	-	
КМ-4	ВНЗ	C ₁	339,78	4,52	1536,23	0,27	0,53	0,905	0,774	154	0,307	47	-	-	-	91,877	14,1	4,3	-	-	-	
Итого по залежи		C ₁	339,78		1536,23					154		47	-	-	-		14,1	4,3	-	-	-	
Итого по горизонту		C ₁	1145,51		7114					713		219	0,79	712,2	219		65,5	20,1	-	65,5	20,1	
Горизонт М-0-4																						
Б-1, Б-7	ВНЗ	C ₁	1355,68	2,55	3453,78	0,24	0,49	0,905	0,764	281	0,287	81	-	-	-	87,127	24,5	7,1	-	-	-	
		C ₂	142,10	0,82	116,22	0,24	0,49	0,905	0,764	9	0,215	2	-	-	-	87,127	0,8	0,2	-	-	-	
Итого по горизонту		C ₁	1355,68		3453,78					281		81	0,002	281	81		24,5	7,1	-	24,5	7,1	
		C ₂	142,10		116,22					9		2	-	9	2		0,8	0,2	-	0,8	0,2	
		C ₁ +C ₂	1497,78		3570					290		83		290	83		25	7		25	7	
Горизонт М-0-5																						
Б-9, КМ-4_1	ВНЗ	C ₂	1446,81	9,54	13801,1	0,25	0,48	0,905	0,764	1145	0,353	404	-	-	-	82,905	94,9	33,5	-	-	-	
Итого по залежи		C ₂	1446,81		13801,1					1145		404	-	-	-		94,9	33,5	-	-	-	
Б-1, Б-5, Б-7, КМ-4	ВНЗ	C ₁	1677,74	13,97	23438	0,25	0,48	0,905	0,764	1945	0,470	914	-	-	-	82,905	161,3	75,8	-	-	-	
		C ₂	414,98	8,19	3397,17	0,25	0,48	0,905	0,764	282	0,353	99	-	-	-	82,905	23,4	8,2	-	-	-	
Итого по залежи		C ₁	1677,74		23438					1945		914	-	-	-		161,3	75,8	-	-	-	
		C ₂	414,98		3397,17					282		99	-	-	-		23,4	8,2	-	-	-	
Б-10	ВНЗ	C ₂	1247,63	10,87	13557,73	0,25	0,49	0,905	0,764	1225	0,328	397	-	-	-	82,905	93,3	32,9	-	-	-	
Итого по залежи		C ₂	1247,63		13557,73					1225		397	-	-	-		93,3	32,9	-	-	-	
Итого по горизонту		C ₁	1677,74		23438					1945		914	2,6	1942,44	911,44		161,3	75,8	-	161,3	75,8	
		C ₂	3109,42		30756,0					2552		900	-	2552,00	900,00		211,6	74,6	-	211,6	74,6	
		C ₁ +C ₂	4787,16		54194					4497		1814		4494,44	1811,44		373	150		373	150	



Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Горизонт М-0-6																					
Б-5, КМ-4	ЧНЗ	C ₁	464,39	1,72	798,18	0,23	0,46	0,905	0,764	58	0,371	22	-	-	-	77,1	4,5	1,7	-	-	-
	ВНЗ	C ₁	14,37	1,81	25,94	0,23	0,46	0,905	0,764	2	0,371	1	-	-	-	77,1	0,2	0,1	-	-	-
Итого по залежи		C ₁	478,76		824,12					60		23	-	-	-		4,7	1,8	-	-	-
Б-10	ЧНЗ	C ₂	654,89	1,21	1448,47	0,23	0,46	0,905	0,764	106	0,278	29	-	-	-	77,1	8,2	2,2	-	-	-
	ВНЗ	C ₂	154,27	1,02	157,43	0,23	0,46	0,905	0,764	12	0,278	3	-	-	-	77,1	0,9	0,2	-	-	-
Итого по залежи		C ₂	809,16		1605,9					118		32	-	-	-		9,1	2,4	-	-	-
Итого по горизонту		C ₁	478,76		824,12					60		23	0,013	59,99	22,99		4,7	1,8	-	4,7	1,8
		C ₂	809,16		1605,9					118		32	-	118,00	32,00		9,1	2,4	-	9,1	2,4
		C ₁ +C ₂	1287,92		2430,02					178		55		177,99	54,99		14	4		14	4
Горизонт М-0-6-1																					
Б-9 и КМ-4_1	ВНЗ	C ₂	833,4	6,51	5425,7	0,28	0,45	0,905	0,764	473	0,350	166	-	-	-	73,406	34,7	12,2	-	-	-
Итого по залежи		C ₂	833,4		5425,7					473		166	-	-	-		34,7	12,2	-	-	-
Б-1, Б-5,	ВНЗ	C ₁	1563,99	5,38	8411	0,28	0,45	0,905	0,764	742	0,467	347	-	-	-	73,406	54,5	25,5	-	-	-
Итого по залежи		C ₁	1563,99		8411					742		347	-	-	-		54,5	25,5	-	-	-
Б-10	ВНЗ	C ₂	1262,76	10,19	12872,92	0,28	0,45	0,905	0,764	1121	0,350	393	-	-	-	73,406	82,3	28,8	-	-	-
Итого по залежи		C ₂	1262,76		12872,92					1121		393		-	-		82,3	28,8	-	-	-
Итого по горизонту		C ₁	1563,99		8411					742		347	-	742	347		54,5	25,5	-	54,5	25,5
		C ₂	2096,16		18298,62					1594		559	-	1594	559		117	41,0	-	117	41,0
		C ₁ +C ₂	3660,15		26709,62					2336		906		2336	906		171,5	66,5		171,5	66,5
Горизонт М-0-7																					
Б-10	ВНЗ	C ₁	1019,96	3,58	3650,93	0,21	0,48	0,807	0,788	234	0,318	74	-	-	-	64,5	15,1	4,8	-	-	-
Итого по залежи		C ₁	1019,96		3650,93					234		74	-	-	-		15,1	4,8	-	-	-
КМ-4	ВНЗ	C ₁	400,37	5,24	2097,15	0,21	0,48	0,807	0,788	134	0,318	43	-	-	-	64,5	8,6	2,8	-	-	-
		C ₂	302,62	1,92	579,92	0,21	0,48	0,807	0,788	37	0,239	9	-	-	-	64,5	2,4	0,6	-	-	-
Итого по залежи		C ₁	400,37		2097,15					134		43	-	-	-		8,6	2,8	-	-	-
		C ₂	302,62		579,92					37		9	-	-	-		2,4	0,6	-	-	-
Итого по горизонту		C ₁	1420,33		5748,08					368		117	0,034	368	117		23,7	7,6	0,8	22,9	6,8
		C ₂	302,62		579,92					37		9	-	37	9		2,4	0,6	-	2,4	0,6
		C ₁ +C ₂	1722,95		6328					405		126		405	126		26	8		25,3	7,4
Горизонт М-0-8																					
Б-9, КМ-4_1	ЧНЗ	C ₁	772	1,29	995,43	0,22	0,43	0,807	0,838	64	0,373	24	-	-	-	58,629	3,8	1,4	-	-	-
	ВНЗ	C ₂	110,55	4,62	510,52	0,22	0,43	0,807	0,838	33	0,280	9	-	-	-	58,629	1,9	0,5	-	-	-
Итого по залежи		C ₁	772		995,43					64		24	-	-	-		3,8	1,4	-	-	-
		C ₂	110,55		510,52					33		9	-	-	-		1,9	0,5	-	-	-
Б-5, КМ-4	ВНЗ	C ₁	1242,94	3,33	4134,13	0,22	0,43	0,807	0,838	264	0,373	98	-	-	-	58,629	15,5	5,7	-	-	-
		C ₂	164,27	1,98	325,63	0,22	0,43	0,807	0,838	21	0,280	6	-	-	-	58,629	1,2	0,4	-	-	-
Итого по залежи		C ₁	1242,94		4134,13					264		98	-	-	-		15,5	5,7	-	-	-
		C ₂	164,27		325,63					21		6	-	-	-		1,2	0,4	-	-	-
Б-10	ВНЗ	C ₂	223,92	7,95	1780,74	0,22	0,43	0,807	0,838	114	0,280	32				58,629	6,7	1,9			
Итого по залежи		C ₂	223,92		1780,74					114		32					6,7	1,9			
Итого по горизонту		C ₁	2125,5		5129,56					328		122	0,008	328	122		19,3	7,1	-	19,3	7,1
		C ₂	498,74		325,63					168		47	-	168	47		9,8	2,8	-	9,8	2,8
		C ₁ +C ₂	2624,24		5455,19					496		169		496	169		29	10		29	10
Горизонт PZ																					
КМ-4	ВНЗ	C ₂	884	1,9	1711	0,13	0,83	0,807	0,788	117	0,319	37	0,003	117	37	55,99	6,6	2,1	-	-	-
Итого по горизонту		C ₂	884		1711					117		37	0,003	117	37		6,6	2,1	-	6,6	2,1
Всего по месторождению		C ₁	15300		83641					6547		2782	13,5	6533,50	2768,50		585	250	1,92	583	248
		C ₂	13531		77525					6373		2164	0,003	6373,00	2164,00		548	186	-	548	186
		C ₁ +C ₂	29061		161166					12920		4946		12906,50	4932,50		1133	437		1131,08	434,08



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

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

3.1.1. Результаты опробования и гидродинамических исследований скважин

Испытание перспективных интервалов в процессе бурения поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин не проводилось.

После разработки и утверждения второго дополнения к проекту пробной эксплуатации (17), бурение новых скважин не производилось, лишь дополнительно опробованы два интервала в существующих скважинах Б-1 и Б-7.

При получении фонтанирующих притоков проводились режимные исследования методом установившихся отборов (МУО) – последовательная замена штуцеров различного диаметра. При отсутствии фонтанного притока исследования проводились методом прослеживания уровней (МПУ) – компрессированием, свабированием и установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН). Вне зависимости от способа опробования, исследования производились методом не установившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД).

Всего в период разведки проведено 10 ГДИ методом регистрации КВД в скважинах КМ-4, Б-7, Б-10 и КМ-4_1.

Всего ГДИ МУО проведено два исследования в скважинах КМ-4 и Б-10.

Ниже приведены результаты опробования скважин.

После спуска и цементирования эксплуатационной колонны в семи скважинах были опробованы 26 объектов. Вторичное вскрытие перспективных интервалов для обеспечения их сообщения со скважиной проведено при помощи перфоратора типа ПК-114 ORION 102-04-RDX и DYNAWELLHMXDP-3, плотность перфорации на погонный метр которой составляет 15-16 отверстий. Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) наружного диаметра 73 мм спускалась на глубину 10-15 м выше верхних отверстий перфорации.

Опробование проводилось по схеме: «снизу-вверх», т.е. сначала исследовался низелегающий интервал, а после изоляции установкой цементного моста – самостоятельно исследовался вышезалегающий интервал и т.д.

В скважине КМ-4 было опробовано 10 объектов.

Первый интервал опробования (горизонт Pz). Опробование интервалов 1012-1021 м, 1026,5-1037,0 м и 1045-1056 м было проведено в период с «24» октября по «02»



ноября 2017 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 488 отверстия (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 1186,6 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием. В процессе освоения было проведено 115 рейсов сваби́рования, при котором извлечено 75,3 м³ воды.

Второй интервал опробования (горизонт Pz). Опробование интервала 993,2-1000,0 м было произведено в период с «03» ноября по «21» ноября 2017 гг. В интервале опробования всего было прострелено 109 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 1006 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием. В процессе опробования было сначала произведено 10 рейсов сваби́рованием, при котором извлечено 4,25 м³ воды. «09» ноября 2017 г. призабойная зона скважины (ПЗС) была обработана соляной кислотой (СКО), после чего приток увеличился до 17,04 м³ (нефти 4,6 м³ и воды – 12,44 м³) за 42 рейса свабом. Далее, в период с «15» по «19» ноября 2017 гг. вызов притока в скважину осуществлялся при помощи струйного насоса, при котором объем притока составил 4,42 м³ (нефти 0,2 м³ и воды – 4,22 м³).

«17» ноября 2017 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 605 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (993,2 м) составило 8,6 МПа, температура – 40,4 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 1,36 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 29,1 мД; пьезопроводность – 2031 см²/с; коэффициент продуктивности – 1,14 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 4,0, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 70 м.

Повторное исследование регистрацией КВД проведено с «19» по «20» ноября 2017 г. Манометр был спущен на глубину 932 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (993,2 м) составило 8,8 МПа, температура – 40,4 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики, которые несколько отличаются по сравнению с предыдущим исследованием: гидропроводность составила 1,50 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 14,3 мД; пьезопроводность – 1755 см²/с; коэффициент продуктивности – 1,31 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 2,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 53 м.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-8). Опробование интервала 975,0-978,5 м было проведено в период с «23» по «28» ноября 2017 гг. В интервале опробования



всего было прострелено 56 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 984 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компресси́рованием. В процессе опробования было произведено 34 рейса сваби́рования, при котором извлечено 21,18 м³ воды с «пленкой» нефти. В процессе компресси́рования извлечено 8,67 м³ воды с «пленкой» нефти.

Четвертый интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервалов 958,5-961,3 м и 963,5-966,0 м было проведено в период с «29» по «30» ноября 2017 гг. В интервале опробования всего было прострелено 85 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 974 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием. В процессе опробования было произведено 39 рейсов сваби́рованием, при котором извлечено 15,81 м³ технической воды без признаков нефти.

Пятый интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервалов 926,3-927,4 м, 935,0-941,6 м, 947,0-948,0 м, 958,5-961,3 м и 963,5-966,0 м было проведено в период с «02» по «12» декабря 2017 гг. Верхние три интервала были достреляны. В интервалах опробования всего было прострелено 130 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 974 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием. В процессе совместного опробования вышеуказанных интервалов извлечено всего 44,53 м³ жидкости, из которых нефти – 11,76 м³. Время отработки составило 36 часов. Расчетный дебит нефти и воды составили соответственно 7,8 м³/сут и 21,8 м³/сут.

В период с «06» по «08» декабря 2017 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 926,3 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (926,3 м) составило 3,6 МПа, температура – 39,8 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 0,86 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 15,1 мД; пьезопроводность – 144 см²/с; коэффициент продуктивности – 0,58 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 0,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Необходимо отметить, что пластовое давление, приведенное к верхним отверстиям перфорации, составило 3,6 МПа, что значительно ниже гидростатического. По всей вероятности, давление не характеризует естественное энергетическое состояние продуктивного пласта, поэтому в дальнейших расчетах пренебрегается.



Шестой интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервалов 926,3-927,4 м, 935,0-941,6 м, 941,6-944,6 м (дострел) и 947,0-948,0 м было проведено в период с «14» декабря 2017 г. по «04» января 2018 г. В интервалах опробования всего было прострелено 48 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 948 м.

Освоение осуществлено сваби́рованием и установкой ЭЦН. В процессе совместного опробования вышеуказанных интервалов извлечено всего 8,5 м³ воды и 6,34 м³ нефти. Время отработки составило 49,5 часов. Расчетный дебит нефти и воды составили соответственно 3,1 м³/сут и 4,1 м³/сут.

Седьмой интервал опробования (горизонт М-0-6). Опробование интервалов 895,0-905,0 м и 905,0-910,0 м было проведено в период с «05» по «12» января 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 240 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 921 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компресси́рованием. В процессе опробования извлечено всего 16,4 м³ технической воды с «пленкой» нефти за 42 рейса сваби́рования и 14,45 м³ технической воды с «пленкой» нефти – компресси́рованием.

Восьмой интервал опробования (горизонт М-0-5). Опробование интервалов 862,1-873,0 м и 862,1-865,0 м (перестрел) было проведено в период с «14» января по «01» марта 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 222 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 893 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и установкой ЭЦН. В процессе опробования извлечено всего 149,09 м³ пластовой воды и 7,08 м³ нефтяной эмульсии.

В период с «21» по «26» января 2018 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 862,1 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (862,1 м) составило 9,2 МПа, температура – 39,9 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 1,13 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 11,2 мД; пьезопроводность – 49 см²/с; коэффициент продуктивности – 0,78 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 1,0, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Девятый интервал опробования (горизонт М-0-3). Опробование интервала 822,0-827,4 м и 822,0-827,4 м (перестрел) было проведено в период с «03» марта по «05» апреля 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 183 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 852,5 м.



Вызов притока осуществлен свабированием и установкой ЭЦН. В процессе опробования извлечено всего 72,55 м³ пластовой воды и 11,11 м³ нефтяной эмульсии.

В период с «17» по «23» марта 2018 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 821 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (862,1 м) составило 7,6 МПа, температура – 37,3°С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 0,32 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 1,8 мД; пьезопроводность – 219 см²/с; коэффициент продуктивности – 0,21 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 1,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Десятый интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервалов 764,0-767,0 м и 762,0-767,7 м (дострел) было проведено в период с «07» апреля по «25» мая 2018 гг. В интервалах опробования всего было прострелено 80 отверстий (16 отв./пог.м.). Искусственный забой был установлен на глубине 815 м.

При опробовании вышеуказанных интервалов был получен фонтанный приток нефти и газа. Из интервала 764,0-767,0 м был получен приток нефти объемом 106,91 м³ и газа 15293,3 м³ за 75 часов, а из интервала 762,0-767,7 м получен приток нефти объемом 1153,08 м³ и газа 258173,05 м³ за 952,5 часа.

В период с «09» по «11» апреля 2018 г. на скважине проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 760 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (762 м) составило 7,4 МПа, температура – 35,7 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 26,7 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 85 мД; пьезопроводность – 25 см²/с; коэффициент продуктивности – 20,4 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 2,6, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 35,3 м.

В период с «17» по «26» апреля 2018 г. на скважине проведено исследование регистрацией КВД. Перед проведением режимных исследований, скважина эксплуатировалась на 7 мм диаметре штуцера в течение 4-х суток, после чего закрыли для регистрации КВД. Манометр был спущен на глубину 762 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (762 м) составило 7,4 МПа, температура – 35,2 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 14,4 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 46 мД; пьезопроводность – 20 см²/с; коэффициент продуктивности – 11,4 м³/[сут*МПа].



Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 1,7, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС, радиус исследования составил 29,4 м.

Далее провели режимные исследования с последовательной сменой штуцеров различного диаметра – 3 мм, 5 мм и 7 мм. Пластовое давление составило 7,4 МПа, при изменении забойных давлений от 6,6 МПа до 4,1 МПа, дебит скважины по нефти изменялся от 8,2 м³/сут до 36,7 м³/сут. Средний коэффициент продуктивности составил 11,4 м³/[сут*МПа].

В опережающей добывающей **скважине Б-1** было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-4). Опробование интервалов 859,1-860,3 м и дострел интервала 860,3-863,3 м было проведено в период с «26» июля по «04» августа 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 67 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 868,0 м. Гидростатическое давление составило 8,5 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компресси́рованием.

При сваби́ровании из интервала 859,1-860,3 м был получен приток воды объемом 40,77 м³ плотностью 1,0 г/см³. При компресси́ровании того же интервала получен приток воды объемом 29,46 м³ плотностью 1,0 г/см³. После дострела интервала 860,3-863,3 м и совместном опробовании сваби́рованием получен приток воды объемом 17,78 м³.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-2). Опробование интервалов 815,0-818,3 м и 820,0-825,0 м, а также дострел интервала 796,0-811,4 м было проведено в период с «05» по «13» августа по 2019 гг. В интервалах опробования, с учетом дострела всего было простреляно 246 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 843,9 м. Гидростатическое давление составило 8,3 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервалов 815,0-818,3 м и 820,0-825,0 м получен приток воды объемом 31,04 м³ плотностью 1,0 г/см³. После дострела интервала 796,0-811,4 м и совместном опробовании интервалов получен приток воды объемом 33,84 м³ плотностью 1,0 г/см³. Гидростатическое давление составило 8,2 МПа.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-4). Опробование интервала 855,5-857,4 м было проведено в период с «07» января по «27» января 2021 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 23 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 869,6 м. Гидростатическое давление составило 8,5 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компресси́рованием.



При свабиrowании был получен приток воды объемом 4,52 м³ плотностью 1,01 г/см³. При компрессировании того же интервала получен приток воды с нефтью. Дебит нефти составил 1,3 м³/сут плотностью 0,78 г/см³.

В опережающей добывающей **скважине Б-5** было опробовано два объекта.

Первый интервал опробования (горизонты М-0-8 и М-0-6). Опробование интервала 975,0-980,0 м и дострел интервала 908,0-910,5 м было проведено в период с «12» июня по «04» июля 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 80 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1028,1 м. Гидростатическое давление составило 9,9 МПа.

Вызов притока осуществлен свабиrowанием и компрессированием.

При опробовании интервала 975,0-980,0 м притока не было получено. «14» июня 2019 г. проведена соляно-кислотная обработка (СКО), при которой закачано 3 м³ раствора: приток отсутствовал.

«22» июня проведен гидравлический разрыв пласта (ГРП), при котором закачано 15 т проппанта: получены продукты реакции с «пленкой» нефти. Всего был получен приток 115,0 м³ жидкости, из которых 26,357 м³ нефти.

После дострела интервала 908,0-910,5 м и совместном опробовании интервалов был получен приток нефти объемом 3,256 м³ плотностью 0,775 г/см³.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 765,4-770,0 м было проведено в период с «07» по «18» декабря 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 74 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 903,7 м. Гидростатическое давление составило 7,6 МПа.

Вызов притока осуществлен свабиrowанием.

«06» декабря 2019 г. в скважине проведен ГРП, при котором закачано всего 5 т проппанта, в результате получен приток распавшегося геля объемом 38,36 м³.

В опережающей добывающей **скважине Б-7** было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонты М-0-5 и М-0-6). Одновременное опробование интервалов 873,8-876,3 м и 915,5-917,5 м было проведено в период с «16» по «29» июня 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 74 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 987,0 м. Гидростатическое давление составило 7,4 МПа.

Вызов притока осуществлен свабиrowанием и механизированным способом (ВШГН).



При опробовании в период с «16» по «20» июня 2019 г. из интервалов было отобрано 25,73 м³ нефти. Далее в период с «20» по «28» июня 2019 г. скважина начала периодически переливать нефтью, при котором всего было извлечено 50,255 м³.

В период с «25» по «26» июня 2019 г. при помощи ВШГН (50 об/мин) было извлечено 10,71 м³ нефти, «28» июня 2019 г. при ВШГН (90 об/мин) было извлечено 16,485 м³ нефти.

В период с «20» по «23» июня 2019 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 850,0 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (873,8 м) составило 8,2 МПа, температура – 37,2 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 7,7 мкм²*см/[МПа*с]; проницаемость – 13,9 мД; пьезопроводность – 54,8 см²/с; коэффициент продуктивности – 6,40 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 2,8, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 705,0-711,5 м было проведено в период с «20» по «29» сентября 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 72 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 806,0 м. Гидростатическое давление составило 7,0 МПа.

Вызов притока осуществлен свабированием.

При опробовании интервала свабированием с «21» по «22» сентября 2019 г. было извлечено нефти объемом 21,2 м³ плотностью 0,74-0,76 г/см³. Далее в период с «22» по «27» сентября 2019 г. скважина начала фонтанировать нефтью, при котором было извлечено 61,4 м³.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-4). Опробование интервалов 853,8-857,8 м и 874,0-878,0 м было проведено в период с «28» октября по «12» ноября 2020 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 12 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 905,0 м. Гидростатическое давление составило 7,3 МПа.

Вызов притока осуществлен механизированным способом (ВШГН).

При опробовании в период с «28» по «29» октября 2020 г. из интервалов получен приток нефти с пластовой водой. «30» октября 2020 г. проведены работы по определению профиля притока (ОПП), после которого принято решение об изоляции интервала 874,0-878,0 и реперфорации интервала 853,8-857,8 м.



«04» ноября 2020 г. при помощи ВШГН (110 об/мин) было извлечено 7,106 м³ нефти за 8 часов, в период с «05» по «12» ноября 2020 гг. при ВШГН (111 об/мин) было извлечено 91,772 м³ нефти за 192 часа.

В оценочной скважине Б-9 было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-8). Опробование интервалов 994,5-999,0 м и 1001,5-1005,5 м было проведено в период с «28» июля по «01» августа 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 136 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1029,6 м. Гидростатическое давление составило 9,9 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервалов был получен приток воды объемом 9,0 м³ плотностью 1,0 г/см³.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-2). Опробование интервала 800,2-803,7 м было проведено в период с «02» августа по «26» октября 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 56 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 987,6 м. Гидростатическое давление (расчётное) составило 6,8 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием.

При опробовании интервала сваби́рованием в период с «03» по «13» августа 2019 г. было извлечено нефти объемом 26,368 м³. Далее в период с «13» по «16» августа 2019 г. скважина начала фонтанировать нефтью, при котором было извлечено 90,2 м³ за 89,5 часа.

Необходимо отметить, что в скважине «09» августа 2019 г. проведена СКО с установкой кислотной ванны объемом 1,0 м³.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 776,0-777,3 м было проведено в период с «26» по «29» октября 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 21 отверстие. Искусственный забой установлен на глубине 791,0 м. Гидростатическое давление составило 7,5 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервала сваби́рованием «27» октября 2019 г. было извлечено нефти объемом 20,45 м³. Далее в период с «28» по «29» октября 2019 г. скважина начала фонтанировать нефтью, при котором было извлечено 40,69 м³ за 48,0 часов.

В оценочной скважине Б-10 было опробовано два объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервала 962,0-968,0 м было проведено в период с «22» августа по «09» сентября 2019 гг. В интервалах



опробования всего было простреляно 96 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1034,0 м. Гидростатическое давление составило 9,8 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При опробовании интервала сваби́рованием «23» сентября 2019 г. был получен приток воды объемом 3,96 м³. Далее скважина начала фонтанировать: сначала водой и «пленкой» нефти, а затем – с переходом на безводную нефть. Всего было извлечено 12,244 м³ нефти и 12,312 м³ воды за 267,5 часа.

В период с «23» августа по «06» сентября 2019 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 962,0 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (962,0 м) составило 8,6 МПа, температура – 42,3 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 0,2 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 3,15 мД; пьезопроводность – 146,3 см²/с; коэффициент продуктивности – 1,57 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил положительную величину – «плюс» 2,1, что свидетельствует о ухудшенном состоянии ПЗС.

В этот же период были проведены режимные исследования с последовательной сменой штуцеров различного диаметра – 3 мм, 5 мм и 7 мм. Пластовое давление составило 8,6 МПа, при изменении забойных давлений от 1,7 МПа до 7,2 МПа, дебит скважины по газу изменялся от 1,8 тыс.м³/сут до 5,2 тыс.м³/сут. Определенные коэффициенты фильтрационных сопротивлений составили соответственно: $A = 10,95 \text{ МПа}^2 / (\text{тыс.м}^3/\text{сут})$; $B = 0,5 \text{ МПа}^2 (\text{тыс.м}^3/\text{сут})^2$.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-7). Опробование интервала 969,0-974,0 м было проведено в период с «10» по «15» сентября 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 80 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1034,0 м. Гидростатическое давление составило 9,8 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием и компрессированием.

При опробовании интервала сваби́рованием в период с «11» по «12» сентября 2019 г. было отобрано 11,16 м³ воды. Далее при компрессировании отобрано 7,92 м³ воды.

В оценочной скважине **КМ-4_1** было опробовано три объекта.

Первый интервал опробования (горизонт М-0-8). Опробование интервала 992,5-998,7 м было проведено в период с «12» по «14» сентября 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 74 отверстия. Искусственный забой установлен на глубине 1043,7 м. Статическое давление составило 9,9 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.



В период с «12» по «13» сентября 2019 г. сваби́рованием было отобрано 19,323 м³ воды и 0,7 м³ нефти. После 19-го рейса сваба в скважине наблюдался слабый приток газа при эксплуатации скважины на 5 мм диаметре штуцера.

Второй интервал опробования (горизонт М-0-3). Опробование интервала 830,8-832,5 м было проведено в период с «16» по «23» сентября 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 27 отверстий. Искусственный забой установлен на глубине 1043,7 м. Статическое давление составило 8,3 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При сваби́ровании «16» сентября 2019 г. было отобрано 7,0 м³ воды и 5,96 м³ нефти. Скважина в период с «17» по «22» сентября 2019 г. начала фонтанировать через 5 мм диаметр штуцера, при котором было извлечено 107,66 м³ нефти.

В период с «22» сентября по «03» октября 2019 г. проведено исследование регистрацией КВД. Манометр был спущен на глубину 830,8 м. Пластовое давление на отметке кровли интервала перфорации (830,8 м) составило 7,8 МПа, температура – 38,1 °С. По результатам обработки КВД получены фильтрационные и продуктивные характеристики: гидропроводность составила 12,7 мкм²*см/[мПа*с]; проницаемость – 345 мД; пьезопроводность – 640,1 см²/с; коэффициент продуктивности – 7,7 м³/[сут*МПа]. Скин-фактор составил отрицательную величину – «минус» 6,6, что свидетельствует о хорошем состоянии ПЗС.

Третий интервал опробования (горизонт М-0-1). Опробование интервала 781,5-783,0 м было проведено в период с «14» по «18» декабря 2019 гг. В интервалах опробования всего было простреляно 2 отверстие. Искусственный забой установлен на глубине 801,0 м. Статическое давление составило 6,0 МПа.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием.

При сваби́ровании «16» декабря 2019 г. было отобрано 9,0 м³ воды и 4,56 м³ нефти. Скважина в период с «16» по «18» декабря 2019 г. начала фонтанировать через 5 мм диаметр штуцера, при котором было извлечено 23,4 м³ нефти.

По результатам режимных исследований построены индикаторные диаграммы по скважинам КМ-4 и Б-10 (рисунки 3.1.1 и 3.1.2), которые характеризуются прямолинейными зависимостями.

По результатам ГДИС были уточнены и построены зависимости изменения пластового давления и температуры от глубины, которые представлены на рисунках 3.3 и 3.4 соответственно.

Изменение пластового давления от глубины описывается уравнением:



$$P_{пл} = 0,011 * H + 0,772,$$

где H – глубина залегания (абс.отм.), м.

Уточненный по данным дополнительных исследований скважин градиент давления составляет 0,011 МПа/м (ранее было принято на уровне 0,006 МПа/м).

Изменение пластовой температуры от глубины описывается зависимостью:

$$T_{пл} = 0,0314 * H + 16,2,$$

где H – глубина залегания (абс.отм.), м.

По данным гидродинамических исследований скважин, градиент температуры составляет 3,1°С на 100 м.

В таблице 3.1.1 представлены результаты опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин, а в таблицах 3.1.2 и 3.1.3 – результаты гидродинамических исследований скважины (ГДИС) соответственно методами не установившихся (КВД) и установившихся отборов (МУО).

В таблице 3.1.4 представлены приведенные к отметке водонефтяных контактов уточненные по данным дополнительных исследований скважин начальные пластовые давление и температура по продуктивным горизонтам.

В таблице 3.1.5 представлены сводные характеристики по данным исследования скважин и пластов.

Как показывают проведенные на скважинах ГДИ, наибольшим коэффициентом продуктивности и гидропроводностью характеризуется горизонт М-0-1, а наименьшими – горизонт М-0-7. Все скважины, кроме Б-10 при исследованиях характеризовались отрицательным скин-фактором, что характеризует призабойную зону этих скважин как улучшенную по сравнению с удаленной частью пласта.



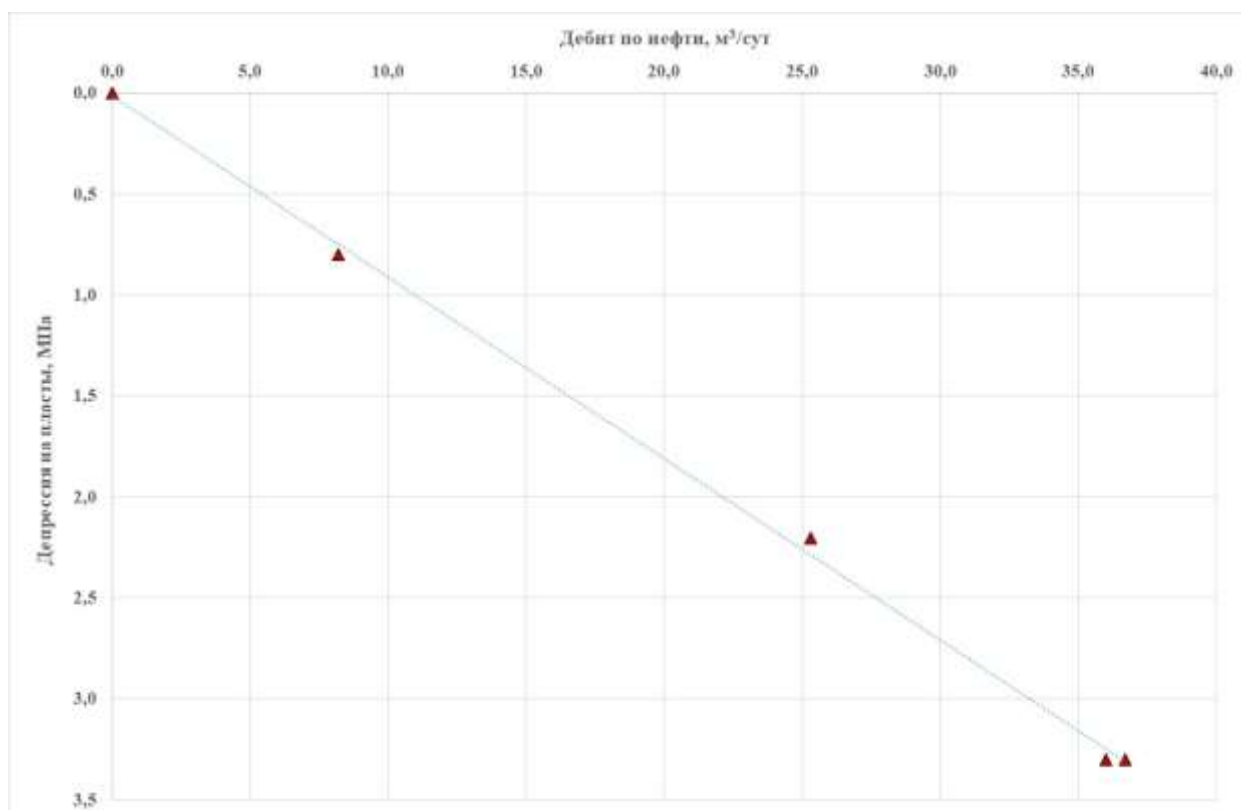


Рисунок 3.1.1-Индикаторная диаграмма по скважине КМ-4 (интервал опробования – 762,0-767,7 м)

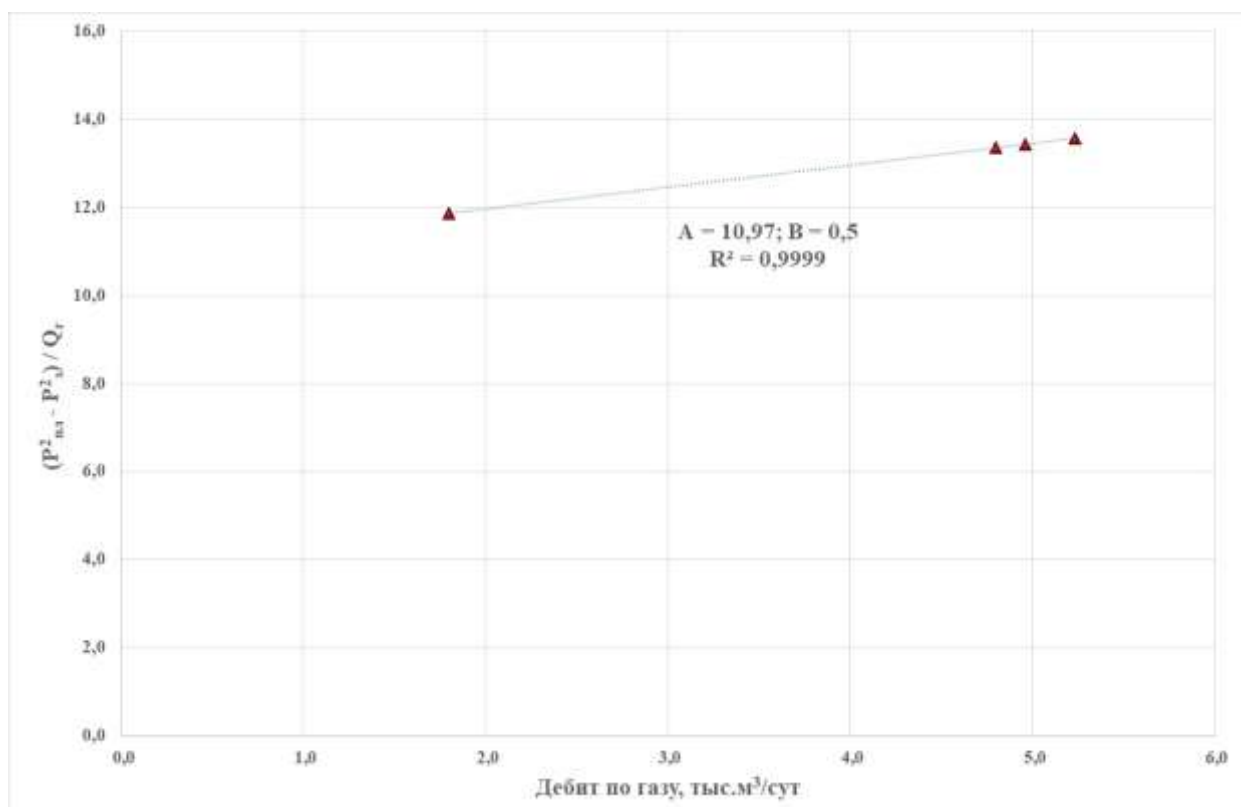


Рисунок 3.1.2-Индикаторная диаграмма по скважине Б-10 (интервал опробования – 962,0-968,0 м)



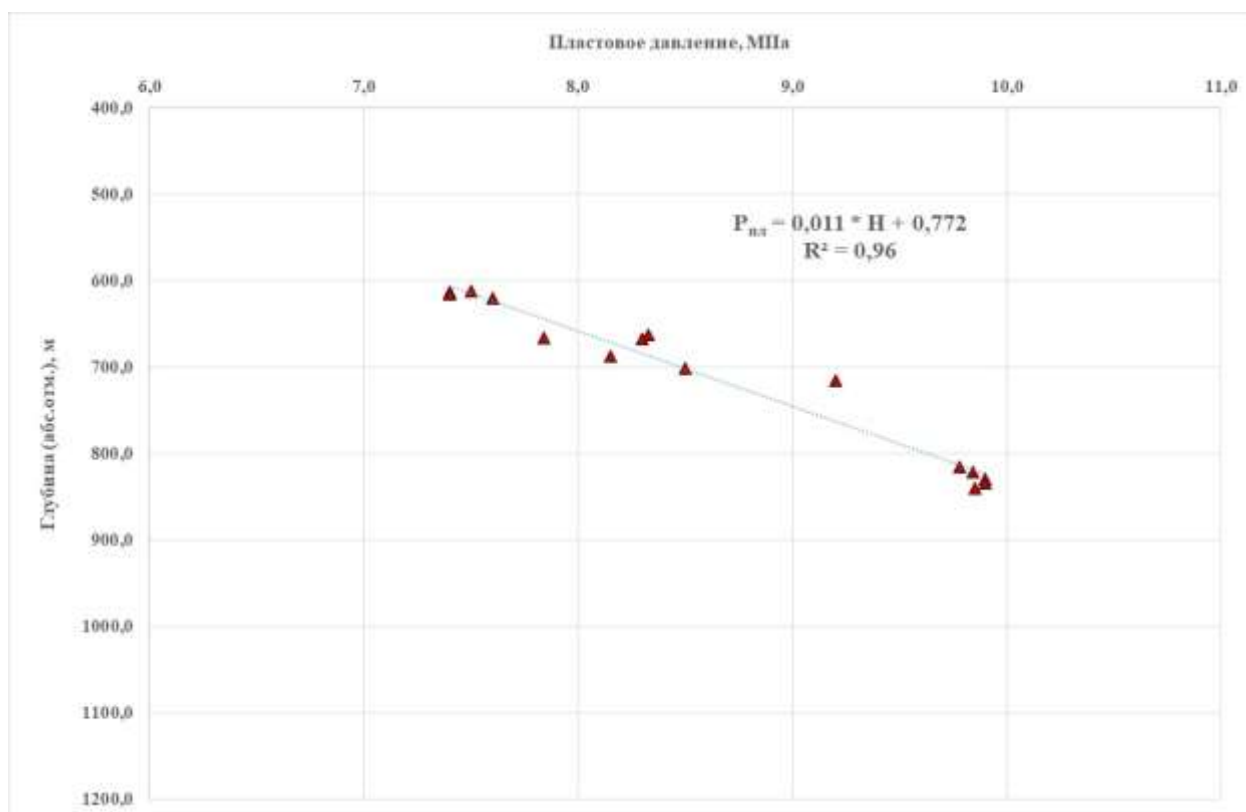


Рисунок 3.1.3-Зависимость изменения начального пластового давления от глубины

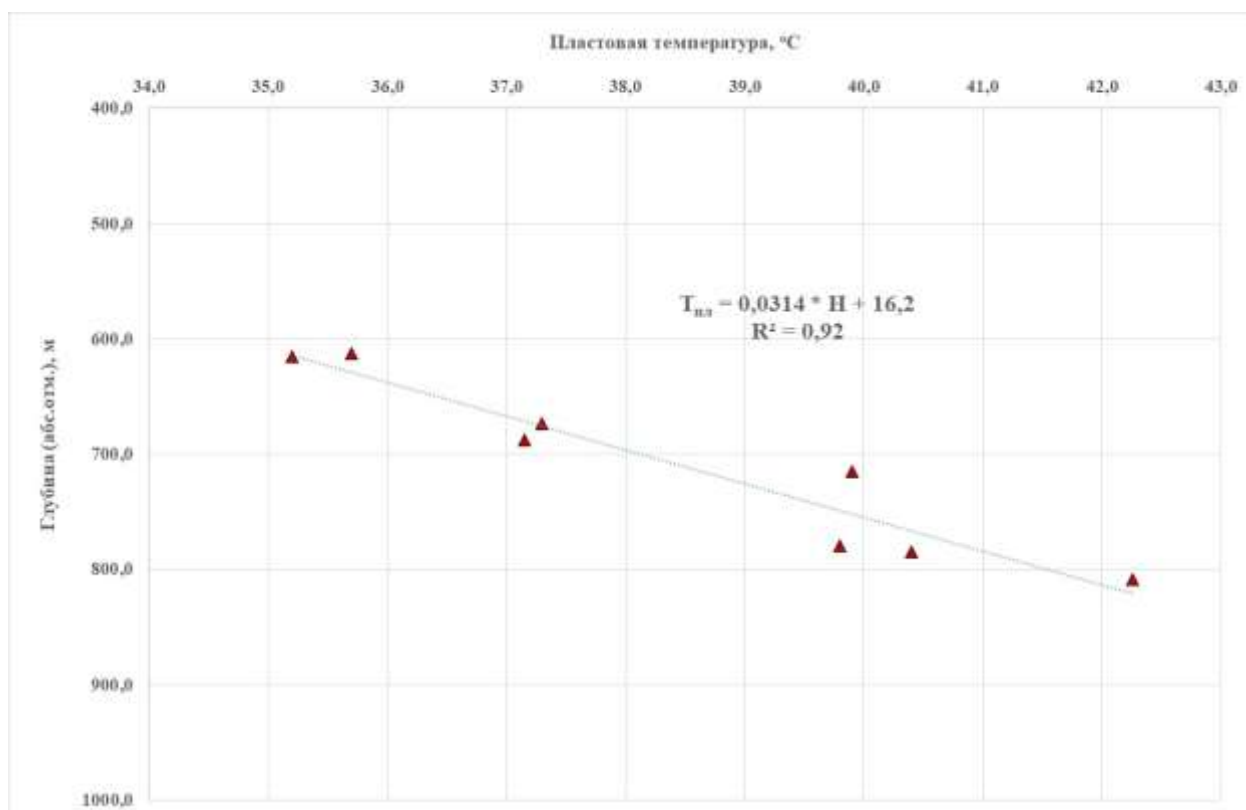


Рисунок 3.1.4-Зависимость изменения начальной пластовой температуры от глубины



Таблица 3.1.1-Результаты опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин месторождения Бестобе

Сква- жина	Объект опробо- вания	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата опробования	Способ опробования	Способ вскрытия	Искусственный забой, м	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
КМ-4	I	Pz	1012,0-1021,0 1026,5-1037,0 1045,0-1056,0	24.10.2017- 02.11.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 488 отв.)	1186,6	Получен приток воды объемом 75,3 м ³
КМ-4	II	Pz	993,2-1000,0	03.11.2017- 21.11.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 109 отв.)	1006,0	До СКО методом свабирования был получен приток жидкости объемом 4,5 м ³ , после СКО объем увеличился до 17,04 м ³ (нефти - 4,6 м ³ и воды 12,44 м ³). При работе скважины при помощи струйного насоса «УЭОС-4» общий приток жидкости составил 4,42 м ³ (нефти - 0,2 м ³ и воды 4,22 м ³)
КМ-4	III	M-0-8	975,0-978,5	23.11.2017- 28.11.2017	Свабирование и компрессирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 56 отв.)	984,0	При свабировании получен приток технической воды и «пленки» нефти объемом 21,18 м ³ и компрессировании - 8,67 м ³
КМ-4	IV	M-0-7	958,5-961,3 963,5-966,0	29.11.2017- 30.11.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 85 отв.)	974,0	Техническая вода объемом 15,8 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ без признаков нефти
КМ-4	V	M-0-7	926,3-927,4 935,0-941,6 947,0-948,0 958,5-961,3 963,5-966,0	02.12.2017- 12.12.2017	Свабирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 130 отв.)	974,0	Получен приток жидкости объемом 44,53 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ и нефти - 11,76 м ³ плотностью 0,77-0,80 г/см ³
КМ-4	VI	M-0-7	947,0-948,0 941,6-944,6 (дострел) 935,0-941,0 926,3-927,4	14.12.2017- 04.01.2018	Свабирование и УЭЦН-25-900	ПК-114 мм ORION 102-04-RDX (всего 48 отв.)	948,0	Получен приток воды объемом 8,5 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ и нефти - 6,34 м ³ плотностью 0,80 г/см ³
КМ-4	VII	M-0-6	895,0-905,0 905,0-910,0 (дострел)	05.01.2018- 12.01.2018	Свабирование и компрессирование	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 240 отв.)	921,0	Техническая вода объемом 30,85 м ³ плотностью
КМ-4	VIII	M-0-5	862,1-873,0 862,1-865,0 (перестрел)	14.01.2018- 01.03.2018	Свабирование и УЭЦН-25-900	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 222 отв.)	893,0	Получен приток пластовой воды объемом 149,09 м ³ плотностью 1,01-1,02 г/см ³ и нефтяной эмульсии -
КМ-4	IX	M-0-3	822,0-827,4 822,0-827,4 (перестрел)	03.03.2018- 05.04.2018	Свабирование, компрессирование и УЭЦН	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 183 отв.)	852,5	Получен приток пластовой воды объемом 72,55 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ и нефтяной эмульсии - 11,11 м ³ плотностью 0,80-0,82 г/см ³
КМ-4	X	M-0-1	764,0-767,0 762,0-767,7 (дострел)	07.04.2018- 25.05.2018	Фонтан	ПК-114 мм, ORION 102-04-RDX (всего 80 отв.)	815,0	Из интервала 764,0-767,0 м получен приток нефти объемом 106,9 м ³ и газа - 15,293 тыс.м ³ . Из интервала 762,0-767,7 м получен приток нефти объемом 1153,1 м ³ и газа - 258,1731 тыс.м ³
Б-1	-	M-0-4	859,1-860,3 860,3-863,3 (дострел)	26.07.2019- 04.08.219	Свабирование и компрессирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 67 отв.)	868,0	При свабировании из интервала 859,1-860,3 м был получен приток воды объемом 40,77 м ³ плотностью 1,0 г/см ³ . При компрессировании того же интервала получен приток воды объемом 29,46 м ³ плотностью 1,0 г/см ³ . Поле дострела и совместном опробовании свабированием интервалов 859,1-860,3 м и 860,3-863,3 м получен приток воды объемом 17,78 м ³
Б-1	-	M-0-2	815,0-818,3 820,0-825,0 796,0-811,4 (дострел)	05.08.2019- 13.08.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 133 отв., дострел - 246 отв.)	843,9	При опробовании интервалов 815,0-818,3 м и 820,0-825,0 м получен приток воды объемом 31,04 м ³ плотностью 1,0 г/см ³ . После дострела и совместном опробовании интервалов получен приток воды объемом 33,84 м ³ плотностью 1,0 г/см ³
Б-1	-	M-0-4	855,5-857,4	07.01.2021- 27.01.2021	Свабирование и компрессирование	ПКО-114, Power Jet 4505 HMX, 39 гр., 23 отв.	869,6	При свабировании был получен приток воды объемом 4,52 м ³ плотностью 1,01 г/см ³ . При компрессировании того же интервала получен приток воды с нефтью. Дебит нефти составил 1,3 м ³ /сут плотностью 0,78 г/см ³



Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Б-5	-	М-0-8 М-0-6	975,0-980,0 908,0-910,5 (дострел)	12.06.2019- 04.07.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 80 отв.)	1028,1	При опробовании интервала притока не было получено. «14» июня 2019 г. проведена СКО (закачено раствора в объеме 3 м³); приток отсутствует. «22» июня 2019 г. проведен ГРП (закачено 15 т проппанта): при опробовании получены продукты реакции с пленкой нефти. Всего получено 115,0 м³ жидкости, из которых 26,357 м³ - нефти. После дострела и совместном опробовании получен приток нефти объемом 3,256 м³ плотностью 0,775г/см³
Б-5	-	М-0-1	765,4-770,0	07.12.2019- 18.12.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 74 отв.)	903,7	«06» декабря 2019 г. проведен ГРП (закачено 5 т проппанта), по результатам опробования получен приток распавшегося геля объемом 38,36 м³.
Б-7	-	М-0-5 М-0-6	873,8-876,3 915,5-917,5	16.06.2019- 29.06.2019	Свабирование, механический отбор	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 74 отв.)	987,0	В период с «16» по «20» июня 2019 г. из интервалов было отобрано 25,73 м³ нефти. В период с «20» по «28» июня 2019 г. скважина периодически переливала нефтью, всего было извлечено 50,255 м³. В период с «25» по «26» июня 2019 г. при помощи ВШГН (50 об/мин) было извлечено 10,71 м³ нефти, «28» июня 2019 г. при ВШГН (90 об/мин) было извлечено 16,485 м³ нефти.
Б-7	-	М-0-1	705,0-711,5	20.09.2019- 29.09.2019	Свабирование, фонтанирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 72 отв.)	806	Свабированием с «21» по «22» сентября 2019 г. было извлечено нефти объемом 21,2 м³ плотностью 0,74-0,76 г/см³. Фонтанированием в период с «22» по «27» сентября 2019 г. было извлечено нефти объемом 61,4м³
Б-7	-	М-0-4	853,8-857,8 874,0-878,0 реперфорация 853,8-854,8	28.10.2020- 12.11.2020	Мех. отбор ВШГН	ПКО-114, Power Jet 4505 HMX, 39 гр, 12 отв	905	При опробовании в период с «28» по «29» октября 2020 г. из интервалов получен приток нефти с пластовой водой. «30» октября 2020 г. после проведения ОПП, принято решение об изоляции интервала 874,0-878,0 и реперфорации интервала 853,8-857,8 м. В период с «04» по «12» ноября 2020 г. из интервала 853,8-854,8 м при помощи ВШГН было извлечено 91,772 м³ нефти за 200 часов.
Б-9	-	М-0-8	994,5-999,0 1001,5-1005,5	28.07.2019- 01.08.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 136 отв.)	1029,6	В период опробования было извлечено 9,0 м³ воды плотностью 1,0 г/см³
Б-9	-	М-0-2	800,2-803,7	02.08.2019- 26.10.2019	Свабирование и компрессирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 56 отв.)	987,6	При свабиrowании в период с «03» по «13» августа 2019 г. извлечено 26,368 м³ нефти. В период с «13» по «16» августа 2019 г. скважина фонтанировала нефтью, всего было отобрано 90,2 м³ за 89,5 часа. «09» августа 2019 г. в скважине проведена СКО, с установкой кислотной ванны объемом 1,0 м³
Б-9	-	М-0-1	776,0-777,3	26.10.2019- 29.10.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 21 отв.)	791,0	При свабиrowании «27» октября 2019 г. извлечено 20,45 м³ нефти. В период с «28» по «29» октября 2019 г. скважина фонтанировала, всего было отобрано 40,69 м³ нефти за 48 часов.
Б-10	-	М-0-7	962,0-968,0	22.08.2019- 09.09.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 96 отв.)	1034,0	«23» сентября 2019 г. за счет свабиrowания было извлечено 3,96 м³ воды. Скважина начала фонтанировать: сначала водой и "пленкой" нефти с переходом на безводную нефть. Всего было извлечено 12,244 м³ нефти и 12,312 м³ воды за 267,5 часа
Б-10	-	М-0-7	969,0-974,0	10.09.2019- 15.09.2019	Свабирование и компрессирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 80 отв.)	1034,0	В период с «11» по «12» сентября 2019 г. свабиrowанием отобрано 11,16 м³ воды, далее - при компрессировании отобрано 7,92 м³ воды
КМ-4_1	-	М-0-8	992,5-998,7	12.09.2019- 14.09.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 74 отв.)	1043,7	В период с «12» по «13» сентября 2019 г. отобрано 19,323 м³ воды и 0,7 м³ нефти. После 19 рейса сваба со скважины пошел слабый приток газа при работе скважины на 5 мм диаметре штуцера
КМ-4_1	-	М-0-3	830,8-832,5	16.09.2019- 23.09.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 27 отв.)	1043,7	При свабиrowании «16» сентября 2019 г. отобрано 7,0 м³ воды и 5,96 м³ нефти. Начиная с «17» по «22» сентября 2019 г. скважина начала фонтанировать и через 5 мм диаметр штуцера извлечено 107,66 м³ нефти
КМ-4_1	-	М-0-1	781,5-783,0	14.12.2019- 18.12.2019	Свабирование	ПКО-114, DYNA WELL HMX DP-3 (всего 21 отв.)	801,0	При свабиrowании «16» декабря 2019 г. отобрано 9,0 м³ воды и 4,56 м³ нефти. Начиная с «16» по «18» декабря 2019 г. скважина начала фонтанировать и через 5 мм диаметр штуцера извлечено 23,4 м³ нефти



Таблица 3.1.2-Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом регистрации кривой восстановления давления (КВД) месторождения Бестобе

Сква- жина	Гори- зонт	Интервал перфорации, м	Дата иссле- дования	Искус- ственный забой, м	Диаметр и глубина спуска НКТ, м	Глубина установки манометра, м	Пластовое		Гидро- провод- ность, мкм ² *см / [мПа*с]	Про- ницае- мость, мкм ²	Пьезо- провод- ность, см ² /с	Скин- фактор	Радиус информа- тивности иссле- дования, м	Коэффициент продуктивности, м ³ /[сут*МПа]
							давле- ние, МПа	темпе- ратура, °С						
КМ-4	Pz	993,2-1000,0	17.11.2017	1186,6	73 / 962	605,0	8,6	40,4	1,36	0,0291	2031,0	-4,0	70	1,14
КМ-4	Pz	993,2-1000,0	19.11.2017- 20.11.2017	1186,6	73 / 962	932,0	8,8	40,4	1,50	0,0143	1755,0	-2,7	53	1,31
КМ-4	М-0-7	926,3-927,4 935,0-941,6 947,0-948,0 958,5-961,3 963,5-966,0	06.12.2017- 08.12.2017	1186,6	73 / 913	926,3	3,6	39,8	0,86	0,0151	144,0	-0,7	-	0,58
КМ-4	М-0-5	862,1-873,0	21.01.2018- 26.01.2018	1187,6	73 / 840	862,1	9,2	39,9	1,13	0,0112	49,0	-1,0	-	0,78
КМ-4	М-0-3	822,0-827,4	17.03.2018- 23.03.2018	1186,6	73 / 795	821,0	7,6	37,3	0,32	0,0018	219,0	-1,7	-	0,21
КМ-4	М-0-1	764,0-767,0	09.04.2018- 11.04.2018	805,3	-	760,0	7,4	35,7	26,70	0,0850	25,0	-2,6	35,3	20,40
КМ-4	М-0-1	762,0-767,7	17.04.2018- 26.04.2018	805,3	73 / 743	762,0	7,4	35,2	14,40	0,0460	20,0	-1,7	29,4	11,40
Б-7	М-0-5 М-0-6	873,8-876,3 915,5-917,5	20.06.2019- 23.06.2019	987,0	73 / 850	850,0	8,2	37,2	7,70	0,0139	54,8	-2,8	73,8	6,40
Б-10	М-0-7	962,0-968,0	23.08.2019- 06.09.2019	1034,0	73 / 940	962,0	8,6	42,3	0,20	0,00315	146,3	2,1	92,6	1,57
КМ-4_1	М-0-3	830,8-832,5	22.09.2019- 03.10.2019	902,0	73 / 808	830,8	7,8	38,1	12,70	0,345	640,1	-6,6	424	7,70

Таблица 3.1.3-Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом установившихся отборов (МУО) месторождения Бестобе

Сква- жина	Гори- зонт	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Искус- ственный забой, м	Глубина спуска НКТ, м	Диаметр штуцера, мм	Давление, МПа		Депрессия, МПа	Дебит, м ³ /сут			Коэффициент продуктивности, м ³ /[сут*МПа]	Темпе- ратура, °С	Примечание
							Р _{пл}	Р _з		нефти	воды	газа			
КМ-4	М-0-1	762,0-767,7	17.04.2018- 26.04.2018	805,3	73 / 743	7	7,4	4,1	3,2	36,0	-	-	11,2	33,7	До остановки для регистрации КВД, скважина эксплуатировалась на 7 мм диаметре штуцера в течение 4-х суток
						3		6,6	0,7	8,2	-	-	11,1	35,1	
						5		5,2	2,1	25,3	-	-	11,8	34,7	
						7		4,1	3,2	36,7	-	-	11,3	33,9	
Б-10	М-0-7	962,0-968,0	23.08.2019- 06.09.2019	1034,0	73 / 940	3	8,6	7,2	1,3	-	1 800	-	1 570	42,3	Получены коэффициенты фильтрационного сопротивления А = 10,95 МПа ² / (тыс.м ³ /сут) и В = 0,5 МПа ² / (тыс.м ³ /сут) ²
						7		2,7	5,9	-	4 962	-			
						8		3,1	5,5	-	4 798	-			
						9		1,7	6,9	-	5 234	-			



Таблица 3.1.4-Приведенные к отметкам ВНК начальные пластовые давление и температура по месторождению Бестобе

Продуктивный горизонт	Водонефтяной контакт (абс.отм.), м	Блок	Начальное пластовое	
			давление, МПа	температура, °C
М-0-1	-636,8	-	7,8	36,2
М-0-2	-641,4	I	7,8	36,3
	-640,4	II	7,8	36,3
М-0-3	-670,5	I	8,1	37,3
	-680,2	II	8,3	37,6
М-0-4	-700,3	II	8,5	38,2
М-0-5	-716,2	I	8,7	38,7
	-730,9	II	8,8	39,2
	-734,8	III	8,9	39,3
М-0-6	-750,4	II	9,0	39,8
	-762,5	III	9,2	40,1
М-0-6-1	-759,0	I	9,1	40,0
	-763,0	II	9,2	40,2
	-779,9	III	9,4	40,7
М-0-7	-800,8	II	9,6	41,3
	-813,3	III	9,7	41,7
М-0-8	-829,4	I	9,9	42,2
	-834,3	II	9,9	42,4
Pz	-858,1	II	10,2	43,1

Таблица 3.1.5-Результаты исследования скважин и пластов по месторождения Бестобе

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скв.	иссл.		
1	2	3	4	5
Горизонт М-0-1				
Начальное пластовое давление, МПа	1	2	7,4	7,4
Начальная пластовая температура, °C	1	2	35,2-35,7	35,5
Дебит нефти, м³/сут	1	1	8,2-36,7	26,6
Газовый фактор, м³/т	1	1	232,0	232,0
Коэффициент продуктивности, (м³/[сут*МПа])/м	1	2	11,4-20,4	15,9
Коэффициент приемистости, (м³/[сут*МПа])/м	-	-	-	-
Гидропроводность, мкм²*см/[мПа*с]	1	2	14,4-26,7	20,6
Приведенный радиус, м	1	2	29,4-35,3	32,4
Пьезопроводность, см²/с	1	2	20,0-25,0	22,5
Проницаемость, мкм²	1	2	0,0460-0,0850	0,0655
Горизонт М-0-3				
Начальное пластовое давление, МПа	2	2	7,6-7,8	7,7
Начальная пластовая температура, °C	2	2	37,3-38,1	37,7
Дебит нефти, м³/сут	-	-	-	-
Газовый фактор, м³/т	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, (м³/[сут*МПа])/м	2	2	0,2-7,7	4,0
Коэффициент приемистости, (м³/[сут*МПа])/м	-	-	-	-
Гидропроводность, мкм²*см/[мПа*с]	2	2	0,3-12,7	6,5
Приведенный радиус, м	2	2	424,0	424,0
Пьезопроводность, см²/с	2	2	219,0-640,1	429,6
Проницаемость, мкм²	2	2	0,002-0,345	0,173



Продолжение таблицы 3.1.5

1	2	3	4	5
Горизонт М-0-5				
Начальное пластовое давление, МПа	2	2	8,2-9,2	8,7
Начальная пластовая температура, °С	2	2	37,2-39,9	38,5
Дебит нефти, м ³ /сут	-	-	-	-
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, (м ³ /[сут*МПа])/м	2	2	0,8-6,4	3,6
Коэффициент приемистости, (м ³ /[сут*МПа])/м	-	-	-	-
Гидропроводность, мкм ² *см/[мПа*с]	2	2	1,1-7,7	4,4
Приведенный радиус, м	2	2	73,8	73,8
Пьезопроводность, см ² /с	2	2	49,0-54,8	51,9
Проницаемость, мкм ²	2	2	0,011-0,014	0,013
Горизонт М-0-7				
Начальное пластовое давление, МПа	2	2	3,6-8,6	9,7
Начальная пластовая температура, °С	2	2	39,8-42,3	41,0
Дебит газа, тыс.м ³ /сут	1	1	1,8-5,2	4,2
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, (м ³ /[сут*МПа])/м	2	2	0,6-1,6	1,1
Коэффициент приемистости, (м ³ /[сут*МПа])/м	-	-	-	-
Гидропроводность, мкм ² *см/[мПа*с]	2	2	0,2-0,9	0,5
Приведенный радиус, м	2	2	92,6	92,6
Пьезопроводность, см ² /с	2	2	144,0-146,3	145,2
Проницаемость, мкм ²	2	2	0,0032-0,0151	0,0091
Горизонт Рз				
Начальное пластовое давление, МПа	1	2	8,6-8,8	8,7
Начальная пластовая температура, °С	1	2	40,4	40,4
Дебит нефти, м ³ /сут	-	-	-	-
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	-
Коэффициент продуктивности, (м ³ /[сут*МПа])/м	1	2	1,1-1,3	1,2
Коэффициент приемистости, (м ³ /[сут*МПа])/м	-	-	-	-
Гидропроводность, мкм ² *см/[мПа*с]	1	2	1,35-1,5	1,4
Приведенный радиус, м	1	2	53,0-70,0	61,5
Пьезопроводность, см ² /с	1	2	1755,0-2031,0	1893,0
Проницаемость, мкм ²	1	2	0,0143-0,0291	0,0217

3.1.2. Результаты геофизических исследований скважин в колонне

В процессе поинтервального опробования поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин проводились геофизические исследования в колонне по определению герметичности колонны и профиля притока (ГИС-к).

Исследования проводились компанией ТОО «ГеоМунайРесурс». При проведении исследований использовался аппаратный комплекс «ПИК-38», содержащий в своем составе набор датчиков: манометр, термометр, индикатор притока, резистивиметр, влагомер, механический расходомер.

Выполнялись, в основном, следующие методы ГИС: регистрация ГК и ЛМ; термометрия, манометрия, влагометрия и резистивиметрия в статическом режиме; термометрия, манометрия, влагометрия, резистивиметрия и индикатор притока в



динамическом режиме; регистрация механической расходомерии МД и БД на протяжке в работающей скважине.

Всего было выполнено 14 исследований на скважинах КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-7, Б-9 и Б-10, из которых дополнительно было проведено 7 исследований на 5-ти скважинах.

Результаты исследований скважин по определению профиля притока и герметичности колонны представлены в таблице 3.1.6.

Скважина КМ-4.

Так, «16» ноября 2017 г. на скважине КМ-4 было выполнено исследование в интервале перфорации 993,2-1000,0 м (горизонт РЗ). Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 972,3 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 50 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 993,2 м составили 9,2 МПа и 43,5 °С. Согласно результату исследования, как «работающий» выделяется один интервал – 994,0-995,0 м, откуда поступает вода с расчетным дебитом 6,3 м³/сут. Коэффициент охвата составил 14,7 %.

«18» ноября 2017 г. проведено повторное исследование в интервале 993,2-1000,0 м (горизонт РЗ). Башмак колонны НКТ установлен на той же глубине, что и при предыдущем исследовании. Статический уровень в скважине установился на глубине 36 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 993,2 м составили 9,4 МПа и 43,9 °С. По результатам исследования, как «работающие» выделяются уже два интервала – 994,0-995,0 м и 998,2-1000,0 м. Из указанных интервалов поступает жидкость с высокой (до 99,0 %) обводненностью, на долю нижнего интервала приходится почти 70 % всего притока в скважину. Коэффициент охвата верхнего интервала составил 14,7 %, нижнего – 26,5 %.

«05» декабря 2017 г. в интервалах 926,3-927,4 м, 935,0-941,6 м, 947,0-948,0 м, 958,5-961,3 м и 963,5-966,0 м (горизонт М-0-7) было проведено исследование. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 913,2 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 667 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 926,3 м составили 1,8 МПа и 40,3 °С. По результатам исследования установлены три «работающих» интервала – 940,0-941,1 м, 958,5-960,0 м и 963,5-965,7 м. Верхний интервал «работает» жидкостью расчетным дебитом 2,7 м³/сут при обводненности около 12 %, а два нижних – жидкостью расчетными дебитами 6,6 м³/сут и 2,2 м³/сут, при высоких обводненностях – 97 % и 93 % соответственно. На долю верхнего интервала приходится около 24 % всего притока в скважину, а на два нижних – 57 % и 19



% соответственно. Коэффициенты охвата изменяются сверху-вниз от 16,7 %, 53,6 % и 88,0 %.

Исследование интервала перфорации 862,1-873,0 м (горизонт М-0-5) в скважине КМ-4 проведено «20» января 2018 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 848,3 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 358,7 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 862,1 м составили 4,9 МПа и 40 °С. По результатам исследований установлена два «работающих» интервала – 868,8-870,1 м и 872,0-873,0 м, причем из верхнего интервала получен приток жидкости расчетным дебитом 6,5 м³/сут при 92 % обводненности, из нижнего – 4,5 м³/сут, при 90,8 % обводненности. Коэффициент охвата верхнего интервала составил 11,9 %, нижнего – 9,2 %.

Исследование интервала перфорации 822,0-827,4 м (горизонт М-0-3) в скважине КМ-4 проведено «17» марта 2018 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 801,9 м. Статический уровень в скважине установился на глубине 451,2 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 822 м составили 3,3 МПа и 38 °С. По исследованиям установлена «работа» четырех интервалов – 822,2-824,2 м, 826,8-828,0 м, 834,0-836,0 м и 839,0-840,0 м. Общий расчетный дебит жидкости составил 13 м³/сут, обводненность первых трех интервалов изменяется в пределах 50-72,2 %, а нижнего – 100 %. Коэффициент охвата составил 48,1 %. По результатам исследования выявлено нарушение герметичности муфтового соединения. На долю первых сверху-вниз двух интервалов приходится 28 % и 25 % соответственно, а нижних двух – 15 % и 32 % соответственно.

«09» апреля 2018 г. проведено исследование в скважине КМ-4 в интервале перфорации 764,0-767,0 м (горизонт М-0-1). Статический уровень в скважине установился на глубине 393,8 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 764 м составили 6,9 МПа и 35,5 °С. По данным исследования, как «работающий» выделен интервал – 764,8-767,0 м, расчетный дебит по нефти которого составил 29,7 м³/сут и газа 6,995 тыс.м³/сут. Коэффициент охвата по данным исследования составил 73,3 %.

В период с «17» по «23» апреля 2018 г. в скважине КМ-4 в интервале перфорации 762,0-767,7 м были проведены геофизические исследования при эксплуатации скважины на трех режимах – штуцерах диаметра 3 мм, 5 мм и 7 мм. Статический уровень в скважине установился на уровне 661 м.

Так, при работе скважины на 3 мм диаметре штуцера, как «работающие» выделены два интервала – 762,5-764,0 м и 764,0-767,0 м, с расчетными дебитами по нефти 2 м³/сут



(газа – 0,544 тыс.м³/сут) и 3,2 м³/сут (газа – 2,329 тыс.м³/сут) соответственно. Коэффициент охвата составил 78,9 %.

При работе скважины на 5 мм диаметре штуцера, как «работающий» выделен интервал – 764,0-767,0 м, расчетные дебиты по нефти и газу составили 25,5 м³/сут и 6,523 тыс.м³/сут соответственно. Коэффициент охвата составил 52,6 %.

При работе скважины на 7 мм диаметре штуцера, также как и на работе при 5 мм, выделен один «работающий» интервал – 765,0-767,2 м, с расчетными дебитами по нефти и газу 35,8 м³/сут и 6,232 тыс.м³/сут соответственно. Коэффициент охвата составил 38,6 %.

Скважина Б-7.

Исследование интервалов перфорации 873,8-876,3 м и 915,5-917,5 м (горизонты М-0-5 и М-0-6-2) в скважине проведено «20» июня 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 850,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 873,8 м составили 7,8 МПа и 39,5 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» двух интервалов – 874,0-876,0 м и 915,5-917,4 м. Верхний интервал «работает» безводной нефтью расчетным дебитом 17,98 м³/сут и дебитом газа – 1,798 тыс.м³/сут (расчетный газовый фактор 100 м³/м³), а нижний интервал «работает» водой расчетным дебитом 0,63 м³/сут и дебитом газа – 27,6 м³/сут. Коэффициент охвата верхнего пласта составил 80,0 %, нижнего – 95,0 %.

По результатам исследований колонна герметична.

Исследование интервалов перфорации 853,8-857,8 м, 873,8-876,3 м и 874,0-878,0 м (горизонт М-0-4) в скважине проведено в период с «30» по «31» октября 2020 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 831,2 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 853,8 м составили 7,8 МПа и 38,4 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» двух пластов в интервале перфорации 853,8-857,8 м. Верхний пласт 853,8-855,8 м «работает» водой с пленкой УВ расчетным дебитом 46,5 м³/сут, а нижний пласт 856,3-857,8 м «работает» водой расчетным дебитом 40,0 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 67,0 %. Доля в общем потоке жидкости верхнего пласта составляет 53,7 %, нижнего – 46,3 %.

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина Б-9.

Исследование интервалов перфорации 994,5-999,0 м и 1001,5-1005,5 м (горизонт М-0-8) в скважине проведено «29» июля 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 978,0 м. Статический уровень установился на отметке 611,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 994,5 м составили 3,8 МПа и



44,6 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» двух интервалов – 994,8-996,0 м и 1004,7-1005,5 м. Верхний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,14 м³/сут и 3,7 м³/сут, а нижний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,04 м³/сут и 5,2 м³/сут. Коэффициент охвата верхнего пласта составил 26,6 %, нижнего – 20,0 %. Расчетный дебит газа верхнего интервала составил 1,307 тыс.м³/сут (расчетный газовый фактор 9 337 м³/м³), нижнего 470,3 м³/сут (расчетный газовый фактор 11 458 м³/м³). Доля в общем потоке жидкости верхнего интервала составляет 42,0 %, нижнего – 58,0 %.

По результатам исследований колонна герметична.

Исследование интервала перфорации 800,2-803,7 м (горизонт М-0-2) в скважине проведено «07» августа 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 782,0 м. Статический уровень установился на отметке 404,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 800,2 м составили 2,9 МПа и 27,2 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 800,2-803,0 м. Интервал «работает» нефтью и незначительной водой расчетными дебитами соответственно 13,5 м³/сут и 0,3 м³/сут. Коэффициент охвата пласта составил 80,0 %. Расчетный дебит газа интервала составил 43,0 м³/сут (расчетный газовый фактор 3,2 м³/м³).

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина Б-1.

Исследование интервала перфорации 859,1-860,3 м (горизонт М-0-4) в скважине проведено «31» июля 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 830,0 м. Статический уровень установился на отметке 69,6 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 859,1 м составили 7,6 МПа и 40,0 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» двух интервалов – 859,1-859,7 м и 859,7-860,3 м. Верхний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,03 м³/сут и 4,2 м³/сут, а нижний интервал «работает» нефтью и водой расчетными дебитами соответственно 0,01 м³/сут и 11,9 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 100 %. Расчетный дебит газа верхнего интервала составил 4,9 м³/сут (расчетный газовый фактор 163 м³/м³), нижнего 12,2 м³/сут (расчетный газовый фактор 1 220 м³/м³). Доля в общем потоке жидкости верхнего интервала составляет 26,0 %, нижнего – 74,0 %.

По результатам исследований колонна герметична.



Исследование интервала перфорации 855,5-857,4 м (горизонт М-0-4) в скважине проведено «30» января 2021 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 835,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 855,5 м составили 4,7 МПа и 38,5 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 855,5-857,4 м. Коэффициент охвата пласта составил 100,0 %. Интервал «работает» водой с пленкой УВ. Расчётный суточный дебит не производился из-за низкой информативности кривых. Отмечается незначительное поступление флюида из изолированного интервала 859,1-860,5 м плотностью 1,035 г/см³.

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина Б-10.

Исследование интервала перфорации 962,0-968,0 м (горизонт М-0-7) в скважине проведено «25» августа 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 940,0 м. Статический уровень установился на отметке 650,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 962,0 м составили 8,5 МПа и 42,2 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 962,0-965,7 м. Интервал «работает» безводной нефтью расчетным дебитом 0,65 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 61,7 %. Расчетный дебит газа составил 4,181 тыс.м³/сут (расчетный газовый фактор 163 м³/м³), нижнего 12,2 м³/сут (расчетный газовый фактор 6 432 м³/м³).

По результатам исследований колонна герметична.

Скважина КМ-4_1.

Исследование интервала перфорации 830,8-832,5 м (горизонт М-0-3) в скважине проведено «22» сентября 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 808,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 830,8 м составили 7,2 МПа и 37,8 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 830,8-832,0 м. Интервал «работает» безводной нефтью расчетным дебитом 14,5 м³/сут. Коэффициент охвата пластов составляет 70,6 %. Расчетный дебит газа составил 751 м³/сут (расчетный газовый фактор 51,8 м³/м³).

По результатам исследований колонна герметична.

Исследование интервалов перфорации 781,5-783,0 м и 830,8-832,5 м (горизонты М-0-1 и М-0-3) в скважине проведено «24» ноября 2019 г. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм была спущена на глубину 762,0 м. Замеренные пластовые давление и температура на глубине 830,8 м составили 6,8 МПа и 37,6 °С соответственно. По исследованиям установлена «работа» интервала 830,8-832,0 м. Интервал «работает»



безводной нефтью расчетным дебитом $9,9 \text{ м}^3/\text{сут}$. Коэффициент охвата пластов составляет 70,6 %. Расчетный дебит газа составил $592,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ (расчетный газовый фактор $59,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$).

По результатам исследований колонна герметична.

Таким образом, результаты геофизических исследований показывают, что исследуемые перфорированные интервалы пластов-коллекторов «работают» с коэффициентами охвата от 9,2 % до 100,0 %. Заколонных перетоков в процессе исследований не выявлено.

При исследовании в интервале горизонта М-0-3, в скважине была выявлена «работа» двух интервалов ниже перфорированного, что, скорее всего, связана с нарушением герметичности муфтового соединения. Также по результатам исследований выявлено, что при увеличении диаметра штуцера уменьшается коэффициент охвата, т.е. «работающий» интервал уменьшается. Отметим, что исследование скважины при одновременной работе двух и более горизонтов (интервалов) не проведено.

Вместе с тем, при одновременной перфорации горизонтов М-0-5 и М-0-6 в скважине Б-7, а также горизонтов М-0-1 и М-0-3 в скважине КМ-4_1 по данным исследования выявлена работа лишь одного из интервалов, что может говорить об отсутствии эффективности объединения горизонтов в один объект эксплуатации.



Таблица 3.1.6-Результаты геофизических исследований поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин в колонне по месторождения Бестобе

Скважина	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата исследования	Диаметр и глубина спуска НКТ, м	Статический уровень, м	Давление, МПа	Температура, °С	Работающие интервалы, м	Дебит, м³/сут			Коэффициент охвата, %	Примечание
									нефти	воды	газа		
КМ-4	Pz	993,2-1000,0	16.11.2017	73 / 972,3	50,0	9,2	43,5	994,0-995,0	-	6,31	-	14,7	Давление и температура приведены на глубину 993,2 м
КМ-4	Pz	993,2-1000,0	18.11.2017	73 / 972,4	36,0	9,4	43,9	994,0-995,0 998,2-1000,0	0,011 0,010	1,02 2,41	-	14,7 26,5	Давление и температура приведены на глубину 993,2 м
КМ-4	M-0-7	926,3-927,4 935,0-941,6 947,0-948,0 958,5-961,3 963,5-966,0	05.12.2017	73 / 913,2	667,0	1,8	40,3	- 940,0-941,1 - 958,5-960,0 963,5-965,7	- 2,40 - 0,18 0,16	- 0,34 - 6,44 2,03	-	- 16,7 - 53,6 88,0	Давление и температура приведены на глубину 926,3 м
КМ-4	M-0-5	862,1-873,0	20.01.2018	73 / 848,3	358,7	4,9	40,0	868,8-870,1 872,0-873,0	0,52 0,41	5,97 4,04	-	11,9 9,2	Давление и температура приведены на глубину 862,1 м
КМ-4	M-0-3	822,0-827,4	17.03.2018	73 / 801,9	451,2	3,3	38,0	822,2-824,2 826,8-828,0 834,0-836,0 839,0-840,0	1,0 1,1 1,0 0,0	2,6 2,2 1,0 4,1	4,7 5,6 5,9 0,4	48,1	Давление и температура приведены на глубину 822,0 м. Выявлено нарушение герметичности муфтового соединения
КМ-4	M-0-1	764,0-767,0	09.04.2018	73 / -	393,8	6,9	35,5	764,8-767,0	29,7	-	6 995	73,3	Давление и температура приведены на глубину 764,0 м
КМ-4	M-0-1	762,0-767,7	17.04.2018- 23.04.2018	73 / 743,0	661,0	-	-	762,5-764,0 764,0-767,0	2,0 3,2	-	544 2 329	78,9	Данные при работе скважины на 3 мм диаметре штуцера
						-	-	764,0-767,0	25,5	-	6 523	52,6	Данные при работе скважины на 5 мм диаметре штуцера
						6,6	35,1	765,0-767,2	35,8	-	6 232	38,6	Давление и температура приведены на глубину 762,0 м. Данные при работе скважины на 7 мм диаметре штуцера
Б-7	M-0-5 M-0-6	873,8-876,3 915,5-917,5	20.06.2019	73 / 850,0	-	7,8	39,5	874,0-876,0 915,5-917,4	17,98 -	- 0,63	1 798,0 27,6	80,0 95,0	Давление и температура приведены на глубину 873,8 м
Б-7	M-0-4	853,8-857,8 873,8-876,3 874,0-878,0	30.10.2020- 31.10.2020	73 / 831,2	56,0	7,8	38,4	853,8-855,8 856,3-857,8	вода с «пленкой» нефти			67,0	Давление и температура приведены на глубину 853,8 м
Б-9	M-0-7	994,5-999,0 1001,5-1005,5	29.07.2019	73 / 978,0	611,0	3,8	44,6	994,8-996,0 1004,7-1005,5	0,14 0,04	3,7 5,2	1 307,2 470,3	26,6 20,0	Давление и температура приведены на глубину 994,5 м
Б-1	M-0-5	859,1-860,3	31.07.2019	73 / 830,0	69,6	7,6	40,0	859,1-859,7 859,7-860,3	0,03 0,01	4,2 11,9	4,9 12,2	100,0	Давление и температура приведены на глубину 859,1 м
Б-1	M-0-4	855,5-857,4	30.01.2021	73 / 835,0	360,3	4,7	38,5	855,5-857,4	-	-	-	100,0	Давление и температура приведены на глубину 855,5 м Отмечается незначительное поступление флюида из изолированного интервала 859,1-860,5 м
Б-9	M-0-2	800,2-803,7	07.08.2019	73 / 782,0	404,0	2,9	27,2	800,2-803,0	13,5	0,3	43,0	80,0	Давление и температура приведены на глубину 800,2 м
Б-10	M-0-7	962,0-968,0	25.08.2019	73 / 940,0	650,0	8,5	42,2	962,0-965,7	0,65	-	4 180,6	61,7	Давление и температура приведены на глубину 962,0 м
КМ-4_1	M-0-3	830,8-832,5	22.09.2019	73 / 808,0	-	7,2	37,8	830,8-832,0	14,5	-	751,0	70,6	Давление и температура приведены на глубину 830,8 м
КМ-4_1	M-0-1 M-0-3	781,5-783,0 830,8-832,5	24.11.2019	73 / 762,0		6,8	37,6	- 830,8-832,0	- 9,9	-	- 592,3	- 70,6	Давление и температура приведены на глубину 830,8 м



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

3.2.1. Анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов

По состоянию на 01.10.2023 г. на месторождении Бестобе пробурено 7 скважин (КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-7, Б-9 и Б-10), из которых: скважина КМ-4 – поисковая; скважины Б-9, Б-10 и КМ-4_1 – оценочные и скважины Б-1, Б-5 и Б-7 – опережающие добывающие.

Пробная эксплуатация месторождения осуществлялась до 01.07.2022 г., и с указанной даты все скважины были законсервированы.

Всего в пробной эксплуатации перебивали скважины КМ-4, КМ-4_1, Б-7 и Б-9 на продуктивные горизонты М-0-1, М-0-3 и М-0-5. Ниже приведена краткая характеристика пробной эксплуатации скважин.

В пробную эксплуатацию на продуктивный горизонт М-0-1 скважина КМ-4 вступила в июле 2019 г., при этом начальный дебит безводной нефти составил 18,3 т/сут, газовый фактор – 236,0 м³/т. Скважина в пробной эксплуатации числилась с июля 2019 по май 2021 г. На момент остановки скважины, безводный дебит по нефти составил 8,4 т/сут, хотя в процессе эксплуатации наблюдалось увеличение обводненности с 1,2 % до 89,0 %.

В пробную эксплуатацию на продуктивный горизонт М-0-5 скважина Б-7 вступила в июне 2019 г., при этом начальный дебит безводной нефти составил 16,4 т/сут. Скважина в пробной эксплуатации числилась с июня 2019 по март 2021 гг. и с октября 2021 по май 2022 гг. На момент остановки скважины, дебит по нефти и жидкости составили 5,7 т/сут и 12,4 т/сут соответственно, в процессе эксплуатации наблюдалось увеличение обводненности с 5,4 % до 54,5 %.

В пробную эксплуатацию на продуктивный горизонт М-0-1 скважина Б-9 вступила в октябре 2020 г., при этом начальный дебит безводной нефти составил 4,3 т/сут. Скважина в пробной эксплуатации числилась с октября 2020 по июнь 2022 гг. На момент остановки скважины, дебит по нефти и жидкости составили 3,0 т/сут и 4,5 т/сут соответственно, в процессе эксплуатации наблюдалось увеличение обводненности с 5,4 % до 33,8 %.

Скважина КМ-4_1 в пробной эксплуатации на продуктивный горизонт М-0-3 числилась всего два месяца – ноябрь-декабрь 2020 г., при этом начальные дебиты по нефти и жидкости составили 4,7 т/сут и 18,5 т/сут соответственно. В декабре 2020 г. наблюдается уменьшение дебитов по нефти и жидкости соответственно до 3,3 т/сут и 13,2 т/сут.



В таблице 3.2.1 представлена характеристика пробуренного фонда скважин, а на рисунках 3.2.1-3.2.4 – графики эксплуатации скважин.

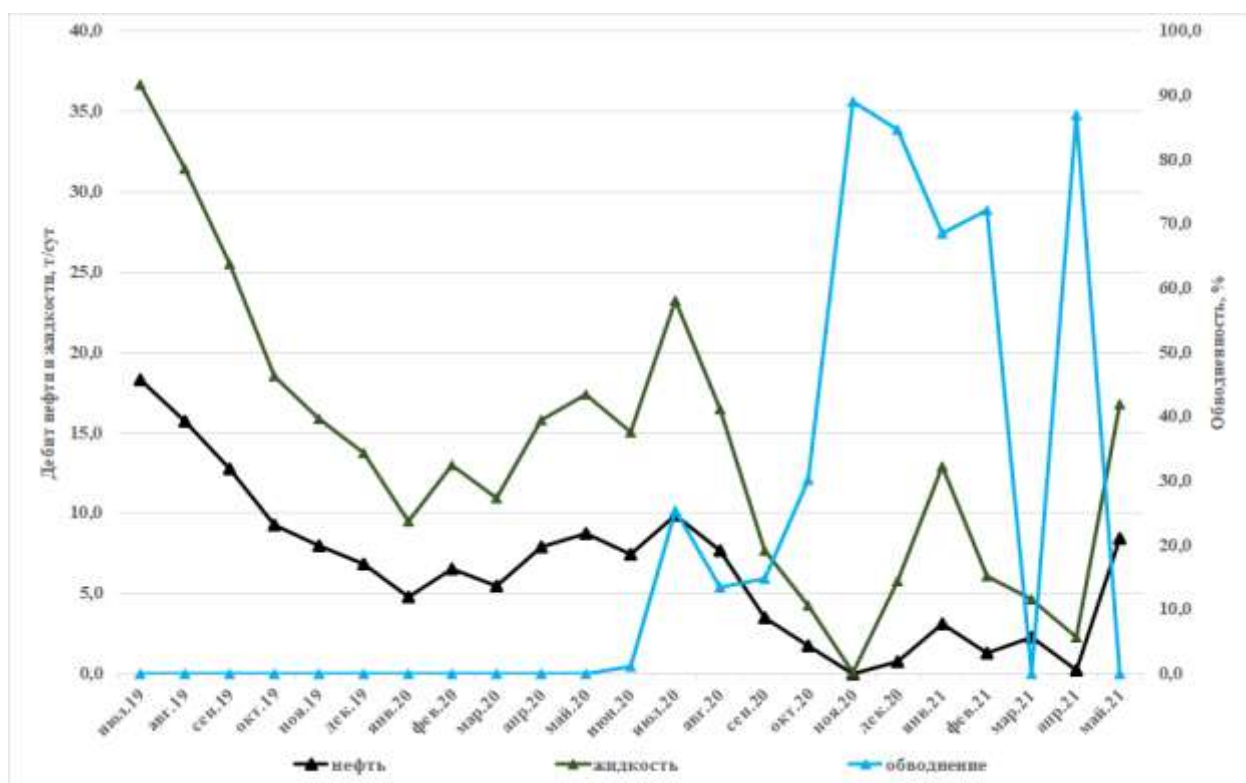
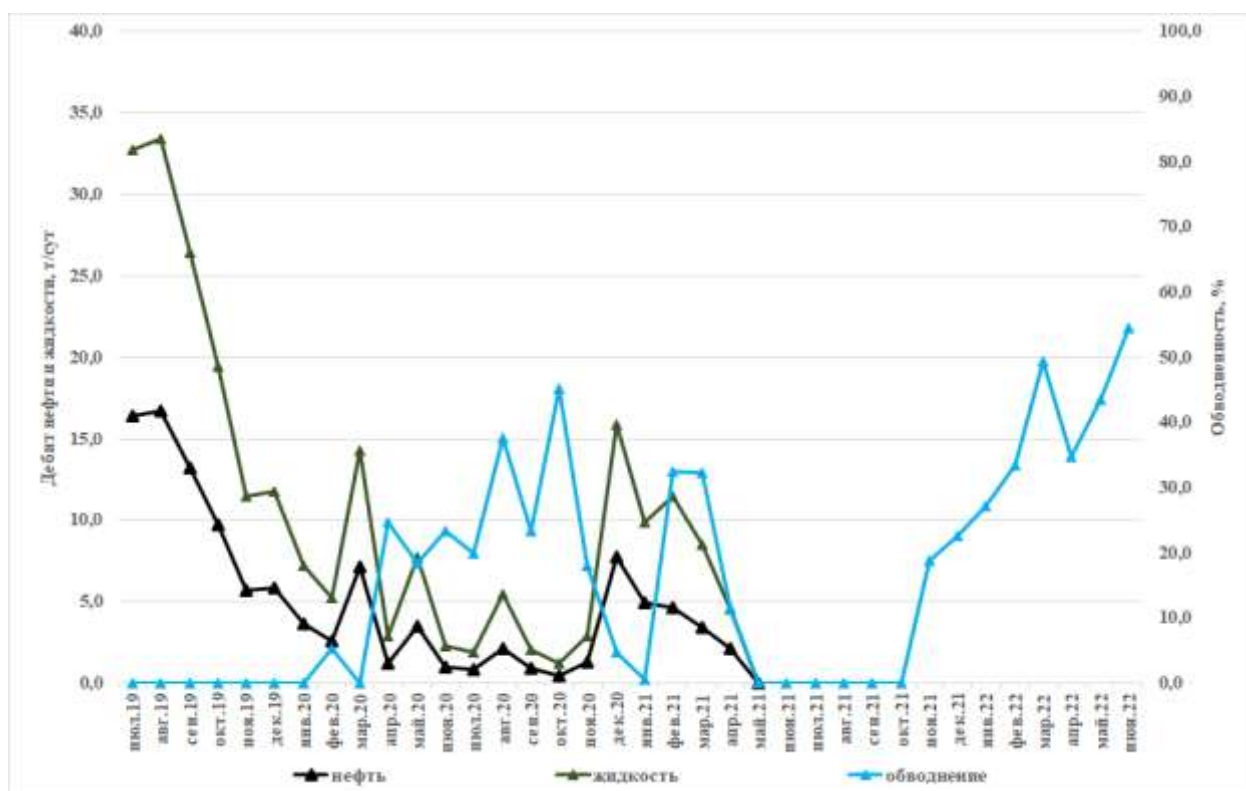


Рисунок 3.2.1-Характеристики пробной эксплуатации скважины КМ-4



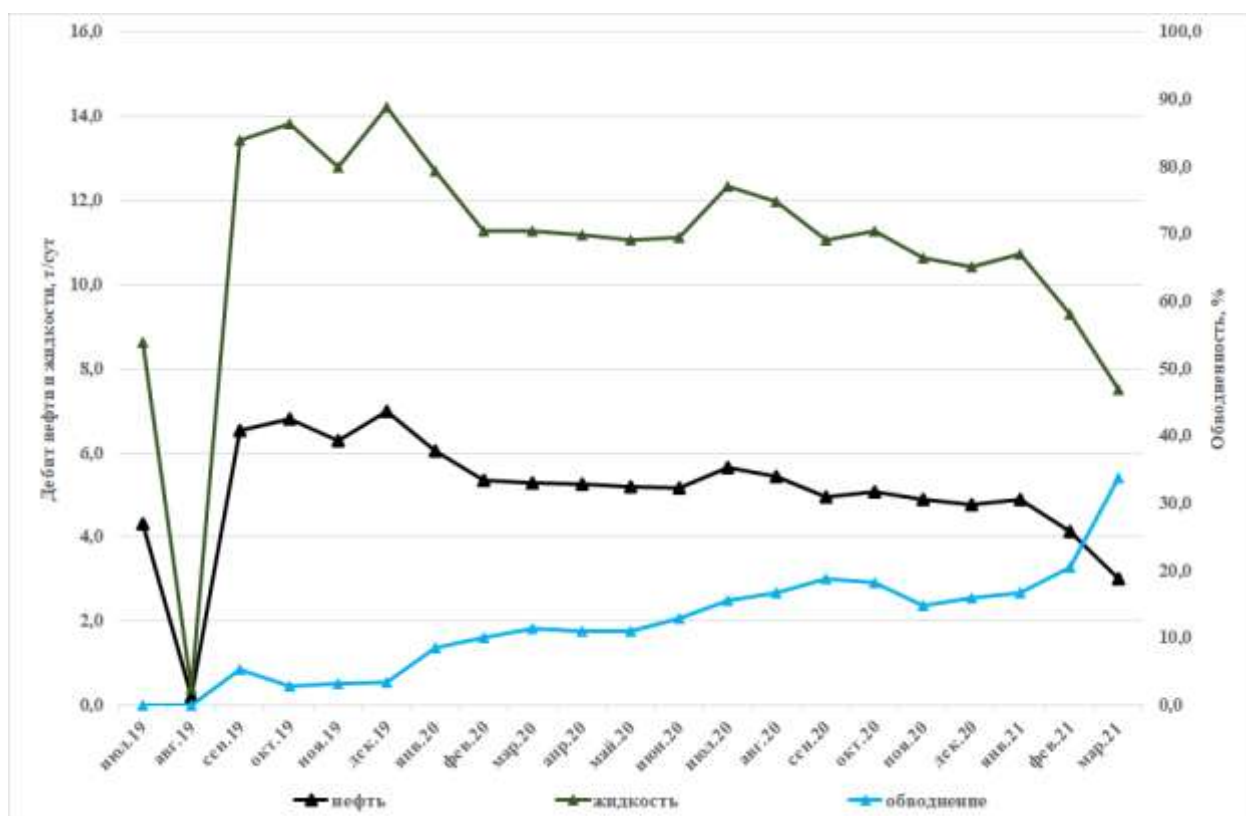


Рисунок 3.2.3-Характеристики пробной эксплуатации скважины Б-9

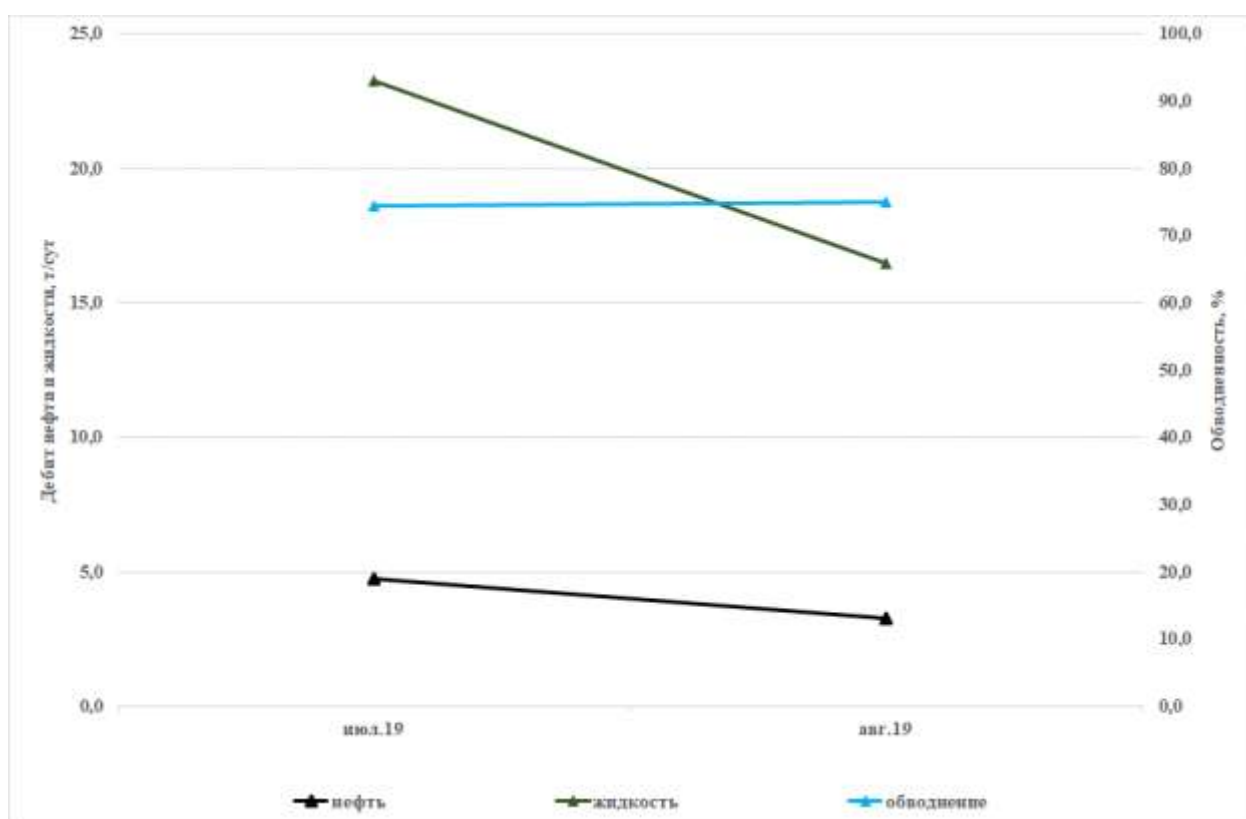


Рисунок 3.2.4-Характеристики пробной эксплуатации скважины КМ-4_1



Таблица 3.2.1-Характеристика фонда скважин месторождения Бестобе на 01.07.2022 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	7
	Возвращены с других горизонтов	-
	Всего	7
	<i>в том числе:</i>	
	Действующие	-
	<i>из них: фонтанные</i>	-
	<i>ЭЦН</i>	-
	<i>ШГН</i>	-
	<i>газлифт</i>	-
	Бездействующие	-
	В освоении после бурения	-
	В консервации	7
	Переведены под закачку	-
	Переведены на другие горизонты	-
	Ликвидированные	-
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	-
	Возвращены с других горизонтов	-
	Переведены из добывающих	-
	Всего	-
	<i>в том числе:</i>	
	Под закачкой	-
	Бездействующие	-
	В освоении после бурения	-
	В консервации	-
	В «отработке» на нефть	-
	Переведены на другие горизонты	-
	Ликвидированные	-

3.2.2. Характеристика отборов нефти, жидкости и газа

По состоянию на 01.10.2022 г. из продуктивных горизонтов месторождения Бестобе было отобрано 13,462 тыс.т нефти, 15,304 тыс.т жидкости и 2,274 млн.м³ газа, в том числе: при испытании объектов – 4,345 тыс.т нефти, 4,618 тыс.т жидкости и 0,740 млн.м³ газа. Степень отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составила всего 0,9 %, текущая нефтеотдача – всего 0,4 %. Текущая обводненность продукции составила 24,0 %.

Максимальная добыча нефти по **месторождению Бестобе** была достигнута в 2019 г. и составила 6,312 тыс.т и до рассматриваемого года характеризовалась безводной продукцией. К концу этого периода на месторождении было пробурено 6 скважин, из которых 4 перебивали в пробной эксплуатации. Добыча нефтяного газа производилась лишь в 2018-2020 гг., при котором средний газовый фактор уменьшился с 285 м³/т до 173 м³/т. В последующие годы добыча попутного газа не производилась.



В пробной эксплуатации перебивали лишь продуктивные горизонты М-0-1 (скважинами КМ-4 и Б-9), М-0-3 (скважиной КМ-4_1) и М-0-5 (скважиной Б-7), остальные – числились в испытании.

По состоянию на 01.07.2022 г. по **продуктивному горизонту М-0-1** было добыто 8,391 тыс.т нефти, 9,144 тыс.т жидкости и 1,983 млн.м³ попутного газа, в том числе: при испытании – 1,915 тыс.т безводной нефти и 0,448 млн.м³ попутного газа. Степень отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составила всего 1,5 %, текущая нефтеотдача – всего 1,0 %. Текущая обводненность продукции составила 19,2 %.

По состоянию на 01.07.2022 г. по **продуктивному горизонту М-0-3** было добыто 0,495 тыс.т нефти и 0,969 тыс.т жидкости, в том числе: при испытании – 0,335 тыс.т безводной нефти. Степень отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составила всего 0,8 %, текущая нефтеотдача – всего 0,1 %. Текущая обводненность продукции составила 74,7 %.

По состоянию на 01.07.2022 г. по **продуктивному горизонту М-0-5** было добыто 2,558 тыс.т нефти и 2,900 тыс.т жидкости, в том числе: при испытании – 0,077 тыс.т безводной. Степень отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составила всего 0,5 %, текущая нефтеотдача – всего 0,2 %. Текущая обводненность продукции составила 41,0 %.

Остальные продуктивные горизонты числились в испытании, за счет чего было добыто всего 2,018 тыс.т нефти, 2,291 тыс.т жидкости и 0,291 млн.м³ попутного газа.

В таблицах 3.2.2-3.2.5 представлены фактические показатели в целом по месторождению Бестобе и продуктивным горизонтам М-0-1, М-0-3 и М-0-5, включая добычу при испытании скважин, по остальным горизонтам, которые числились в испытании, показатели представлены в таблице 3.2.6.



Таблица 3.2.2-Основные технологические показатели по месторождению Бестобе, включая добычу при испытании скважин

Показатели	Годы и периоды					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Добыча нефти, всего, тыс.т	0,016	0,960	6,312	2,678	2,547	0,950
<i>в том числе:</i>						
<i>из переходящих скважин</i>	-	0,960	1,975	2,678	2,545	0,950
<i>из новых скважин</i>	0,016	-	4,337	-	0,002	-
Накопленная добыча нефти, тыс.т	0,016	0,976	7,287	9,965	12,512	13,462
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	0,273	1,536	0,464	-	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	0,273	1,809	2,274	2,274	2,274
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,0	0,1	0,4	0,2	0,2	0,1
Темп отбора от текущих запасов, %	0,0	0,0	0,1	0,5	0,7	0,9
Текущая нефтеотдача, %	0,0	0,0	0,2	0,3	0,4	0,4
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,0	0,1	0,5	0,7	0,9	0,9
Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	-	-	26,0	19,1	24,0
Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,016	0,960	6,312	3,619	3,147	1,251
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	0,016	0,976	7,287	10,906	14,054	15,304
Ввод добывающих скважин, ед.	1	-	5	-	1	-
Фонд добывающих скважин, ед.	1	-	6	6	7	7
Фонд действующих добывающих скважин на конец года, ед.	-	-	4	4	2	1
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины						
<i>по нефти, т/сут</i>	1,1	12,8	11,1	4,1	5,3	4,8
<i>по жидкости, т/сут</i>	1,1	12,8	11,1	5,6	6,5	6,3
Среднесуточный дебит новых скважин						
<i>по нефти, т/сут</i>	1,1	-	10,9	-	1,6	-
<i>по жидкости, т/сут</i>	1,1	-	10,9	-	1,6	-
Газовый фактор, м ³ /т	-	285	243	173	-	-
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	1,00	-	0,67	0,67	0,29	0,14
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.	0,25	0,50	0,62	0,69	0,53	0,59
Удельные остаточные геол. запасы на 1 пробуренную скважину, т/скв.	3549,0	3548,0	590,3	589,8	505,2	505,1



Таблица 3.2.3-Основные технологические показатели по продуктивному горизонту М-0-1, включая добычу при испытании скважин

Показатели	Годы и периоды				
	2018	2019	2020	2021	2022
Добыча нефти, всего, тыс.т	0,946	2,936	1,569	2,151	0,789
<i>в том числе:</i>					
<i>из переходящих скважин</i>	-	1,975	1,561	2,151	0,789
<i>из новых скважин</i>	0,946	0,961	0,008	-	-
Накопленная добыча нефти, тыс.т	0,946	3,881	5,450	7,602	8,391
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,273	1,245	0,464	-	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,273	1,518	1,983	1,983	1,983
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,2	0,5	0,3	0,4	0,1
Темп отбора от текущих запасов, %	0,2	0,5	0,3	0,4	0,1
Текущая нефтеотдача, %	0,1	0,5	0,6	0,9	1,0
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,2	0,7	1,0	1,3	1,5
Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	-	6,4	17,6	19,2
Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,946	2,936	1,676	2,610	0,977
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	0,946	3,881	5,558	8,168	9,144
Фонд добывающих скважин, ед.	1	2	3	2	1
Фонд действующих добывающих скважин на конец года, ед.	-	2	1	1	-
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины					
<i>по нефти, т/сут</i>	21,0	12,3	5,0	5,2	4,5
<i>по жидкости, т/сут</i>	21,0	12,3	5,4	6,3	5,6
Газовый фактор, м ³ /т	289	424	296	-	-
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	-	1,00	0,33	0,50	-
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.	0,74	0,86	0,64	0,80	0,97
Удельные остаточные геол. запасы на 1 пробуренную скважину, т/скв.	1349,1	673,1	448,2	447,5	447,2



Таблица 3.2.4-Основные технологические показатели по продуктивному горизонту М-0-3, включая добычу при испытании скважин

Показатели	Годы и периоды		
	2018	2019	2020
Добыча нефти, всего, тыс.т	0,006	0,330	0,160
в том числе:			
из переходящих скважин	-	-	0,160
из новых скважин	0,006	0,330	-
Накопленная добыча нефти, тыс.т	0,006	0,335	0,495
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,0	0,3	0,1
Темп отбора от текущих запасов, %	0,0	0,3	0,1
Текущая нефтеотдача, %	0,0	0,1	0,1
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,0	0,5	0,8
Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	-	74,7
Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,006	0,330	0,634
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	0,006	0,335	0,969
Фонд добывающих скважин, ед.	1	1	1
Фонд действующих добывающих скважин на конец года, ед.	-	-	1
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины			
по нефти, т/сут	0,6	8,0	4,0
по жидкости, т/сут	0,6	8,0	15,8
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	-	-	1,00
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.	0,32	0,45	0,66
Удельные остаточные геол. запасы на 1 пробуренную скважину, т/скв.	279,0	278,7	278,5



Таблица 3.2.5-Основные технологические показатели по продуктивному горизонту М-0-5, включая добычу при испытании скважин

Показатели	Годы и периоды				
	2018	2019	2020	2021	2022
Добыча нефти, всего, тыс.т	0,004	1,334	0,665	0,394	0,161
в том числе:					
из переходящих скважин	-	-	0,665	0,394	0,161
из новых скважин	0,004	1,334	-	-	-
Накопленная добыча нефти, тыс.т	0,004	1,338	2,003	2,397	2,558
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	-
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,0	0,3	0,1	0,1	0,0
Темп отбора от текущих запасов, %	0,0	0,3	0,1	0,1	0,0
Текущая нефтеотдача, %	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти, %	0,0	0,3	0,4	0,5	0,5
Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	-	11,6	26,5	41,0
Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,004	1,334	0,752	0,536	0,274
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	0,004	1,338	2,090	2,626	2,900
Фонд добывающих скважин, ед.	1	1	1	1	1
Фонд действующих добывающих скважин на конец года, ед.	-	1	1	1	-
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины					
по нефти, т/сут	0,4	9,4	2,4	5,7	7,6
по жидкости, т/сут	0,4	9,4	2,7	7,8	12,9
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	-	-
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	-	1,00	1,00	1,00	-
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.	0,36	0,58	0,76	0,38	0,14
Удельные остаточные геол. запасы на 1 пробуренную скважину, т/скв.	1145,0	1145,0	1145,0	1145,0	1145,0



Таблица 3.2.6-Основные технологические показатели по продуктивным горизонтам, которые числились в испытании

Показатели	Годы и периоды					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
Горизонт М-0-2						
Добыча нефти, всего, тыс.т	-	-	1,358	-	-	-
Накопленная добыча нефти, тыс.т			1,358	1,358	1,358	1,358
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	0,211	-	-	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³			0,211	0,211	0,211	0,211
Текущая нефтеотдача, %	-	-	0,8	0,8	0,8	0,8
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов	-	-	1,8	1,8	1,8	1,8
Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	-	-	-	-	-
Добыча жидкости, всего, тыс.т	-	-	1,358	-	-	-
Накопленная добыча жидкости, тыс.т			1,358	1,358	1,358	1,358
Фонд добывающих скважин, ед.	-	-	1	-	-	-
Фонд действующих добывающих скважин на конец года,	-	-	-	-	-	-
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины	-	-	-	-	-	-
по нефти, т/сут	-	-	17,0	-	-	-
по жидкости, т/сут			17,0			
Газовый фактор, м ³ /т	-		156	-	-	-
Горизонт М-0-4						
Добыча нефти, всего, тыс.т	-	-	-	-	0,002	-
Накопленная добыча нефти, тыс.т	-	-	-	-	0,002	0,002
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	-	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	-	-
Текущая нефтеотдача, %	-	-	-	-	0,0	0,0
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов	-	-	-	-	0,0	0,0
Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	-	-	-	-	-
Добыча жидкости, всего, тыс.т	-	-	-	-	0,002	-
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	-	-	-	-	0,002	0,002
Фонд добывающих скважин, ед.					1	-
Фонд действующих добывающих скважин на конец года,					-	-
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины						
по нефти, т/сут					1,6	
по жидкости, т/сут					1,6	
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	-	-	-
Горизонт М-0-6						
Добыча нефти, всего, тыс.т	-	0,004	0,009	-	-	-
Накопленная добыча нефти, тыс.т	-	0,004	0,013	0,013	0,013	0,013
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	-	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	-	-
Текущая нефтеотдача, %	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	-	-	-	-	-
Добыча жидкости, всего, тыс.т	-	0,004	0,009	-	-	-
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	-	0,004	0,013	0,013	0,013	0,013
Фонд добывающих скважин, ед.	-	1	1	-	-	-
Фонд действующих добывающих скважин на конец года,	-	-	-	-	-	-
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины						
по нефти, т/сут	-	0,4	4,4	-	-	-
по жидкости, т/сут	-	0,4	4,4	-	-	-
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	-	-	-



Продолжение таблицы 3.2.6

1	2	3	4	5	6	7
Горизонт М-0-7						
Добыча нефти, всего, тыс.т	-	-	0,034	-	-	-
Накопленная добыча нефти, тыс.т	-	-	0,034	0,034	0,034	0,034
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	0,080	-	-	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	0,080	0,080	0,080	0,080
Текущая нефтеотдача, %	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1
Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	-	-	-	-	-
Добыча жидкости, всего, тыс.т	-	-	0,034	-	-	-
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	-	-	0,034	0,034	0,034	0,034
Фонд добывающих скважин, ед.	-	-	3	-	-	-
Фонд действующих добывающих скважин на конец года,	-	-	-	-	-	-
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины						
по нефти, т/сут			1,3			
по жидкости, т/сут			1,3			
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	2358	-	-	-
Горизонт М-0-1 + М-0-3						
Добыча нефти, всего, тыс.т	-	-	0,313	0,284	-	-
Накопленная добыча нефти, тыс.т	-	-	0,313	0,596	0,596	0,596
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	-	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	-	-
Текущая нефтеотдача, %	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов	-	-	0,0	0,1	0,1	0,1
Обводненность среднегодовая (по весу), %						
Добыча жидкости, всего, тыс.т	-	-	0,313	0,557	-	-
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	-	-	0,313	0,870	0,870	0,870
Фонд добывающих скважин, ед.	-	-	1	1	-	-
Фонд действующих добывающих скважин на конец года,	-	-	1	-	-	-
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины						
по нефти, т/сут			9,6	13,5	-	-
по жидкости, т/сут			9,6	26,5	-	-
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	-	-	-
Горизонт М-0-7 + М-0-8						
Добыча нефти, всего, тыс.т	0,010	-	-	-	-	-
Накопленная добыча нефти, тыс.т	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	-	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	-	-
Текущая нефтеотдача, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	-	-	-	-	-
Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,010	-	-	-	-	-
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Фонд добывающих скважин, ед.	1	-	-	-	-	-
Фонд действующих добывающих скважин на конец года,	1	-	-	-	-	-
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины						
по нефти, т/сут	1,0	-	-	-	-	-
по жидкости, т/сут	1,0	-	-	-	-	-
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	-	-	-



Продолжение таблицы 3.2.6

1	2	3	4	5	6	7
Горизонт М-0-8 + PZ						
Добыча нефти, всего, тыс.т	0,006	-	-	-	-	-
Накопленная добыча нефти, тыс.т	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	-	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	-	-
Текущая нефтеотдача, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	-	-	-	-	-
Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,006	-	-	-	-	-
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Фонд добывающих скважин, ед.	1	-	-	-	-	-
Фонд действующих добывающих скважин на конец года,	-	-	-	-	-	-
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины						
по нефти, т/сут	1,1	-	-	-	-	-
по жидкости, т/сут	1,1	-	-	-	-	-
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	-	-	-

3.2.3. Характеристика энергетического состояния

Как вытекает из предыдущего раздела, в пробной эксплуатации пребывали продуктивные горизонты М-0-1, М-0-3 и М-0-5, а произведенные отборы нефти и жидкости незначительные поэтому можно предположить, что энергетическое состояние продуктивных горизонтов не претерпели или претерпели незначительные изменения.

По горизонту М-0-1 начальное пластовое давление составляет 7,7 МПа. В процессе пробной эксплуатации скважин КМ-4 и Б-9 замеры давлений не производились.

По горизонту М-0-3 начальное пластовое давление составило 8,2 МПа, а произведенный в сентябре-октябре 2019 г. в скважине КМ-4_1 пластовое давление составило 7,8 МПа.

По горизонту М-0-5 начальное пластовое давление составило 8,7 МПа. В процессе пробной эксплуатации скважины КМ-7 замеры давлений не производились.

3.2.4. Анализ выработки запасов нефти из пластов

Как было ранее отмечено, в пробной эксплуатации пребывали продуктивные горизонты М-0-1, М-0-3 и М-0-5, остальные горизонты числились в испытании.

Из рассматриваемых горизонтов, наибольшая добыча нефти произведена из М-0-1 и составила 8,391 тыс.т, что составляет 62,3 % от всей добычи нефти, произведенной из месторождения, а на горизонта М-0-5 приходится около 19,0 %.

За счет испытания скважин на остальных продуктивных горизонтах было добыто всего 2,018 тыс.т, что составляет почти 15,0 % добычи нефти, произведенной из месторождения в целом.



Таблица 3.2.7-Текущая степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти и текущая нефтеотдача по горизонтам и месторождению Бестобе

Наименование	Горизонт	Значение
Накопленная добыча нефти, тыс.т	М-0-1	8,391
	М-0-3	0,495
	М-0-5	2,558
	остальные горизонты	2,018
	Бестобе	13,462
Степень выработанности начальных извлекаемых запасов нефти, %	М-0-1	1,5
	М-0-3	0,8
	М-0-5	0,5
	Бестобе	0,9
Обводненность, %	М-0-1	19,2
	М-0-3	74,7
	М-0-5	41,0
	Бестобе	24,0
Нефтеотдача, %	М-0-1	1,0
	М-0-3	0,1
	М-0-5	0,2
	Бестобе	0,4

3.2.5. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Рассмотрим подробнее сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации как в целом по месторождению Бестобе, так и отдельно по продуктивным горизонтам.

Продуктивный горизонт М-0-1.

В 2019 г. согласно проекту пробной эксплуатации (13) были выделены два объекта пробной эксплуатации – М-0-1 и М-0-7. Пробную эксплуатацию продуктивного горизонта М-0-1 планировалось осуществить существующей поисковой скважиной КМ-4 и дополнительным вводом из бурения проектных опережающих добывающих скважин Б-1, Б-3 и Б-7. Пробную эксплуатацию продуктивного горизонта М-0-7 планировалось осуществить вводом из бурения проектной опережающей добывающей скважины Б-5.

Фактически в пробную эксплуатацию продуктивный горизонт М-0-7 не вводился в пробную эксплуатацию.

Фактически в июле 2019 г. в пробную эксплуатацию была введена существующая скважина КМ-4, при этом уровень добычи нефти составил 1,975 тыс.т, что на 13,511 тыс.т (или -87,2 %) меньше проектного. Фактический фонд скважин меньше проектного на 3 ед. Дебит скважины по нефти составляет 11,6 т/сут, при проектном – 20,0 т/сут. Фактически в рассматриваемом году добыта безводная продукция, при проектной обводненности 4,7 %. Фактический газовый фактор составляет 542 м³/т, при проектном – 312 м³/т.

В 2020 г. в пробную эксплуатацию была введена оценочная скважина Б-9, при этом уровень добычи нефти составил 1,561 тыс.т, что на 17,455 тыс.т (или -91,8 %) меньше проектного. Фонд скважин остается меньше проектного на 2 ед. Дебит скважины по нефти



составляет резко уменьшается по сравнению с предыдущим годом и составляет 5,1 т/сут, при проектном – 16,6 т/сут. Фактическая обводненность добытой в рассматриваемом году обводненность составляет 6,4 %, при проектной – 12,0 %.

В 2021 г. согласно дополнения к проекту пробной эксплуатации (15) были выделены три основных объекта пробной эксплуатации – М-0-1, М-0-5 и М-0-6-2, а также два возвратных – М-0-3 и М-0-4. Пробную эксплуатацию продуктивного горизонта М-0-1 планировалось осуществить существующими скважинами КМ-4 и Б-9, а также дополнительным вводом из бурения проектных опережающих добывающих скважин Б-3 и Б-4 соответственно в 2021 и 2022 гг.

Фактически в пробную эксплуатацию **продуктивный горизонт М-0-6-2** не вводился в пробную эксплуатацию.

В 2021 г. согласно вышеназванного дополнения к проектному документу (15), проектная опережающая добывающая скважина Б-3 не была введена в эксплуатацию из бурения, продуктивный горизонт эксплуатировался существующим скважинами КМ-4 и Б-9, за счет которых было добыто 2,151 тыс.т нефти, что на 0,549 тыс.т (или -20,3 %) меньше проектного. Фонд скважин остается меньше проектного на 1 ед. Дебит скважины по нефти сохранился на прежнем уровне по сравнению с предыдущим годом и составляет 5,2 т/сут, при проектном – 4,3 т/сут. Фактическая обводненность добытой в рассматриваемом году обводненность составляет 17,6 %, при проектной – 19,1 %. При проектном газовом факторе 8 м³/т, фактически добыча газа отсутствовала.

В 2022 г. согласно проектным показателям (5), планировался ввод проектной опережающей добывающей скважины Б-4, которая фактически не была введена в эксплуатацию, продуктивный горизонт эксплуатировался существующей скважиной Б-9, за счет которого было добыто по состоянию на 01.07.2022 г. – 0,789 тыс.т нефти, что на 4,511 тыс.т (или -85,1 %) меньше проектного. Фонд скважин остается меньше проектного на 2 ед. Дебит скважины по нефти составляет 4,5 т/сут и больше проектного – 4,0 т/сут. Фактическая обводненность добытой в рассматриваемом году обводненность составляет 19,2 %, при проектной – 22,8 %. При проектном газовом факторе 8 м³/т, фактически добыча газа отсутствовала.

Таким образом, из предусмотренных вышеприведенными проектными документами, фактически были пробурены опережающие добывающие скважины Б-1 и Б-7, однако в пробную эксплуатацию на рассматриваемый горизонт не были введены, в них проводилось испытание и пробная эксплуатация других объектов. В пробную эксплуатацию на рассматриваемый горизонт введена лишь оценочная скважина Б-9.



Пробная эксплуатация весь рассматриваемый период осуществлялась двумя скважинами – КМ-4 и Б-9. При проектной накопленной добыче нефти 14,2 тыс.т, фактически за счет пробной эксплуатации этих скважин из горизонта М-0-1 было отобрано всего 6,476 тыс.т, что меньше на 7,724 тыс.т (или -54,4 %).

Продуктивный горизонт М-0-3.

В 2021 г. согласно дополнению к проекту пробной эксплуатации (15), рассматриваемый продуктивный горизонт был впервые выделен в качестве возвратного объекта пробной эксплуатации. Пробную эксплуатацию планировалось осуществить существующей оценочной скважиной КМ-4_1.

Рассматриваемый продуктивный горизонт фактически перебивался в эксплуатации в ноябре-декабре 2020 г., вводом скважины КМ-4_1, при этом было добыто 0,160 тыс.т нефти и 0,634 тыс.т жидкости.

В 2021 г. и далее, продуктивный горизонт М-0-3 не эксплуатировался.

Продуктивный горизонт М-0-5.

В 2021 г. согласно дополнению к проекту пробной эксплуатации (15), рассматриваемый продуктивный горизонт был впервые выделен в качестве одного из основных объектов пробной эксплуатации. Пробную эксплуатацию планировалось осуществить существующей скважиной Б-7, а также дополнительным вводом из бурения проектных опережающих добывающих скважин Б-2 и Б-6, в 2022 г.

Скважину Б-7 фактически ввели в пробную эксплуатацию на рассматриваемый горизонт в июне 2019 г., за счет которого было добыто 1,261 тыс.т безводной нефти, а добыча газа отсутствовала. Среднегодовой дебит по нефти составил 9,5 т/сут.

В 2020 г. из горизонта М-0-5 за счет эксплуатации скважины Б-7 было добыто 0,665 тыс.т нефти и 0,752 тыс.т жидкости, при обводненности 11,6 %. Добыча газа отсутствовала. Дебит скважины по сравнению с предыдущим годом резко уменьшился и составил 2,4 т/сут.

В 2021 г. фактическая добыча нефти составила 0,394 тыс.т, что на 0,906 тыс.т (или -69,7 %) меньше проектного. Фонд скважин соответствует проектному количеству, а дебит скважины меньше проектного в 2,6 раза и составил 5,7 т/сут. При безводной проектной обводненности, фактическая составила 26,5 %.

В 2022 г. планировалось ввести в эксплуатацию из бурения проектные опережающие добывающие скважины Б-2, Б-6 и проектный фонд скважин должен был составить 3 ед., однако фактически эксплуатация продолжилась скважиной Б-7 до мая 2022 г. В I-м полугодии 2022 г. было добыто 0,161 тыс.т нефти и 0,274 тыс.т жидкости,



при этом обводненность составила 41,0 %. Средний дебит скважины по нефти составил 7,6 т/сут, при проектном – 14,5 т/сут.

Таким образом, предусмотренные дополнением к проектному документу (15), в пробную эксплуатацию на рассматриваемый горизонт проектные скважины не вводились. Пробная эксплуатация весь рассматриваемый период осуществлялась опережающей добывающей скважиной Б-7. При проектной накопленной добыче нефти 13,0 тыс.т, фактически за счет пробной эксплуатации скважины из горизонта М-0-5 было отобрано всего 2,481 тыс.т, что меньше на 10,519 тыс.т (или -80,9 %).

В целом по месторождению Бестобе.

Проектом пробной эксплуатации (13) было предусмотрено ввести из бурения в эксплуатацию 4 проектных опережающих добывающих скважин в 2019 г., а фонд к концу года должен был составить 5 ед. Фактически в пробную эксплуатацию были введены скважина КМ-4 – поисковая, из консервации и Б-7 – проектная опережающая добывающая, из бурения. Фактически в рассматриваемом году уровень добычи нефти составил 3,236 тыс.т, что меньше проектного на 13,217 тыс.т (или -80,3 %). Фактически добыта безводная продукция, по проекту прогнозировалась обводненность на уровне 4,5 %. Средний газовый фактор составил 331 м³/т и находился практически на уровне проектного – 314 м³/т. Средний дебит скважины по нефти составляет 10,6 т/сут, против проектного – 16,6 т/сут.

Фактически в 2020 г. были введены в эксплуатацию проектные оценочные скважины Б-9 и КМ-4_1, фонд скважин составил 4 ед., что меньше проектного на 1 ед. За счет пробной эксплуатации было добыто 2,386 тыс.т нефти, что меньше проектного на 17,976 тыс.т (или -88,3 %). Фактическая обводненность добытой продукции составила 21,9 %, при проектной – 11,5 %. Средний газовый фактор резко уменьшился по сравнению с предыдущим годом до 195 м³/т, при проектной значении – 390 м³/т. Средний дебит скважины по нефти резко уменьшается по сравнению с предыдущим годом и составляет 3,8 т/сут, против проектного – 13,7 т/сут.

Согласно дополнению к проектному документу (15), в 2021 и 2022 гг. планировался ввод в пробную эксплуатацию соответственно 1 ед. и 4 ед. проектных опережающих добывающих скважин, а также продолжение пробной эксплуатации существующими 6 скважинами. Фактически ввод проектных опережающих добывающих скважин из бурения в эксплуатацию не был осуществлен.

В 2021 г. фактическая добыча нефти составила 2,545 тыс.т, что на 2,355 тыс.т (или -48,1 %) меньше проектного. Фонд скважин составляет 3 ед., при проектном – 7 ед.



Фактическая обводненность составила 19,1 %, при проектном значении 8,2 %. При проектном газовом факторе 5 м³/т, фактически добыча газа отсутствовала. В рассматриваемом году средний дебит скважины по нефти составил 5,3 т/сут, при проектном – 6,4 т/сут.

За I-е полугодие 2022 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 0,950 тыс.т, что меньше проектного уровня на 23,050 тыс.т (или -96,0 %). Фонд скважин составляет 2 ед., против проектного – 11 ед. Текущая обводненность добытой продукции 24,0 %, при проектном уровне 8,0 %. Средний дебит скважины по нефти составил 4,8 т/сут, при проектном значении 6,8 т/сут.

Таким образом, из предусмотренных проектом пробной эксплуатации (13) и дополнении к нему (15), фактически пробурены опережающие добывающие Б-1, Б-5 и Б-7, а также оценочные скважины Б-9, Б-10 и КМ-4_1. Из вышеперечисленных скважин в пробной эксплуатации принимали участие скважины Б-7, Б-9 и КМ-4_1. Пробная эксплуатация весь рассматриваемый период осуществлялась лишь четырьмя скважинами на горизонтах М-0-1, М-0-3 и М-0-3. Продуктивные горизонты М-0-4 (возвратный), а также основные горизонты М-0-6 и М-0-7 в пробную эксплуатацию не вводились. При проектной накопленной добыче нефти 37,4 тыс.т, фактически за счет пробной эксплуатации месторождения было отобрано всего 9,118 тыс.т, что меньше на 28,282 тыс.т (или -75,6 %).

Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации в целом по месторождению Бестобе и продуктивным горизонтам представлены в таблицах 3.2.8-3.2.11.



Таблица 3.2.8-Сопоставление проектных и фактических технологических показатели пробной эксплуатации в целом по месторождению Бестобе

Показатели	Годы и периоды							
	2019*		2020*		2021**		2022**	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, всего, тыс.т	16,453	3,236	20,362	2,386	4,900	2,545	24,000	0,950
Накопленная добыча нефти, тыс.т	17,429	3,236	37,429	5,622	13,500	8,167	37,400	9,118
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	5,166	1,070	7,934	0,464	0,026	-	0,194	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	5,439	1,070	13,373	1,534	2,300	1,534	2,494	1,534
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,1	0,2	1,4	0,2	0,3	0,2	1,6	0,1
Темп отбора от текущих запасов, %	1,1	0,2	1,4	0,2	0,3	0,2	1,7	0,1
Текущая нефтеотдача, %	0,5	0,1	1,1	0,2	0,4	0,2	1,1	0,3
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти, %	1,2	0,2	2,6	0,4	0,9	0,6	2,6	0,6
Обводненность среднегодовая (по весу), %	4,5	-	11,5	21,9	8,2	19,1	8,0	24,0
Добыча жидкости, всего, тыс.т	17,229	3,236	22,995	3,054	5,500	3,146	26,000	1,251
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	18,205	3,236	41,201	6,290	14,800	9,436	40,900	10,686
Ввод новых скважин из бурения, ед.	4	2	-	2	1	-	4	-
Фонд добывающих скважин, ед.	5	2	5	4	7	3	11	2
Фонд действующих добывающих скважин на конец года, ед.	5	2	5	4	7	2	11	1
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины								
по нефти, т/сут	16,6	10,6	13,7	3,8	6,4	5,3	6,8	4,8
по жидкости, т/сут	17,4	10,6	15,5	4,9	7,0	6,6	7,4	6,3
Газовый фактор, м ³ /т	314	331	390	195	5	-	8	-
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,67	1,00	0,50
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.	0,92	0,76	0,92	0,71	0,95	0,69	0,95	0,59

Примечание: * - проектные показатели из «Проект пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию на 01.01.2019 г.)»

** - проектные показатели из «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию на 01.06.2020 г.)»



Таблица 3.2.9-Сопоставление проектных и фактических технологических показатели пробной эксплуатации продуктивного горизонта М-0-1

Показатели	Годы и периоды							
	2019*		2020*		2021**		2022**	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, всего, тыс.т	15,486	1,975	19,016	1,561	2,700	2,151	5,300	0,789
Накопленная добыча нефти, тыс.т	16,462	1,975	35,478	3,536	8,800	5,687	14,200	6,476
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	4,828	1,070	7,360	0,464	0,008	-	0,043	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	5,102	1,070	12,462	1,534	1,816	1,534	1,859	1,534
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,9	0,3	6,2	0,6	1,5	1,0	2,5	1,1
Темп отбора от текущих запасов, %	2,7	0,3	3,4	0,3	0,2	0,4	0,9	0,1
Текущая нефтеотдача, %	1,9	0,2	4,2	0,4	1,0	0,7	1,7	0,8
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти, %	2,9	0,3	6,2	0,6	1,5	1,0	2,5	1,1
Обводненность среднегодовая (по весу), %	4,7	-	12,0	6,4	19,1	17,6	22,8	19,2
Добыча жидкости, всего, тыс.т	16,251	1,975	21,620	1,668	3,300	2,610	6,900	0,977
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	17,227		38,848		9,600		16,600	
Ввод новых скважин из бурения, ед.	3	-	-	1	1	-	1	-
Фонд добывающих скважин, ед.	4	1	4	2	3	2	4	2
Фонд действующих добывающих скважин на конец года, ед.	4	1	4	2	3	1	4	-
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины								
по нефти, т/сут	20,0	11,6	16,6	5,1	4,3	5,2	4,0	4,5
по жидкости, т/сут	16,6	11,6	18,8	5,4	5,3	6,3	5,2	5,6
Газовый фактор, м ³ /т	312	542	387	298	8	-	8	-
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,50	1,00	-
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.	0,92	0,93	0,92	0,67	0,95	0,80	0,95	0,97

Примечание: * - проектные показатели из «Проект пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию на 01.01.2019 г.)»

** - проектные показатели из «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию на 01.06.2020 г.)»



Таблица 3.2.10-Сопоставление проектных и фактических технологических показатели пробной эксплуатации продуктивного горизонта М-0-3

Показатели	Годы и периоды							
	2019		2020		2021*		2022*	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, всего, тыс.т	-	-	-	0,160	0,300	-	1,700	-
Накопленная добыча нефти, тыс.т	-	-	-	0,160	0,400	0,160	2,200	0,160
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	0,002	-	0,014	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	0,002	-	0,016	-
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	-	-	-	0,2	0,5	-	2,6	-
Темп отбора от текущих запасов, %	-	-	-	0,2	0,5	-	2,6	-
Текущая нефтеотдача, %	-	-	-	0,0	0,1	0,0	0,6	0,0
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти, %	-	-	-	0,2	0,6	0,2	3,3	0,2
Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	-	-	74,7	11,6	-	14,3	-
Добыча жидкости, всего, тыс.т	-	-	-	0,634	0,000	-	2,000	-
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	-	-	-	0,634	1,000	0,634	3,000	0,634
Ввод новых скважин из бурения, ед.	-	-	-	1	-	-	1	-
Фонд добывающих скважин, ед.	-	-	-	1	1	-	2	-
Фонд действующих добывающих скважин на конец года, ед.	-	-	-	1	1	-	2	-
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины	-	-	-			-		-
по нефти, т/сут	-	-	-	4,0	5,0	-	4,9	-
по жидкости, т/сут	-	-	-	15,8	5,6	-	5,8	-
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-			-		-
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	-	-	-	1,00	1,00	-	1,00	-
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.	-	-	-	0,66	0,95	-	0,95	-

Примечание: * - проектные показатели из «Проект пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию на 01.01.2019 г.)»

** - проектные показатели из «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию на 01.06.2020 г.)»



Таблица 3.2.11-Сопоставление проектных и фактических технологических показатели пробной эксплуатации продуктивного горизонта М-0-5

Показатели	Годы и периоды							
	2019		2020		2021*		2022*	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, всего, тыс.т	-	1,261	-	0,665	1,300	0,394	11,700	0,161
Накопленная добыча нефти, тыс.т	-	1,261	-	1,926	1,300	2,320	13,000	2,481
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	0,010	-	0,095	-
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	-	-	-	-	0,010	-	0,105	-
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	-	0,2	-	0,4	0,2	0,4	2,5	0,5
Темп отбора от текущих запасов, %	-	0,2	-	0,1	0,2	0,1	2,2	0,0
Текущая нефтеотдача, %	-	0,1	-	0,2	0,1	0,2	1,2	0,2
Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти, %	-	0,2	-	0,4	0,2	0,4	2,5	0,5
Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	-	-	11,6	0,0	26,5	0,8	41,0
Добыча жидкости, всего, тыс.т	-	1,261	-	0,752	1,300	0,536	11,800	0,274
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	-	1,261	-	2,013	1,300	2,549	13,100	2,823
Ввод новых скважин из бурения, ед.	-	1	-	-	-	-	2	-
Фонд добывающих скважин, ед.	-	1	-	1	1	1	3	1
Фонд действующих добывающих скважин на конец года, ед.	-	1	-	1	1	1	3	-
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины	-		-					
по нефти, т/сут	-	9,5	-	2,4	14,7	5,7	14,5	7,6
по жидкости, т/сут	-	9,5	-	2,7	14,7	7,8	14,6	12,9
Газовый фактор, м ³ /т	-		-					
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	-	1,00	-	1,00	1,00	1,00	1,00	
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.	-	0,62	-	0,76	0,95	0,38	0,95	0,14

Примечание: * - проектные показатели из «Проект пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию на 01.01.2019 г.)»

** - проектные показатели из «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию на 01.06.2020 г.)»



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 расчетных геолого-физических моделей продуктивных горизонтов, принятых для расчета прогнозных технологических показателей разработки легли материалы, полученные по месторождению Бестобе на дату составления настоящего отчета.

Согласно расчетной модели, каждый продуктивный горизонт (залежь) представлен набором пластов-коллекторов, выделенных по результатам переинтерпретации материалов ГИС, которые, в свою очередь, характеризуются прерывистостью по латерали и расчлененностью по разрезу. Причем каждый обособленный пласт-коллектор характеризуется фильтрационно-емкостными (толщина, коэффициенты пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и т.д.), продуктивными (коэффициент продуктивности) и термобарическими (пластовые давление и температура) свойствами, которые отличаются между собой от скважины к скважине. В конечном итоге, каждый продуктивный горизонт представляется в виде латерально- и послойно неоднородной по коллекторским свойствам модели.

Изменение коллекторских свойств по латерали и вертикали количественно характеризуются квадратами коэффициента вариации, соответственно зональной (V_z^2) и послойной (V_n^2) неоднородностями, которые в последствии, с учетом выбранной системы размещения добывающих и нагнетательных скважин преобразуются в общую расчетную неоднородность (V_p^2).

Коэффициент послойной неоднородности (V_n^2) определен по коэффициентам проницаемости, определенные по результатам стандартного исследования керна продуктивных горизонтов М-01, М-0-5 и М-0-6. Средние значения послойной неоднородности очень высокие и изменяются по горизонтам от 2,543 д.ед. до 5,008 д.ед., представлены в таблице 3.3.1.

Зональная неоднородность (V_z^2), обычно, определяется по удельным коэффициентам продуктивности, но для этого необходимо, чтобы на одном и том же горизонте были проведены гидродинамические исследования (ГДИ), как минимум на трех скважинах. Поэтому для месторождения Бестобе определить зональную неоднородность по удельному коэффициенту продуктивности не представляется возможным, ввиду единичных значений удельных коэффициентов продуктивности по скважинам, определенные для одного и того же продуктивного горизонта. Зональную неоднородность



также можно было бы определить по фактическим данным эксплуатации скважин, принцип которого приведен в работе (22), однако, как известно, пробная эксплуатация продуктивных горизонтов проводилась единичными скважинами непродолжительное время, ввиду чего и по данным эксплуатации скважин не представляется возможным его определение.

Учитывая вышеизложенное, для определения зональной неоднородности (V_z^2) использовались коэффициенты проницаемости, которые были определены по результатам исследования керна скважин Б-1, Б-5, Б-7 и Б-10. Результаты приведены в таблице 3.3.2 и как видно из нее, зональная неоднородность в целом по месторождению Бестобе изменяется по скважинам от 0,783 д.ед. до 4,205 д.ед., составляя в среднем 2,481 д.ед.

Прерывистость пластов-коллекторов (W) в пределах продуктивных частей характеризуют построенные геолого-статистические разрезы (ГСР) по продуктивным горизонтам М-0-1, М-0-5 и М-0-6 в целом, а также отдельно по блокам для М-0-5 и М-0-6 продуктивных горизонтов. ГСР характеризует расчлененность по разрезу и распространение коллекторов по латерали. Для построения ГСР использовалась база данных по результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин (РИГИС). При построении ГСР, выбор общего количества слоев по вертикали каждой рассматриваемой модели объекта исходил из общей толщины продуктивного объекта и минимальной общей толщины отдельно взятого пласта-коллектора.

Итак, каждая залежь рассматриваемых продуктивных горизонтов была разбита по вертикали таким образом, чтобы каждый слой имел толщину не более 0,2 м. Результаты построения ГСР по продуктивным горизонтам представлены на рисунках 3.3.1-3.3.3.

Площадь продуктивной части каждой залежи занятая неколлектором определялась с использованием ГСР, путем осреднения величины доли неколлектора каждого обособленного слоя (W_i) в пределах каждой рассматриваемой залежи (таблица 3.3.3).

Для определения параметра d – линейного размера зоны (шага хаотической изменчивости коллекторских свойств пластов-коллекторов) требуется достаточно много пар значений (пар соседних скважин), расстояние между которыми различное. Исходя из небольшого количества скважин на месторождении Бестобе, параметр принят равным $d = 0,35$ км. Отметим, что данный параметр по многим крупным месторождениям, где пробурено большое количество скважин, изменяется в пределах 0,35-0,40 км и несильно влияет на коэффициент охвата сеткой скважин.

Как известно, на 31 образцах керна проведены специальные исследования, по результатам которых определены фазовые проницаемости для нефти и воды, а также



коэффициенты: остаточной водо- и нефтенасыщенности. По 10 образцам керна из скважины КМ-4 определены коэффициенты вытеснения нефти водой, а также остаточные коэффициенты водо- и нефтенасыщенности методом центрифугирования (таблица 3.3.4).

Таблица 3.3.1-Результаты определения послойной неоднородности по горизонтам

Горизонт	Скважина	Проницаемость, мД		Послойная неоднородность, д.ед.
		$(X_{cp})^2$	$(X^2)_{cp}$	
М-0-1	Б-5 и Б-9	175,7	1055,4	5,008
М-0-5	Б-5	455016,2	1779465,6	2,911
М-0-6-1	Б-9 и Б-10	60516,9	214414,0	2,543

Таблица 3.3.2-Результаты определения зональной неоднородности по горизонтам

Скважина	Горизонт	Проницаемость, мД		Зональная неоднородность, д.ед.
		$(X_{cp})^2$	$(X^2)_{cp}$	
Б-1	М-0-4	2967941	5291812	0,783
Б-5	М-0-5	256394	1334601	4,205
Б-7	М-0-2	288207	1032261	2,582
Б-9	М-0-6	104378	456160	3,370
Б-10	М-0-7	395267	974383	1,465
Среднее значение:				2,481

Таблица 3.3.3-Результаты определения прерывистости пластов-коллекторов по горизонтам

Район скважин	Горизонт	Блок	Прерывистость (доля коллектора), д.ед.
КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-7, Б-9 и Б-10	М-0-1	в целом	0,519
КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-7, Б-9 и Б-10	М-0-5	в целом	0,811
КМ-4_1 и Б-9		I	0,772
КМ-4, Б-1, Б-5 и Б-7		II	0,839
Б-10		III	0,775
КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-7, Б-9 и Б-10	М-0-6-1	в целом	0,795
КМ-4_1 и Б-9		I	0,772
КМ-4, Б-1, Б-5 и Б-7		II	0,802
Б-10		III	0,813



Таблица 3.3.4-Результаты специальных исследований керна по определениям фазовых проницаемостей, коэффициентов остаточной водо-, нефтенасыщенности и вытеснения

Сква- жина	Номер образца	Горизонт	Глубина отбора образца, м	Коэффициенты						
				пористости, д.ед.	проница- емости по газу, мД	проница- емости по воде, мД	проница- емости по нефти, мД	остаточной воды, д.ед.	остаточной нефти, д.ед.	вытес- нения, д.ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Б-5	9	М-0-1	765,5	0,169	2,2	-	-	0,730	0,097	0,641
Б-5	10	М-0-1	766,3	0,094	0,1	-	-	0,746	0,149	0,413
Среднее для М-0-1 горизонта:										0,527
КМ-4*	050411020K03H	М-0-2	784,3	0,215	91,6	37,2	53,2	0,310	0,203	0,706
КМ-4*	050411033K04H	М-0-2	797,4	0,288	596,6	221,0	293,0	0,235	0,209	0,727
Б-7	43	М-0-2	800,9	0,101	0,1	-	-	0,813	0,075	0,599
Б-7	44ds	М-0-2	801,7	0,052	0,1	-	-	0,864	0,103	0,243
Б-9	29ds	М-0-2	801,9	0,150	26,4	-	-	0,352	0,114	0,824
Б-9	32ds	М-0-2	803,2	0,168	280,0	-	-	0,243	0,172	0,773
Б-10	17	М-0-2	834,0	0,320	944,0	-	-	0,812	0,075	0,601
Среднее для М-0-2 горизонта:										0,639
КМ-4*	050411063K03H	М-0-3	827,9	0,262	333,6	95,3	121,0	0,239	0,213	0,720
КМ-4*	050411066K01H	М-0-3	830,7	0,283	30,3	13,7	17,3	0,344	0,219	0,666
КМ-4	050411060K06H	М-0-3	825,5	0,195	115,4	42,1	53,1	0,299	0,210	0,700
КМ-4	050411064K01H	М-0-3	828,7	0,289	930,4	412,0	572,0	0,213	0,175	0,778
КМ-4	050411064K07H	М-0-3	829,3	0,181	242,3	87,3	105,3	0,260	0,188	0,746
КМ-4_1	46	М-0-3	832,5	0,333	1488,0	-	-	0,192	0,178	0,780
КМ-4_1	49ds	М-0-3	833,2	0,297	891,0	-	-	0,209	0,180	0,772
КМ-4_1	51	М-0-3	833,9	0,261	293,0	-	-	0,257	0,169	0,773
КМ-4_1	54	М-0-3	834,9	0,296	456,0	-	-	0,221	0,103	0,868
КМ-4_1	55	М-0-3	835,1	0,298	199,0	-	-	0,214	0,144	0,817
Среднее для М-0-3 горизонта:										0,762



Продолжение таблицы 3.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
КМ-4*	050411079K02H	М-0-4	846,9	0,273	27,7	10,2	13,2	0,322	0,236	0,652
Б-1	11ds	М-0-4	859,2	0,243	667,0	-	-	0,172	0,140	0,831
Б-1	20ds	М-0-4	863,4	0,343	3640,0	-	-	0,160	0,110	0,869
Среднее для М-0-4 горизонта:										0,784
КМ-4*	050411096K01H	М-0-5	863,8	0,278	27,7	12,3	16,3	0,329	0,233	0,653
КМ-4*	050411105K04H	М-0-5	872,8	0,304	404,6	165,1	186,5	0,275	0,174	0,760
КМ-4*	050411117K03H	М-0-5	884,7	0,309	2880,0	996,0	1320,0	0,196	0,168	0,791
КМ-4	050411093K01H	М-0-5	861,0	0,275	16,7	3,7	6,7	0,361	0,235	0,632
КМ-4	050411103K01H	М-0-5	870,3	0,295	426,3	157,2	196,0	0,225	0,202	0,739
Среднее для М-0-5 горизонта:										0,715
КМ-4*	050411134K04H	М-0-6-1	909,5	0,298	171,2	76,3	89,2	0,278	0,211	0,708
КМ-4*	050411137K02H	М-0-6-1	912,0	0,308	106,3	41,2	56,9	0,273	0,222	0,695
Б-10	22	М-0-6-1	927,2	0,282	140,0	-	-	0,233	0,148	0,807
Б-10	27	М-0-6-1	929,3	0,250	38,0	-	-	0,357	0,125	0,806
Среднее для М-0-6-1 горизонта:										0,754

Примечание: * - результаты специальных исследований керна из скважины КМ-4 методом центрифугирования при температуре 38 °С и давлении обжима 6,5 МПа



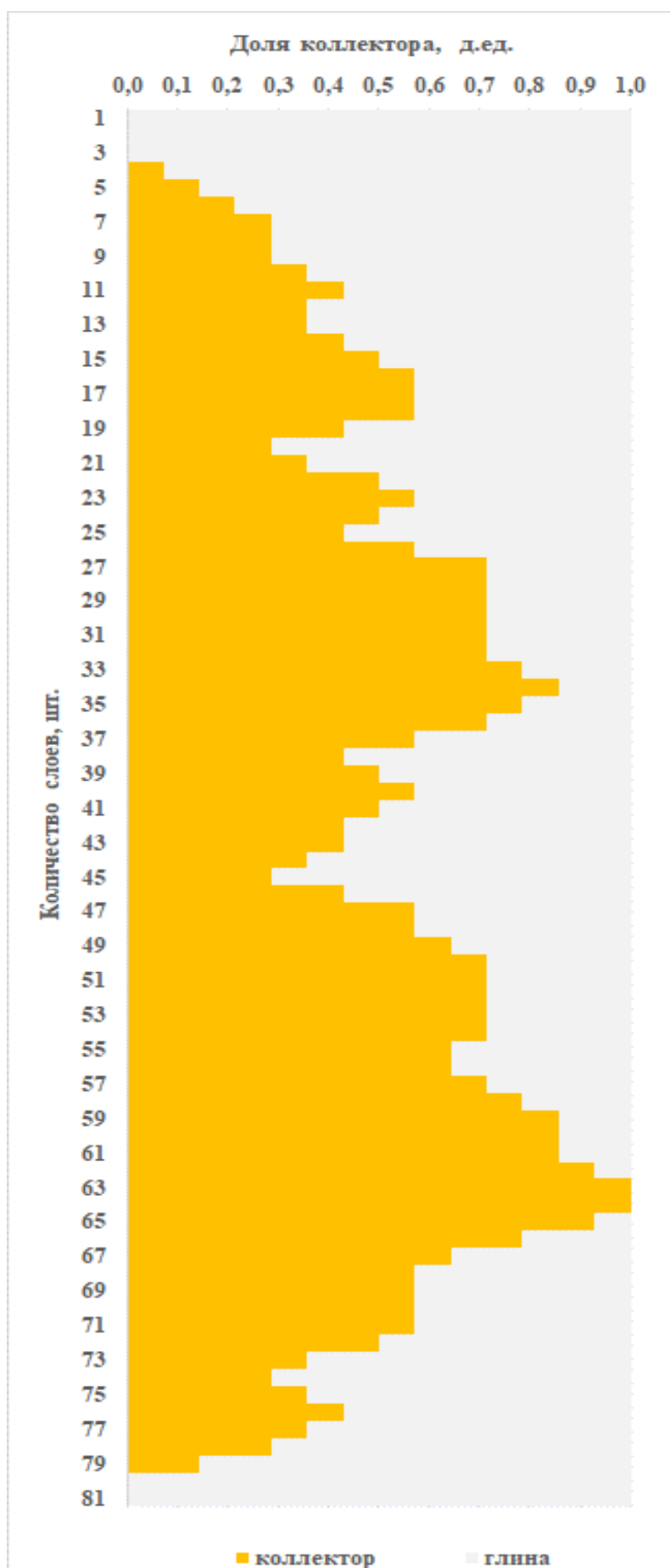


Рисунок 3.3.1-Геолого-статистический разрез для горизонта М-0-1



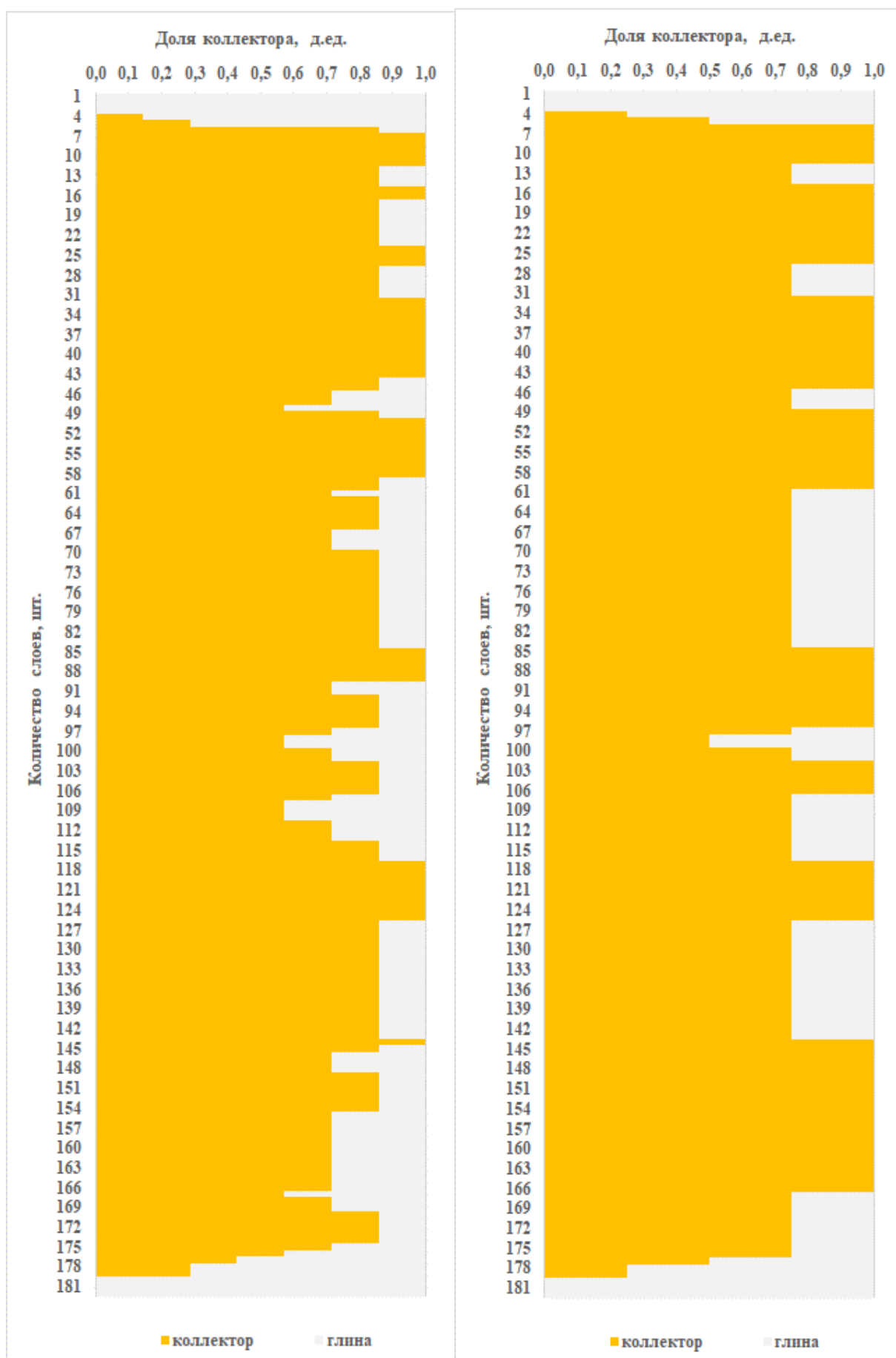


Рисунок 3.3.2-Геолого-статистический разрез для горизонта М-0-5 (слева – в целом для горизонта, справа – для бока II)



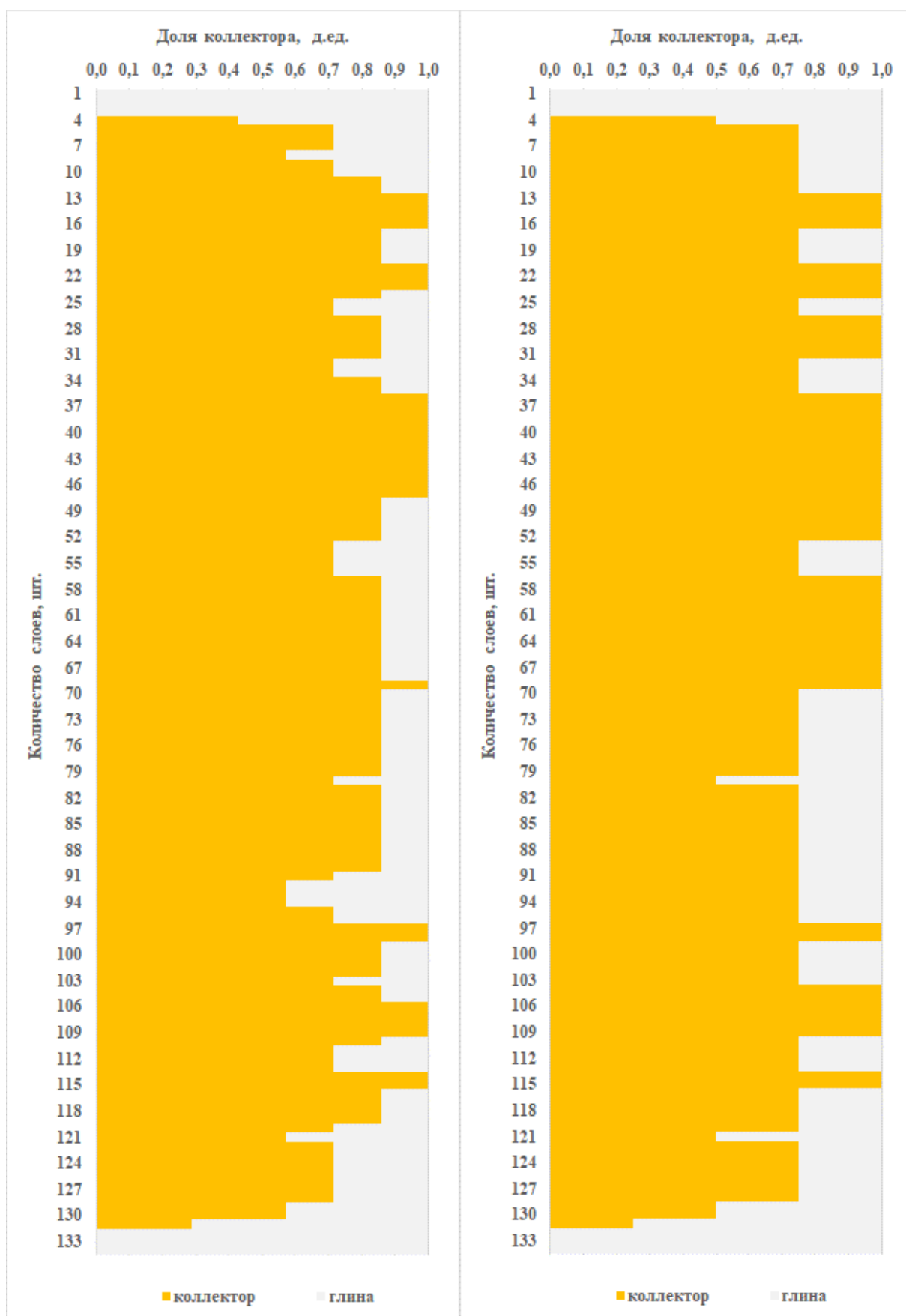


Рисунок 3.3.3-Геолого-статистический разрез для горизонта М-0-6-1 (слева – в целом для горизонта, справа – для бока II)



3.3.2. Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

В пробной эксплуатации, как известно, перебивали продуктивные горизонты М-0-1 (скважинами КМ-4 и Б-9), М-0-3 (скважиной КМ-4_1) и М-0-5 (скважиной Б-7).

По состоянию на 01.10.2023 г. из продуктивных горизонтов месторождения Бестобе было отобрано 13,462 тыс.т нефти, 15,304 тыс.т жидкости и 2,274 млн.м³ газа, в том числе: при испытании объектов – 4,345 тыс.т нефти, 4,618 тыс.т жидкости и 0,740 млн.м³ газа. Степень отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составила всего 0,9 %, текущая нефтеотдача – всего 0,4 %. Текущая обводненность продукции составила 24,0 %.

Адаптация (идентификация) параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки продуктивных горизонтов, с учетом общеизвестного уравнения добычи, которая представлена ниже:

$$q_0 = q^{(t)} * [1 - \left(\frac{Q_{(t)}}{Q_0}\right)]$$

где $q^{(t)}$ – годовой отбор нефти, тыс.т;

q_0 – амплитудный дебит продуктивного горизонта, тыс.т;

$Q_{(t)}$ – суммарные отборы нефти на середину года, тыс.т;

Q_0 – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.

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

В вышеприведенном уравнении добычи нефти, в качестве извлекаемых запасов использованы запасы, которые были утверждены в рамках ТЭО КИН подсчета запасов (18) и утверждены ГКЗ Республики Казахстан. Фактические годовые и накопленные показатели добычи нефти, жидкости и попутного газа, использованные по каждому продуктивному горизонту для адаптации геолого-физических моделей, представлены в таблице 3.3.5.



Таблица 3.3.5-Фактические показатели разработки продуктивных горизонтов месторождения Бестобе

Горизонт	Утвержденные запасы нефти (категория C ₁), тыс.т		Добыча нефти, тыс.т		Добыча жидкости, тыс.т		Добыча попутного газа, млн.м ³	
	геологические	извлекаемые	годовая	накопленная	годовая	накопленная	годовая	накопленная
М-0-1	1 863	872	0,789	8,391	0,977	9,144	-	1,983
М-0-2	247	87	-	1,358	-	1,358	-	0,211
М-0-3	713	219	-	0,495	-	0,969	-	-
М-0-4	281	81	-	0,002	-	0,002	-	-
М-0-5	1 945	914	0,161	2,558	0,274	2,900	-	-
М-0-6	60	23	-	-	-	-	-	-
М-0-6-1	742	347	-	0,013	-	0,013	-	-
М-0-7	368	117	-	0,034	-	0,034	-	0,080
М-0-8	328	122	-	-	-	-	-	-
М-0-1 + М-0-3			-	0,5961	-	0,8695	-	-
М-0-7 + М-0-8			-	0,010	-	0,010	-	-
М-0-8 + PZ			-	0,006	-	0,006	-	-
В целом:	6 547	2 782	0,950	13,462	1,251	15,304	-	2,274



3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1. Обоснование выделения объектов разработки

По материалам обработки и интерпретации сейсмических работ 2Д и 3Д, а также бурения, обработки материалов ГИС, опробования в колонне поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин на месторождении Бестобе установлена продуктивность горизонтов, приуроченных к меловым и палеозойским отложениям.

В разрезе меловых и палеозойских отложений месторождения Бестобе установлены 10 продуктивных горизонтов – М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6, М-0-6-1, М-0-7, М-0-8 и РЗ.

Месторождение Бестобе характеризуется блоковым строением. Структура осложнена основным тектоническим нарушением (F_1), имеющее Северо-Западное – Юго-Восточное простирание, а также «оперяющими» нарушениями (F_2) и (f_1). Продуктивный горизонт М-0-1 характеризуется как ненарушенный, а продуктивные горизонты М-0-2, М-0-3 и М-0-4 состоят из двух блоков, горизонты М-0-5, М-0-6, М-0-6-1, М-0-7, М-0-8 и РЗ – из трех блоков.

Таким образом, в пределах месторождения Бестобе установлено 22 залежи, в том числе: 21 нефтяные и 1 – газонефтяная. По 13-ти нефтяным залежам запасы нефти оценены по категориям C_1 (всего 5 залежей) и C_1+C_2 (всего 8 залежей), по 8-ми остальным – категории C_2 . Утвержденные начальные извлекаемые запасы нефти месторождения Бестобе по категории C_1 составили 2 782 тыс.т, а категории C_2 – 2 164 тыс.т, при этом соотношение запасов по категориям (C_1/C_2) составляет – 56,2 / 43,8 %.

В проекте пробной эксплуатации (13) предусматривалось выделение двух объектов пробной эксплуатации – продуктивные горизонты М-0-1 и М-0-7. Как известно из предыдущих разделов, в пробной эксплуатации продуктивный горизонт М-0-7 не принимал участия. В дополнениях к проекту пробной эксплуатации (15, 17) предусматривалось выделение трех основных (М-0-1, М-0-5 и М-0-6) и двух возвратных (М-0-3 и М-0-4) объектов пробной эксплуатации. В пробной эксплуатации продуктивные горизонты М-0-4 и М-0-6 не принимали участия.

По материалам подсчета запасов (18), из установленных продуктивных горизонтов, на горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-1 приходятся около 69,5 % начальных геологических и 76,7 % начальных извлекаемых запасов всего месторождения промышленной категории C_1 .



Как правило, в промышленную разработку могут быть включены продуктивные горизонты, запасы нефти и газа которых оценены по промышленной категории.

Учитывая вышеизложенное, для проведения промышленной разработки месторождения Бестобе рекомендуется выделить **три основных эксплуатационных объекта**, как и было предусмотрено в рамках утвержденного отчета по подсчету запасов (18):

- **I-й объект** – продуктивный горизонт М-0-1;
- **II-й объект** – продуктивный горизонт М-0-5 (блок II);
- **III-й объект** – продуктивный горизонт М-0-6-1 (блок II).

Остальные продуктивные горизонты выделяются в **качестве возвратных объектов**, а разработку их планируется вести без ввода из бурения дополнительных проектных скважин, путем использования существующих скважин, после выполнения ими технологических назначений на других объектах, при этом только в пределах границ промышленных запасов нефти.

Таким образом, в рамках настоящего проектного документа на промышленную разработку месторождения Бестобе объединение продуктивных горизонтов в эксплуатационные объекты не предусматривается и рекомендуется выделить три продуктивных горизонта в качестве трех эксплуатационных объектов, которые будут разрабатываться самостоятельной сеткой скважин. На возвратные объекты ввод проектных скважин из бурения также не предусматривается, и эксплуатация их будет осуществляться существующими скважинами, после выполнения ими технологических назначений.

В таблице 3.4.1 представлены геолого-физические характеристики основных и возвратных эксплуатационных объектов.

На рисунках 3.4.1 представлено распределение доли начальных извлекаемых запасов нефти по категориям и продуктивным горизонтам, на рисунке 3.4.2 – распределение доли начальных извлекаемых запасов нефти по основным и возвратным эксплуатационным объектам.



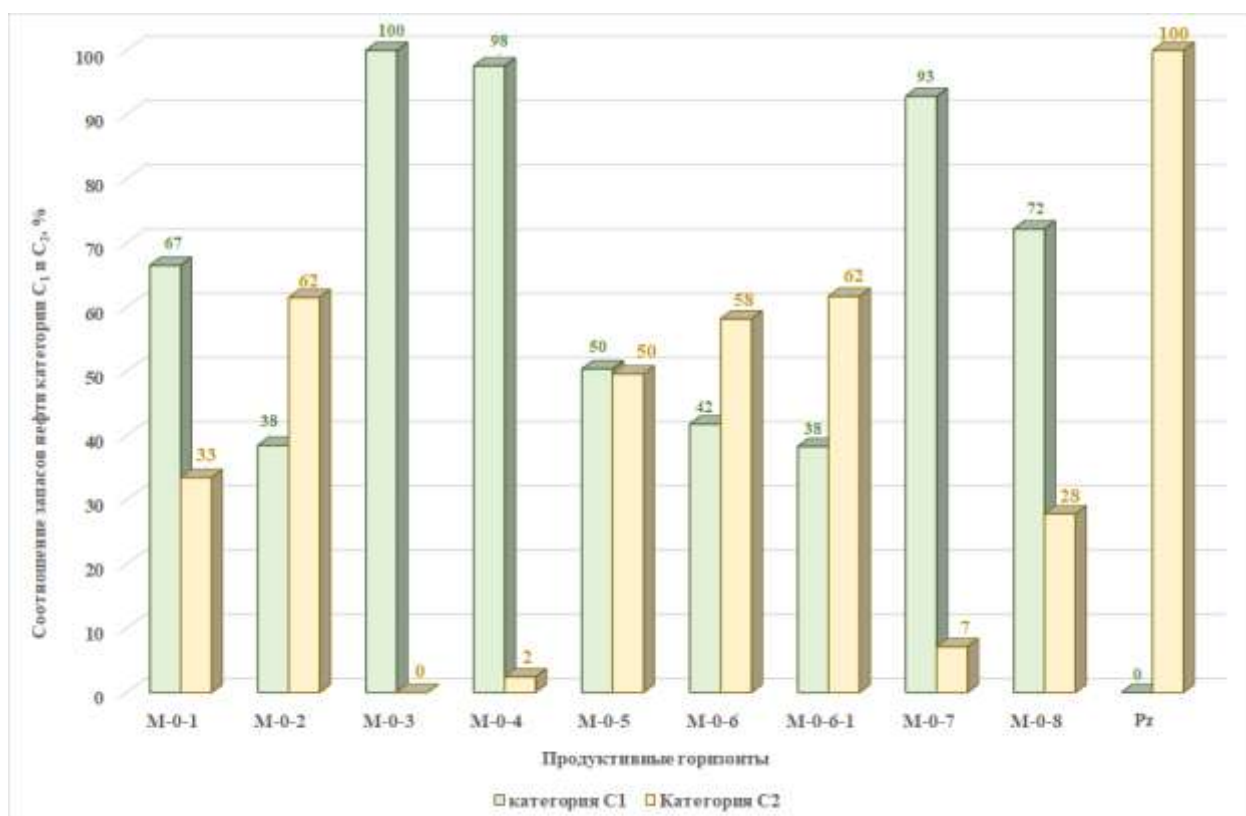


Рисунок 3.4.1-Распределение доли начальных извлекаемых запасов нефти по категориям и продуктивным горизонтам месторождения Бестобе

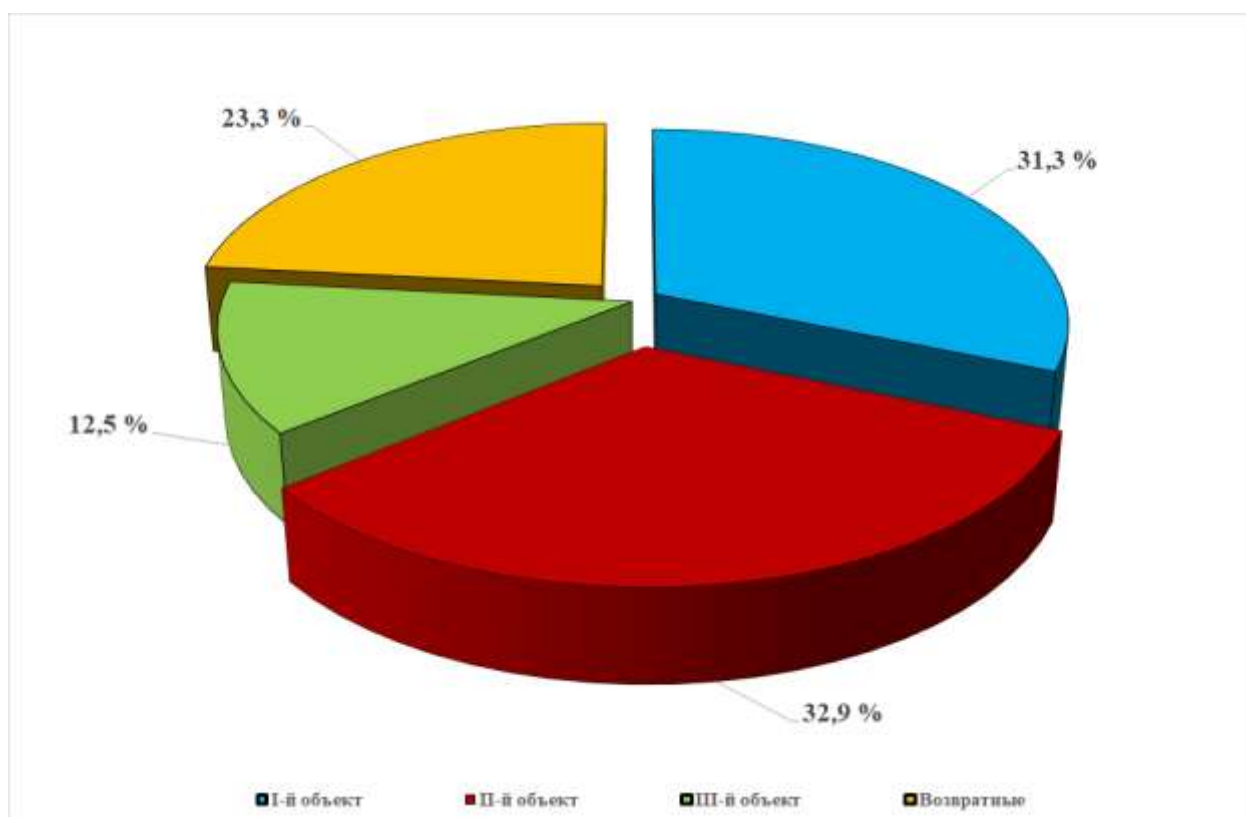


Рисунок 3.4.2-Распределение доли начальных извлекаемых запасов нефти по основным и возвратным эксплуатационным объектам месторождения Бестобе



Таблица 3.4.1-Исходные геолого-физические характеристики основных и возвратных эксплуатационных объектов

Параметры	Эксплуатационные объекты											
	основные			возвратные горизонты								
	I	II	III	M-0-2	M-0-3		M-0-4	M-0-6	M-0-7		M-0-8	
	M-0-1	M-0-5 (блок II)	M-0-6-1 (блок II)	блок II	блок I	блок II	блок II	блок II	блок II	блок III	блок I	блок II
Средняя глубина залегания, м	777,4	882,2	922,3	811,7	835,5	835,8	858,0	895,5	955,8	967,5	996,3	977,8
Тип коллектора	Терригенные, поровые											
Площадь нефтегазоносности (категория C ₁), тыс.м ²	4901,0	1677,7	1564,0	861,9	805,7	339,8	1355,7	478,8	1020,0	400,4	772,0	1242,9
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,4	14,0	5,4	3,4	6,9	4,5	2,6	1,7	3,6	5,2	1,3	3,3
Средний коэффициент пористости (по ГИС), д.ед.	0,23	0,25	0,28	0,25	0,27	0,27	0,24	0,23	0,21	0,21	0,22	0,22
Средний коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,53	0,48	0,45	0,49	0,53	0,53	0,49	0,46	0,48	0,48	0,43	0,43
Проницаемость (по ГДИС), *10 ⁻³ мкм ²	65,5	11,2	13,9	-	345,0	1,8	-	-	15,1	3,2	-	-
Проницаемость (по керну), *10 ⁻³ мкм ²	579	1731	851	1664	757		1375	14	134		45	
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,53	0,46	0,21	0,11	0,50	0,13	0,30	0,21	0,38	0,28	0,27	0,65
Пластовое давление, МПа	7,8	8,8	9,2	7,8	8,1	8,3	8,5	9,0	9,6	9,7	9,9	9,9
Пластовая температура, °C	36,2	39,2	40,2	36,3	37,3	37,6	38,2	39,8	41,3	41,7	42,2	42,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	3,1	5,3*	5,3*	3,1*	3,3	3,3*	3,3*	5,3*	5,3*	5,3	5,3*	5,3*
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,665	0,717*	0,717*	0,665*	0,717	0,717*	0,717*	0,722*	0,722*	0,722	0,722*	0,722*
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,771	0,764	0,764*	0,756	0,774	0,774*	0,812	0,788*	0,788	0,788*	0,838	0,838*
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,340	1,104*	1,104*	1,340*	1,104	1,104*	1,104*	1,239*	1,239*	1,239	1,239*	1,239*
Содержание серы в нефти, %	0,23	0,05	0,05*	0,08	0,06	0,06*	0,27	0,05*	0,02	0,02*	0,32	0,32*
Содержание парафина в нефти, %	4,63	12,43	12,43*	2,49	12,41	12,41*	3,80	12,43*	7,15	7,15*	17,95	17,95*
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,9	5,9*	5,9*	5,9*	1,0	1,0*	1,0*	2,9*	2,9*	2,9	2,9*	2,9*
Газосодержание нефти, м ³ /т	110,9	8,1*	8,1*	110,9*	8,1	8,1*	8,1*	64,5	64,5*	64,5	64,5*	64,5*
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,006	1,013	1,013*	1,014	1,006	1,006*	1,012	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*	1,013*
Средняя продуктивность, 10 м ³ /(сут*МПа)	15,9	3,6	6,4	-	7,7	0,2	-	-	0,6	1,6	-	-
Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	3 114	2 227	742	247	559	154	290	60	171	234	97	288
в том числе: по категории C ₁	1 863	1 945	742	247	559	154	281	60	134	234	64	264
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	1 311	1 013	347	87	172	47	83	23	52	74	33	104
в том числе: по категории C ₁	872	914	347	87	172	47	81	23	43	74	24	98
Коэффициент нефтеизвлечения нефти, д.ед.	0,421	0,455	0,468	0,352	0,308	0,305	0,286	0,383	0,304	0,316	0,340	0,361
в том числе: по категории C ₁	0,468	0,470	0,468	0,352	0,308	0,305	0,288	0,383	0,321	0,316	0,375	0,371

Примечание: * - приняты по аналогии с близко залегающими горизонтами



3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В рамках настоящей работы рассмотрены три варианта дельнейшей разработки месторождения Бестобе, которые различаются между собой режимами эксплуатации продуктивных объектов, проектной плотностью сетки, количеством и схемами размещения скважин, движениями существующих скважин путем переводов с одних горизонтов на другие и т.д.

Согласно рекомендациям п.п. 135, 136 и 138 «Единые правила...» (20), в качестве базового варианта предусмотрена разработка выделенных эксплуатационных объектов на режиме истощения пластовой энергии. Второй вариант предусматривает разработку эксплуатационных объектов с применением системы поддержания пластового давления, путем закачки воды. Третий вариант направлен на достижение максимальной величины нефтеотдачи и предусматривает ввод из бурения проектных скважин с горизонтальными стволами.

Напомним, что Контрактная территория недропользователя в настоящее время находится на этапе разведки до «31» октября 2023 г., согласно Дополнению № 8 к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. В настоящее время между АО «Кристалл Менеджмент» и Компетентным органом подписано Дополнение № 12 (регистрационный номер 5282-УВС от «30» октября 2023 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., срок действия подготовительного периода продлен на 3 (три) года – до «30» октября 2026 г. При этом, в подготовительный период предусматривается добычу вести в исследовательских целях существующими скважинами, начиная с июля 2024 по октябрь 2026 гг., с дальнейшим переходом на этап промышленной добычи.

Для всех рассмотренных ниже вариантов разработки месторождения Бестобе на добывающих скважинах рекомендуется поддерживать забойные давления выше или на уровне давления насыщения нефти газом – не менее 5,9 МПа. Как известно, свойства нефти в пластовых условиях были определены для М-0-1, М-0-3 и М-0-7 продуктивных горизонтов, однако вызывают большие сомнения параметры нефти, определенные по горизонту М-0-3. На этом основании, в рамках настоящего проектного документа, для всех основных эксплуатационных объектов давление насыщения нефти газом рекомендуется принять на уровне 5,9 МПа (по аналогии с продуктивным горизонтом М-0-1), а для всех возвратных объектов – на уровне 2,9 МПа (по аналогии с продуктивным горизонтом М-0-7), до проведения дополнительных отборов и уточнения свойств пластовой нефти по каждому горизонту.



Вместе с тем, согласно рекомендациям п. 105 «Единые правила...» (20), для обоснования эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом необходимо обязательно провести дополнительные специальные режимные исследования скважин, по определению степени уменьшения коэффициента продуктивности от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом. При этом, исследования рекомендуется провести с отработкой на каждом диаметре штуцера (не менее трех режимов) не менее 30-45 суток, при этом: на первом режиме забойное давление должно быть выше давления насыщения нефти газом, а при последующих – ниже.

После уточнения основных свойств нефти в пластовых условиях, а также проведения специальных режимных исследований, на скважинах рекомендуется установить и придерживаться оптимальных режимов работы.

В рассмотренных ниже вариантах 2 и 3, где предусматривается разработка основных эксплуатационных объектов с применением системы поддержания пластовой энергии путем закачки воды, забойные давления нагнетания на скважинах рекомендуется поддерживать на уровне 90 % от давления гидроразрыва пластов.

Пластовая вода, которая будет добываться вместе с нефтью будет использована для системы поддержания пластового давления для обратной закачки в продуктивные пласты, после предварительной очистки.

Обоснование начальных проектных дебитов скважин по нефти по I, II и III эксплуатационным объектам, а также возвратным горизонтам М-0-3 и М-0-7 проведено на основании результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС). По остальным горизонтам коэффициент продуктивности был принят на уровне $1,6 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ по аналогии с горизонтом М-0-7 (скважина Б-10). В таблице 3.4.2 приведено сопоставление начальных проектных дебитов скважин по нефти по эксплуатационным объектам, которые получены по результатам ГДИС и принятые для прогнозирования технологических показателей разработки, которые, в свою очередь, были приняты на основании утвержденного отчета ТЭО КИН (18). Как видно из сопоставления, наблюдается их хорошая сходимость.

Проектные дебиты горизонтальных скважин, которые планируются в варианте разработки 3, приняты по коэффициенту увеличения, с учетом предварительного расчета дебитов по общеизвестному уравнению Дюпюи и уравнению Ю. Борисова, результаты которых представлены в таблице 3.4.3. Как видно из таблицы, проектный дебит скважины зависит от длины горизонтального ствола и при длине 500 м, увеличение дебита



горизонтальной скважины составит в среднем 4,4 раза по сравнению с дебитом вертикальной. Для технологических расчетов принято среднее увеличение дебита горизонтальной скважины по сравнению с вертикальной в 3,0 раза по I и II эксплуатационным объектам и в 4,4 раза – по III объекту.

Необходимо отметить, что все проектные скважины, как правило, проектируются на участках промышленной категории запасов C_1 и часть скважин расположена в приграничных зонах, что предполагает дренирование части запасов УВС и из участка категории C_2 . Поэтому недропользователю рекомендуется в таких скважинах ограничивать дебиты до перевода запасов УВС в промышленные категории.

Ниже приведено краткое описание основных положений рассмотренных в рамках настоящего проектного документа вариантов разработки.

Вариант 1.В рассматриваемом варианте все выделенные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии, за счет проявления упругих свойств пород и пластовой жидкости.

Основные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать самостоятельной сеткой проектных скважин, а возвратные объекты – существующим фондом, путем переводов и возвратов из основных эксплуатационных объектов.

Общее количество проектных добывающих скважин для ввода из бурения 21 ед. Темп бурения – 3-5 скв/год.

Проектные скважины на эксплуатационных объектах располагаются с учетом существующих скважин по равномерной, избирательной системе расположения, с расстоянием между ними от 366 до 490 м. Удельная площадь, приходящаяся на скважину по эксплуатационным объектам, изменяется от 15,3 га/скв до 61,3 га/скв.

На **I-й эксплуатационный объект** планируется ввести в эксплуатацию из консервации одну существующую (скважина Б-9, в период с июля 2024 по июнь 2027 г.), а также дополнительно ввести из бурения 7 проектных эксплуатационных добывающих скважин (Б-11, Б-12, Б-13, Б-14, Б-15, Б-16 и Б-17).

На **II-й эксплуатационный объект** планируется ввести в эксплуатацию из консервации одну существующую (скважина Б-7, в период с июля 2024 по июнь 2027 г.), а также дополнительно ввести из бурения 10 проектных эксплуатационных добывающих скважин (Б-20, Б-21, Б-22, Б-23, Б-24, Б-25, Б-26, Б-27, Б-28 и Б-29).

На **III-й эксплуатационный объект** планируется ввести в эксплуатацию из консервации 3 существующих (скважины Б-1, Б-5 и КМ-4, в период с июля 2024 по июнь



2027 г.), а также дополнительно ввести из бурения 4 проектных эксплуатационных добывающих скважин (Б-30, Б-31, Б-32 и Б-33).

На **возвратный М-0-2 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию 3 скважины (Б-7, Б-26 и Б-33) возвратом из нижезалегающих объектов.

На **возвратный М-0-3 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию существующую скважину КМ-4_1 из консервации, а также перевести из вышезалегающего объекта скважину Б-12 и вернуть из нижезалегающего объекта – скважину Б-28.

На **возвратный М-0-4 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию скважины Б-1 и Б-28 возвратом из нижезалегающих объектов и скважину Б-15 – из вышезалегающего объекта.

На **возвратный М-0-6 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию скважину КМ-4 возвратом из нижезалегающего объекта.

На **возвратный М-0-7 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию существующую скважину КМ-10 из консервации, а также перевести из вышезалегающих объектов скважины КМ-4, Б-16 и Б-30. Скважину КМ-4 планируется эксплуатировать одновременно с М-0-6 возвратным горизонтом.

На **возвратный М-0-8 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию скважины Б-5, Б-9, Б-27 и Б-31 переводом из вышезалегающих объектов.

Вариант 2. Вариант соответствует основным проектным решениям утвержденного ГКЗ Республики Казахстан отчета ТЭО КИН (18).

В рассматриваемом варианте основные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать с поддержанием пластового давления, а в качестве агента проектируется использовать попутно-добываемую пластовую воду. Возвратные объекты планируется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии, за счет проявления упругих свойств пород и пластовой жидкости.

Основные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать самостоятельной сеткой проектных скважин, а возвратные объекты – существующим фондом, путем переводов и возвратов из основных эксплуатационных объектов.

Общее количество проектных скважин для ввода из бурения 28 ед., из которых: 25 ед. добывающие и 3 ед. – нагнетательные. Темп бурения – 4-8 скв/год.

Предусматривается перевод двух добывающих скважин (Б-7 и КМ-4) в нагнетательный фонд для закачки воды с целью поддержания пластового давления.



Проектные скважины на эксплуатационных объектах располагаются с учетом существующих скважин по равномерной, избирательной системе расположения, с расстоянием между ними от 330 м до 410 м. Проектируемая система заводнения – площадная внутриконтурная, избирательная. Удельная площадь, приходящаяся на скважину по эксплуатационным объектам, изменяется от 15,3 га/скв до 32,7 га/скв.

На ***I-й эксплуатационный объект*** планируется ввести в эксплуатацию из консервации одну существующую скважину Б-9 с июля 2024 г., а также дополнительно ввести из бурения 11 проектных эксплуатационных добывающих (Б-11, Б-12, Б-13, Б-14, Б-15, Б-16, Б-17, Б-18, Б-19, Б-20 и Б-21) и 3 проектных эксплуатационных нагнетательных (Б-22, Б-23 и Б-24) скважин.

На ***II-й эксплуатационный объект*** планируется ввести в эксплуатацию из консервации одну существующую скважину Б-7 с июля 2024 г., а также дополнительно ввести из бурения 10 проектных эксплуатационных добывающих скважин (Б-30, Б-31, Б-32, Б-33, Б-34, Б-35, Б-36, Б-37, Б-38 и Б-39). Запланирован перевод существующей добывающей скважины Б-7 в нагнетательный фонд для закачки воды с целью поддержания пластового давления.

На ***III-й эксплуатационный объект*** планируется ввести в эксплуатацию из консервации 3 существующие скважины Б-1, Б-5 и КМ-4 с июля 2024 г., а также дополнительно ввести из бурения 4 проектных эксплуатационных добывающих скважин (Б-40, Б-41, Б-42 и Б-43). Запланирован перевод существующей добывающей скважины КМ-4 в нагнетательный фонд для закачки воды с целью поддержания пластового давления.

На ***возвратный М-0-2 горизонт*** планируется ввести в эксплуатацию скважину Б-9 переводом из вышележащего объекта и скважины Б-41, Б-42 – возвратом из нижележащего объекта.

На ***возвратный М-0-3 горизонт*** планируется ввести в эксплуатацию существующую скважину КМ-4_1 из консервации с июля 2024 г., а также перевести из вышележащего объекта скважины Б-13, Б-16 и вернуть из нижележащего объекта – скважину Б-36.

На ***возвратный М-0-4 горизонт*** планируется ввести в эксплуатацию скважины Б-1 и Б-43 возвратом из нижележащего объекта и скважину Б-18 – переводом из вышележащего объекта.



На **возвратный М-0-6 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию скважины Б-5 и Б-43 возвратом из нижезалегающего объекта. Скважину Б-43 планируется эксплуатировать одновременно с М-0-4 возвратным горизонтом.

На **возвратный М-0-7 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию существующую скважину КМ-10 из консервации с июля 2024 г., а также перевести из вышезалегающего объекта скважину Б-18. Скважину Б-18 планируется эксплуатировать одновременно с М-0-4 возвратным горизонтом.

На **возвратный М-0-8 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию скважины Б-9, Б-30, Б-33 и Б-37 переводом из вышезалегающих объектов.

Вариант 3.В рассматриваемом варианте основные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать с поддержанием пластового давления, а в качестве агента проектируется использовать попутно-добываемую пластовую воду. Возвратные объекты планируется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии, за счет проявления упругих свойств пород и пластовой жидкости.

Основные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать самостоятельной сеткой проектных скважин, а возвратные объекты – существующим фондом, путем переводов и возвратов из основных эксплуатационных объектов.

Общее количество проектных скважин для ввода из бурения 21 ед., из которых: 14 ед. добывающие (из них: 8 ед. – с горизонтальным окончанием стволов и 6 ед. – вертикальным) и 7 ед. – нагнетательные (вертикальные). Темп бурения – 4-6 скв/год.

Длина горизонтальных стволов проектных скважин составляет 500 м и размещаются на участках с эффективными нефтенасыщенными толщами не менее 5-6 м.

Проектные скважины на эксплуатационных объектах располагаются с учетом существующих скважин по равномерной, избирательной системе расположения, с расстоянием между ними от 370 м до 400 м. Проектируемая система заводнения – площадная внутриконтурная, избирательная. Удельная площадь, приходящаяся на скважину по эксплуатационным объектам, изменяется от 10,5 га/скв до 27,2 га/скв.

На **I-й эксплуатационный объект** планируется ввести в эксплуатацию из консервации одну существующую (скважина Б-9, в период с июля 2024 по июнь 2027 г.), а также дополнительно ввести из бурения 8 проектных эксплуатационных добывающих (Б-11_h, Б-12_h и Б-13_h – горизонтальные и Б-14, Б-15, Б-16, Б-17 и Б-18 – вертикальные) и 3 проектных эксплуатационных нагнетательных (Б-19, Б-20 и Б-21 – вертикальные) скважин.



На **II-й эксплуатационный объект** планируется ввести в эксплуатацию из консервации одну существующую (скважина Б-7, в период с июля 2024 по июнь 2027 г.), а также дополнительно ввести из бурения 4 проектных эксплуатационных добывающих скважин (Б-30_h, Б-31_h, Б-32_h и Б-33_h – горизонтальные) и 3 проектных эксплуатационных нагнетательных (Б-34, Б-35 и Б-36 – вертикальные) скважин.

На **III-й эксплуатационный объект** планируется ввести в эксплуатацию из консервации 3 существующих (скважины Б-1, Б-5 и КМ-4, в период с июля 2024 по июнь 2027 г.), а также дополнительно ввести из бурения 2 проектные эксплуатационные добывающие скважины (Б-40_h – горизонтальная и Б-41 – вертикальная) и одну проектную эксплуатационную нагнетательную (Б-42 – вертикальная) скважины.

На **возвратный М-0-2 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию скважину Б-9 переводом из вышележающего объекта и Б-7 – возвратом из нижележающего объекта.

На **возвратный М-0-3 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию существующую скважину КМ-4_1 из консервации с июля 2024 г.

На **возвратный М-0-4 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию скважину Б-1 возвратом из нижележающего объекта.

На **возвратный М-0-6 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию скважину КМ-4 возвратом из нижележающего объекта.

На **возвратный М-0-7 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию существующую скважину КМ-10 из консервации с июля 2024 г., а также перевести из вышележающих объектов скважину КМ-4. Скважину КМ-4 планируется эксплуатировать одновременно с М-0-6 и М-0-8 возвратными горизонтами.

На **возвратный М-0-8 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию скважины КМ-4 и Б-41 переводом из вышележающих объектов. Скважину КМ-4 планируется эксплуатировать одновременно с М-0-4 и М-0-7 возвратными горизонтами.

В таблицах 3.4.4-3.4.6 представлены основные характеристики расчетных вариантов разработки по эксплуатационным объектам месторождения Бестобе.



Таблица 3.4.2-Обоснование начальных проектных дебитов по нефти и режимам работы скважин по эксплуатационным объектам

Гори- зонт	Сква- жина	Кoeffи- циент продуктив- ности, м ³ /(сут*МПа)	Давление, МПа		Депрес- сия, МПа	Плот- ность нефти, г/см ³	Начальный проектный дебит по нефти, т/сут	Принятый проектный дебит по нефти, т/сут
			плас- товое	забой- ное				
М-0-1	КМ-4	11,4	7,7	5,9	1,8	0,771	15,8	17,0
М-0-5	КМ-4	6,4	8,7	5,9	2,8	0,764	13,7	15,5
М-0-6-1	Б-7	6,4	9,1	5,9	3,2	0,764	15,6	15,6
М-0-3	КМ-4	0,2	8,1	2,9	5,2	0,774	0,8	10,0
М-0-3	КМ-4_1	7,7	8,2	2,9	5,3	0,774	31,6	
М-0-7	КМ-4	0,6	9,7	2,9	6,8	0,788	3,1	10,0
М-0-7	Б-10	1,6	9,8	2,9	6,9	0,788	8,5	
М-0-2	-	1,6	7,8	2,9	4,9	0,756	5,8	5,7
М-0-4	-	1,6	8,5	2,9	5,6	0,812	7,1	5,7
М-0-6	-	1,6	9,0	2,9	6,1	0,788	7,7	3,7
М-0-8	-	1,6	9,9	2,9	7,0	0,838	9,4	10,0



Таблица 3.4.3-Обоснование начальных проектных дебитов по нефти горизонтальных скважин

Наименование	Обозначение	Номера проектных горизонтальных скважин по эксплуатационным объектам							
		I объект			II объект				III объект
		Б-11_h	Б-12_h	Б-13_h	Б-30_h	Б-31_h	Б-32_h	Б-33_h	Б-40_h
Длина горизонтального участка, м	L	500	500	500	500	500	500	500	500
Условный радиус контура питания, м	R	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	h	11,0	8,0	8,0	15,0	12,0	10,5	12,0	6,0
Радиус скважины, м	r_с	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084
Проницаемость, мкм ²	k	0,066	0,066	0,066	0,011	0,011	0,011	0,011	0,014
Пластовое давление, МПа	P_{пл}	7,8	7,8	7,8	8,8	8,8	8,8	8,8	9,2
Забойное давление скважин, МПа	P_з	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Вязкость нефти, мПа*с	μ	3,1	3,1	3,1	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	ρ_н	0,771	0,771	0,771	0,764	0,764	0,764	0,764	0,764
Расчетное увеличение дебита	-	4,4	4,4	4,4	4,3	4,4	4,4	4,4	4,5



Таблица 3.4.4-Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки I-го эксплуатационного объекта

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	Естественный, упругий режим	Поддержание пластовой энергии, путем нагнетания попутно-добываемой воды	
Система размещения скважин	Равномерная, избирательная		
Система заводнения	-	Внутриконтурная площадная, избирательная	
Плотность сетки, га/скв.	61,3	32,7	27,2
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.	-	12 / 3	8 / 3
Ввод новых скважин из бурения, ед.	7	14	11
- добывающих вертикальных	7	11	5
- добывающих горизонтальных	-	-	3
- нагнетательных	-	3	3
Перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд, ед.	-	-	-
Ввод скважин из временной консервации, ед.	1	1	1
Режим работы скважин:			
- добывающих	$P_3 \geq P_{нас}$		
- нагнетательных	-	$P_3 \leq 0,90 * P_{зрп}$	
Коэффициенты эксплуатации скважин, д.ед.:	0,95	0,95	0,95
- фонтанных	0,95	0,95	0,95
- нагнетательных	0,95	0,95	0,95
Максимальное отношение пластового давления к давлению насыщения, д.ед.	1,02	1,02	1,02
Максимальное отношение забойного давления к давлению насыщения, д.ед.	1,00	1,00	1,00
Максимальное отношение пластового давления к забойному давлению, д.ед.	1,02	1,02	1,02
Максимальный газовый фактор, м³/т	115,0	115,0	115,0
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	-	100,0	100,0



Таблица 3.4.5-Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки II-го эксплуатационного объекта

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	Естественный, упругий режим	Поддержание пластовой энергии, путем нагнетания попутно-добываемой воды	
Система размещения скважин	Равномерная, избирательная		
Система заводнения	-	Внутриконтурная площадная, избирательная	
Плотность сетки, га/скв.	15,3	15,3	10,5
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.	-	10 / 1	4 / 3
Ввод новых скважин из бурения, ед.	10	10	7
- добывающих вертикальных	10	10	-
- добывающих горизонтальных	-	-	4
- нагнетательных	-	-	3
Перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд, ед.	-	1	-
Ввод скважин из временной консервации, ед.	1	1	1
Режим работы скважин:			
- добывающих	$P_3 \geq P_{нас}$		
- нагнетательных	-	$P_3 \leq 0,90 * P_{зрп}$	
Коэффициенты эксплуатации скважин, д.ед.:	0,95	0,95	0,95
- фонтанных	0,95	0,95	0,95
- нагнетательных	0,95	0,95	0,95
Максимальное отношение пластового давления к давлению насыщения, д.ед.	1,02	1,02	1,02
Максимальное отношение забойного давления к давлению насыщения, д.ед.	1,00	1,00	1,00
Максимальное отношение пластового давления к забойному давлению, д.ед.	1,02	1,02	1,02
Максимальный газовый фактор, м ³ /т	85,0	85,0	85,0
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	-	100,0	100,0



Таблица 3.4.6-Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки III-го эксплуатационного объекта

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	Естественный, упругий режим	Поддержание пластовой энергии, путем нагнетания попутно-добываемой воды	
Система размещения скважин	Равномерная, избирательная		
Система заводнения	-	Внутриконтурная площадная, избирательная	
Плотность сетки, га/скв.	22,3	22,3	19,6
Соотношения скважин в элементе, доб./нагн.	-	6 / 1	2 / 1
Ввод новых скважин из бурения, ед.	4	4	3
- добывающих вертикальных	4	4	1
- добывающих горизонтальных	-	-	1
- нагнетательных	-	-	1
Перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд, ед.	-	1	-
Ввод скважин из временной консервации, ед.	3	3	3
Режим работы скважин:			
- добывающих	$P_3 \geq P_{нас}$		
- нагнетательных	-	$P_3 \leq 0,90 * P_{зрп}$	
Коэффициенты эксплуатации скважин, д.ед.:	0,95	0,95	0,95
- фонтанных	0,95	0,95	0,95
- нагнетательных	0,95	0,95	0,95
Максимальное отношение пластового давления к давлению насыщения, д.ед.	1,02	1,02	1,02
Максимальное отношение забойного давления к давлению насыщения, д.ед.	1,00	1,00	1,00
Максимальное отношение пластового давления к забойному давлению, д.ед.	1,02	1,02	1,02
Максимальный газовый фактор, м ³ /т	75,0	75,0	75,0
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	-	100,0	100,0



3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты

В качестве рабочего агента для поддержания пластового давления эксплуатационных объектов в вариантах 2 и 3, в рамках настоящего проектного документа, рассмотрена попутно-добываемая вода.

Дефицит воды для закачки в продуктивные пласты с целью поддержания пластового давления (ППД) будет наблюдаться с самого начала заводнения продуктивных пластов, который планируется восполнять за счет добычи воды из меловых отложений, путем бурения 6-ти водозаборных скважин: в 2028 г. – 1 скв., 2029 г. – 2 скв., 2030 г. – 2 скв. и 2031 г. – 1 скв.

Закачка других агентов (газа, пара, полимерных растворов и т.д.), в рамках настоящего проектного документа, не рассматриваются.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются: сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин; предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями; предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин; предупреждение жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

Требования к качеству воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007 должны отвечать следующим условиям:

- Водородный показатель (рН) должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.
- Содержание гидрокарбонат-иона. Не более 5 мг/моль*л.
- Содержание кальций-иона. Не нормируется.
- Содержание хлор-иона. Не нормируется.
- Содержание сульфат-иона. Не нормируется.
- Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль*л.
- Показатель стабильности воды. Должна быть стабильной.
- Набухаемость пластовых глин. Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.
- Совместимость. Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.
- Емкостная характеристика. Уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0,3 % в течение



года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора.

- Коррозионная активность. Вода должна быть не коррозионно активной. При высокой коррозионной активности необходимо применять меры по защите оборудования.
- Содержание растворенного кислорода. Не более 0,02-0,05 мг/л. В некоторых случаях 1 мг/л.
- Содержание двуокиси углерода. Ограничивается в соответствии с требованием к коррозионной активности воды.
- Содержание сероводорода. Должен отсутствовать.
- Содержание механических примесей. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной неоднородности. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105 °С и в пробе после прокаливании при 600 °С должно быть одинаковым.
- Содержание в воде нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.
- Присутствие сульфатвосстанавливающих бактерий. Должны отсутствовать. Показатель не нормируется при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород.
- Содержание иона-железа. Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат сероводород, ионы железа должны отсутствовать.

3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике «ТатНИПИнефть». Обоснованность применения данной методики основана на многолетнем эффективном опыте применения на месторождениях Казахстана и СНГ.

Технологические показатели разработки месторождения зависят от фильтрационно-емкостных характеристик пластов-коллекторов, технологии и системы воздействия на продуктивные пласты.

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, как было выше рассмотрено, положена схема слоисто- и зонально неоднородного пласта.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как двухфазность потока, различие вязкостей нефти и вытесняющего



агента, начальное положение ВНК. С учётом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей. Расчеты технологических показателей разработки выполнены с применением методики, изложенной в работах Лысенко В.Д. (22) и выполнены с применением специального программного комплекса для расчета технологических показателей разработки.

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном ее совершенствовании. Методика имеет блочное строение формул, что дает возможность описать гидродинамическую характеристику пласта с различной степенью детальности, в зависимости от поставленных задач и объема исходной информации. Методика позволяет построить адекватную характеристику по ограниченной (представительной) выборке фактических данных, не требуя по каждому расчетному параметру полной совокупности значений.

В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования и исследования скважин.

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где

q_0^t – текущий амплитудный дебит на середину t-го года, т/год;

Q_u^t – введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т;

$\sum_{i=1}^{t-1} q^i$ – суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

Для расчета амплитудного дебита используют формулу:

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

где

τ – время работы скважин;

$\eta_{\text{ср}}$ – средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных);



n – общее число скважин (добывающих и нагнетательных);

$P_{\text{сн}}$ – забойное давление на нагнетательных скважинах;

$P_{\text{сз}}$ – забойное давление на добывающих скважинах;

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

ξ_1, ξ_2 – коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где

$Q_{Fи}^t$ – введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы жидкости;

$\sum_{i=1}^{t-1} q_F^i$ – суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fи} = Q_{и} * \frac{F}{K_3}$$

где

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

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

Объем закачки вытесняющего агента:

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

где

ρ_* – соотношение плотностей закачиваемого агента к нефти в пластовых условиях;

ε_3 – теряемая доля закачиваемого агента.



3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

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

$$K_{\text{охв.}} = K_1 * K_2$$

где K_1 – коэффициент охвата сеткой проектных скважин, д.ед.

K_2 – коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед.

Коэффициент охвата сеткой скважин K_1 определяется по известной зависимости:

$$K_1 = e^{\alpha S'}$$

где:

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

w – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, д.ед.;

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов, км;

S' – площадь приходящаяся на одну скважину, км².

Вследствие того, что водонефтяные контакты продуктивных горизонтов установлены условно, то коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон дополнительно, не определялся. Этот коэффициент определяется по следующей зависимости:

$$K_1' = 1 - \left(\frac{h_{н.мин}}{h_{ВНЗ}} \right)^2 \times \frac{Q_{\Gamma}^{ВН}}{Q_{\Gamma}}$$

Из всех геологических запасов нефти этих зон Q_{Γ} часть находится в нефтяных пластах с подошвенной водой $Q_{\Gamma}^{ВН}$. В этих пластах доля нефтяной толщины изменяется от нуля до единицы $0 \leq h_{н}/h_{эф} \leq 1$. Часть геологических запасов нефти этих пластов с нефтяной толщиной меньшей некоторой минимальной $h_{н.мин}/h_{эф}$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$\left(\frac{h_{н.мин}}{h_{ВНЗ}} \right)^2 = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{B_2}{1 - B_2} \right) x \frac{\mu_{\epsilon}}{\mu_{н}} x \frac{\gamma_{н}}{\gamma_{\epsilon}} \right]^2},$$

где:



- $B_2 / (1 - B_2)$ – максимально допустимый весовой водонефтяной фактор, д.ед.;
- B_2 – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины, д.ед.;
- μ_v / μ_n – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях, д.ед.;
- γ_n / γ_v – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях, д.ед.

В таблице 3.4.7 представлены результаты определения коэффициента охвата процессом вытеснения. Как видно из таблицы, для I-го эксплуатационного объекта коэффициент охвата процессом вытеснения по вариантам разработки изменяется в пределах 0,293-0,522 д.ед., для II-го эксплуатационного объекта по вариантам разработки изменяется в пределах 0,536-0,713 д.ед. и для III-го объекта – в пределах 0,495-0,749 д.ед. Наибольшие коэффициенты достигаются по варианту разработки 3 и по рекомендуемому варианту разработки 2 по объекту I меньше на 5,9 %, по объекту II – меньше на 2,9 % и объекту III – меньше на 4,0 %.

Количество резервных скважин по вариантам разработки исходит из следующего условия – 10 % от проектного фонда для бурения. С учетом текущей изученности месторождения и соотношения запасов нефти категорий C_1 и C_2 , в рамках каждого варианта разработки на каждый эксплуатационный объект предусматривается по одной резервной скважине.

Таблица 3.4.7-Результаты определения коэффициента охвата процессом вытеснения по эксплуатационным объектам и вариантам разработки месторождения Бестобе

№№ п/п	Наименование показателей	Эксплуатационные объекты		
		I	II	III
Вариант разработки 1				
1	Удельная площадь, приходящаяся на скв., га/скв	61,3	15,3	22,3
2	Прерывистость (доля неколлектора), д.ед.	0,481	0,481	0,481
3	Шаг хаотической изменяемости пород, км	0,35	0,35	0,35
4	Коэффициент охвата сеткой скважин, д.ед.	0,557	0,749	0,656
5	Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,527	0,715	0,754
6	Коэффициент охвата процессом вытеснения, д.ед.	0,293	0,536	0,495
Вариант разработки 2				
1	Удельная площадь, приходящаяся на скв., га/скв	32,7	15,3	22,3
2	Прерывистость (доля неколлектора), д.ед.	0,161	0,161	0,161
3	Шаг хаотической изменяемости пород, км	0,35	0,35	0,35
4	Коэффициент охвата сеткой скважин, д.ед.	0,933	0,968	0,954
5	Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,527	0,715	0,754
6	Коэффициент охвата процессом вытеснения, д.ед.	0,492	0,692	0,719
Вариант разработки 3				
1	Удельная площадь, приходящаяся на скв., га/скв	27,2	10,5	19,6
2	Прерывистость (доля неколлектора), д.ед.	0,198	0,198	0,198
3	Шаг хаотической изменяемости пород, км	0,35	0,35	0,35
4	Коэффициент охвата сеткой скважин, д.ед.	0,991	0,997	0,994
5	Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,527	0,715	0,754
6	Коэффициент охвата процессом вытеснения, д.ед.	0,522	0,713	0,749



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

Настоящая глава освещает обоснование исходных параметров и допущений, определяющих доходную и расходную части экономических расчетов, проводимых в рамках выбора рентабельного периода разработки месторождения Бестобе и оценки экономических выгод Подрядчика и Республики Казахстан.

Расчет стоимости капитальных вложений производился с использованием укрупненных показателей стоимости, сметных расчетов и цен.

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

Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии добычи, подготовки и транспортировки газа, данные по климатическим характеристикам района строительства, данные по удельным объемам строительства.

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство (таблица 3.5.1);
- нормативы для расчета платежей в бюджет и цены на реализацию продукции (таблица 3.5.2).

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа. При расчете нормативов эксплуатационных затрат были применены исходные данные заказчика, а также приняты расчетные показатели методом аналогии по родственным предприятиям.

В расчете нормативов затрат на производство участвуют нормативы нескольких видов, в зависимости от рода расходов:

Условно-постоянные:

- на 1 скважину среднегодового действующего фонда;
- на 1-го работника промышленно-производственного персонала (ППП);
- на 1-го работника административно-управленческого персонала (АУП);
- на 1-го работника предприятия (ППП+АУП).

Условно-переменные:

- на 1 тонну добываемой жидкости;
- на 1 тонну подготовленной продукции;



- на 1 м³ закачки воды;
- на 1 тонну нефти;
- на 1 тонну добываемых углеводородов;
- на 1 тонну транспортируемой нефти.

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

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с Налоговым кодексом Республики Казахстан, действующим на 01.01.2023 г.

При определении экономических показателей, связанных с реализацией проекта применены методы аналогии, т.е. предполагается, что полученные нормативы будут неизменны весь расчетный период.



Таблица 3.5. 1-Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

№	Норматив	Единицы измерения	Значение
1	Первый год начала реализации проекта	год	2 024
2	Количество баррелей нефти в тонне	bbl/тонна	7,5
3	Курс 1\$ USA на дату проведения расчета - 10.11.2023г.	тенге/\$	465,0
4	Ставки дисконтирования	%	7,5%
		%	10%
		%	15%
5	Год начала инфляции		
	капитальных затрат	год	2 024
	эксплуатационных затрат	год	2 024
	доходов от реализации УВ	год	2 024
6	Ежегодная процентная ставка инфляции		
	капитальных затрат	%	3,0
	эксплуатационных затрат	%	3,0
	доходов от реализации УВ	%	1,0
7	Использование УВ на собственные нужды и технологические потери		
	Удельный вес потерь нефти и использования на собственные нужды	%	0,2
	Удельный вес потерь газа и использования на собственные нужды	%	100,0
8	Фонд оплаты труда		
	Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП	тыс.\$	9,44
	Среднегодовая оплата труда 1-го работника АУП	тыс.\$	17,8
9	Расходы, относимые на себестоимость продукции		
-	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	тыс.\$/1 раб.ППП	2,50
-	Затраты на ремонт скважины	тыс.\$/скв	4,6
-	Электроэнергия	\$/т.жид	2,60
-	Арендные затраты	тыс.\$/год	16,5
-	Страхование работников ППП	тыс.\$/1 раб.ППП	0,4
-	Затраты на хим. реагенты	\$/т.жид	0,2
	Затраты на подготовку воды для закачки	тыс.\$/м3 зак.воды	0,2
-	Услуги условно-постоянного характера на промысле, зависящие от количества скважин	тыс.\$/скв	12,3
-	Затраты производственного характера	тыс.\$/т.жид	1,1
-	Прочие расходы	тыс.\$/т.жид	0,42
-	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.\$/год	131,60
-	Экологические расходы	\$/т.нефти	1,2
10	Расходы периода		
-	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности АУП	тыс.\$/1 раб. АУП	0,9
-	Страхование работников АУП	тыс.\$/1 раб.АУП	0,40
-	Общедминистративные Расходы	тыс.\$/год	45,00
-	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	тыс.\$/год	16,30
-	Обязательства по расходам на соц.-экономическое развитие реги-она, (от инвестиций по итогам предыдущего года)	%	1
-	Обязательства по отчислениям на НИОКР, (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	%	1
-	Обязательства по расходам на обучение казахстанских специалистов, (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	%	1
-	Расходы по отчислениям в ликвидационный фонд, (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	%	1



Таблица 3.5. 2-Нормативы расчета бюджетной эффективности

№№ п/п	Норматив	ЕИ	Значени е
1	Социальный налог	%	9,5%
2	Отчисления в пенсионный фонд	%	10%
3	Индивидуальный подоходный налог	%	10%
4	Амортизация по Налоговому Кодексу РК	%	
	I. Здания, сооружения, за исключением нефтяных, газовых скважин и передаточных устройств	%	10%
	II. Машины и оборудование, за исключением машин и оборудования нефтегазодобычи, а также компьютеров и оборудования для обработки информации	%	25%
	III. Компьютеры, программное обеспечение и оборудование для обработки информации	%	40%
	IV. Фиксированные активы, не включенные в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи	%	15%
5	Корпоративный подоходный налог	%	20%
6	Налог на добавленную стоимость		
	НДС при покупке основных фондов	%	12%
	НДС при покупке товаров и услуг	%	12%
	НДС при реализации продукции на внутреннем рынке	%	12%
	НДС при реализации продукции на внешнем рынке	%	0,0%
7	Налог на имущество	%	1,50%
8	Налог на сверхприбыль	%	по шкале
9	Налог на добычу полезных ископаемых, из них	%	50%
	реализация нефти и конденсата на внешний рынок	%	по шкале
	реализация нефти и конденсата на внутренний рынок	%	по шкале
	реализация газа на внешний рынок	%	10%
	реализация газа на внутренний рынок	%	по шкале
	расчет промысловой себестоимости для определения НДС на УВ, использованные на собственные нужды	%	20%
10	Плата за эмиссию в окружающую среду	\$/тонну нефти	0,5
11	Ставка налога на добычу воды из подземных источников (для нужд промысла и хозяйственных нужд работников)	%	11%
12	Таможенные платежи	%	по шкале
13	Рентный налог на экспорт нефти	%	по шкале
14	Прочие налоги и отчисления в бюджет	%	1,5%



4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1. Технологические показатели вариантов разработки

Контрактная территория недропользователя в настоящее время находится на этапе разведки до «31» октября 2023 г., согласно Дополнению № 8 к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. В настоящее время между АО «Кристалл Менеджмент» и Компетентным органом подписано Дополнение № 12 (регистрационный номер 5282-УВС от «30» октября 2023 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., срок действия подготовительного периода продлен на 3 (три) года – до «30» октября 2026 г. При этом, в подготовительный период предусматривается добычу вести в исследовательских целях существующими скважинами, начиная с июля 2024 по октябрь 2026 гг., с дальнейшим переходом на этап промышленной добычи.

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Бестобе.

Вариант 1. В рассматриваемом варианте все выделенные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии, за счет проявления упругих свойств пород и пластовой жидкости.

Основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный период разработки – 26 лет (2024-2049 гг.);
- максимальная добыча нефти прогнозируется в количестве 98,5 тыс.т и будет достигнута в 2031 г.;
- максимальный уровень добычи жидкости прогнозируется в количестве 198,5 тыс.т и будет достигнут в 2042 г.;
- ввод скважин из консервации – 7 ед.;
- переводы и возвраты добывающих скважин из одних объектов на другие – 14 ед.;
- ввод проектных добывающих скважин из бурения – 21 ед.;
- темп бурения – 4-5 скв./год;
- фонд добывающих скважин – 28 ед.;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки месторождения Бестобе, включая накопленную добычу нефти по состоянию изученности на 01.10.2023 г. составит 1175,9 тыс.т;
- прогнозируется рентабельная нефтеотдача 18,0 %, что ниже утвержденной ГКЗ Республики Казахстан величины.

Вариант 2. В рассматриваемом варианте основные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать с поддержанием пластового давления, а в качестве агента



проектируется использовать попутно-добываемую пластовую воду. Возвратные объекты планируется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии, за счет проявления упругих свойств пород и пластовой жидкости.

Основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный период разработки – 50 лет (2024-2073 гг.);
- стабильный уровень добычи нефти прогнозируется в период 2031-2033 гг. и составит в среднем 125,3 тыс.т;
- максимальный уровень добычи жидкости прогнозируется в количестве 282,8 тыс.т и будет достигнут в 2051 г.;
- максимальный уровень закачки воды прогнозируется в объеме 302,7 тыс.м³ и будет достигнут в 2037 г.;
- ввод скважин из консервации – 7 ед.;
- переводы и возвраты добывающих скважин из одних объектов на другие – 13 ед.;
- перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд – 2 ед.;
- ввод проектных скважин из бурения – 28 ед., из которых: 25 ед. добывающие и 3 ед. – нагнетательные;
- темп бурения – 4-8 скв./год;
- фонд добывающих скважин – 35 ед., из которых: 30 ед. добывающие и 5 ед. – нагнетательные;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки месторождения Бестобе, включая накопленную добычу нефти по состоянию изученности на 01.10.2023 г. составит 2782,2 тыс.т;
- прогнозируется рентабельная нефтеотдача 42,5 %, что соответствует утвержденной ГКЗ Республики Казахстан величине.

Вариант 3. В рассматриваемом варианте основные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать с поддержанием пластового давления, а в качестве агента проектируется использовать попутно-добываемую пластовую воду. Возвратные объекты планируется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии, за счет проявления упругих свойств пород и пластовой жидкости.

Основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный период разработки – 39 лет (2024-2062 гг.);
- стабильный уровень добычи нефти прогнозируется в период 2030-2031 гг. и составит в среднем 157,8 тыс.т;
- максимальный уровень добычи жидкости прогнозируется в количестве 334,7 тыс.т и будет достигнут в 2037 г.;



- максимальный уровень закачки воды прогнозируется в объеме 358,9 тыс.м³ и будет достигнут в 2037 г.;
- ввод скважин из консервации – 7 ед.;
- переводы и возвраты добывающих скважин из одних объектов на другие – 5 ед.;
- ввод проектных скважин из бурения – 21 ед., из которых: 14 ед. добывающие (из них: 8 ед. – горизонтальные и 6 ед. – вертикальные) и 7 ед. – нагнетательные (вертикальные);
- темп бурения – 4-6 скв./год;
- фонд добывающих скважин – 28 ед., из которых: 21 ед. добывающие (из них: 8 ед. – горизонтальные и 13 ед. – вертикальные) и 7 ед. – нагнетательные (вертикальные);
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки месторождения Бестобе, включая накопленную добычу нефти по состоянию изученности на 01.10.2023 г. составит 2560,7 тыс.т;
- прогнозируется рентабельная нефтеотдача 39,1 %, что ниже утвержденной ГКЗ Республики Казахстан величине.

Технико-экономическая оценка рассмотренных вариантов, позволила **рекомендовать для реализации на месторождении Бестобе вариант разработки 2**, как наиболее выгодный для недропользователя, так и Государства, по которому достигается максимальная нефтеотдача пластов и дисконтированные накопленные потоки денежной наличности. Вместе с тем, **рекомендуемый вариант разработки 2** соответствует основным проектным решениям утвержденного ГКЗ Республики Казахстан отчета ТЭО КИН (18) и по нему достигается утвержденная величина нефтеотдачи.

В таблицах 4.1.1-4.1.20 представлены основные проектные технологические показатели разработки как по эксплуатационным объектам, так и в целом по месторождению Бестобе по рекомендуемому варианту разработки 2.

В табличных приложениях Т.П.4.1.1-Т.П.4.1.40 представлены проектные технологические показатели разработки по вариантам разработки 1 и 3 как по объектам, так и в целом по месторождению Бестобе.



Таблица 4.1.1-Месторождение Бестобе. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	10,1	0,4	0,4	23,5	0,8	0,004	10,6	10,6	25,9	14,7	4,7	0,0	0,0	0	0,813	3,087
2025	18,8	0,7	0,7	42,3	1,5	0,006	19,9	19,9	45,8	34,6	5,5	0,0	0,0	0	1,520	4,607
2026	18,5	0,7	0,7	60,8	2,2	0,009	20,3	20,3	66,1	54,9	8,8	0,0	0,0	0	1,498	6,105
2027	29,8	1,1	1,1	90,7	3,3	0,014	34,8	34,8	100,9	89,7	14,3	0,0	0,0	0	2,585	8,689
2028	45,9	1,6	1,7	136,6	4,9	0,021	56,6	56,6	157,5	146,3	18,9	50,7	50,7	62	4,118	12,807
2029	69,3	2,5	2,6	205,9	7,4	0,031	92,7	92,7	250,1	239,0	25,2	130,2	180,8	100	6,346	19,153
2030	103,4	3,7	4,0	309,3	11,1	0,047	151,5	151,5	401,7	390,5	31,8	217,9	398,7	105	9,572	28,725
2031	125,6	4,5	5,1	434,9	15,6	0,066	202,6	202,6	604,3	593,1	38,0	274,6	673,3	101	11,697	40,422
2032	127,4	4,6	5,4	562,3	20,2	0,086	227,0	227,0	831,3	820,2	43,9	290,2	963,5	98	11,894	52,316
2033	122,9	4,4	5,5	685,2	24,6	0,105	239,3	239,3	1070,6	1059,4	48,6	292,5	1256,0	95	11,409	63,725
2034	118,7	4,3	5,7	803,8	28,9	0,123	250,5	250,5	1321,1	1309,9	52,6	294,8	1550,7	93	10,960	74,685
2035	111,2	4,0	5,6	915,0	32,9	0,140	257,1	257,1	1578,1	1567,0	56,7	297,3	1848,0	93	10,258	84,943
2036	105,5	3,8	5,7	1020,6	36,7	0,156	265,3	265,3	1843,4	1832,3	60,2	300,7	2148,7	93	9,731	94,674
2037	99,6	3,6	5,7	1120,2	40,3	0,171	271,9	271,9	2115,3	2104,2	63,4	302,7	2451,4	93	9,182	103,856
2038	93,5	3,4	5,6	1213,7	43,6	0,185	270,4	270,4	2385,7	2374,6	65,4	297,9	2749,3	93	8,608	112,465
2039	93,7	3,4	6,0	1307,4	47,0	0,200	275,9	275,9	2661,7	2650,5	66,0	293,3	3042,6	90	8,506	120,971
2040	93,6	3,4	6,3	1401,0	50,4	0,214	281,5	281,5	2943,2	2932,1	66,8	289,7	3332,3	87	8,388	129,359
2041	88,4	3,2	6,4	1489,4	53,5	0,227	280,1	280,1	3223,3	3212,1	68,4	284,8	3617,1	87	7,902	137,261
2042	83,7	3,0	6,5	1573,0	56,5	0,240	279,3	279,3	3502,6	3491,4	70,0	280,8	3897,9	86	7,465	144,726
2043	78,6	2,8	6,5	1651,7	59,4	0,252	277,8	277,8	3780,3	3769,2	71,7	277,1	4175,0	86	7,010	151,735
2044	75,6	2,7	6,7	1727,2	62,1	0,264	279,1	279,1	4059,5	4048,3	72,9	274,2	4449,2	85	6,684	158,420
2045	73,8	2,7	7,0	1801,0	64,7	0,275	281,5	281,5	4341,0	4329,9	73,8	270,0	4719,2	84	6,499	164,918
2046	70,7	2,5	7,2	1871,7	67,3	0,286	282,5	282,5	4623,5	4612,4	75,0	266,7	4985,9	83	6,238	171,157
2047	66,2	2,4	7,3	1937,9	69,7	0,296	281,0	281,0	4904,5	4893,4	76,4	263,6	5249,5	83	5,841	176,998
2048	63,2	2,3	7,5	2001,1	71,9	0,306	282,3	282,3	5186,8	5175,7	77,6	261,2	5510,7	82	5,545	182,543
2049	59,7	2,1	7,6	2060,8	74,1	0,315	281,9	281,9	5468,8	5457,6	78,8	257,6	5768,4	82	5,220	187,762
2050	56,9	2,0	7,9	2117,7	76,1	0,323	282,4	282,4	5751,2	5740,1	79,8	254,8	6023,2	81	4,974	192,737
2051	54,1	1,9	8,1	2171,9	78,1	0,332	282,8	282,8	6034,0	6022,8	80,9	252,1	6275,3	81	4,732	197,468
2052	50,6	1,8	8,3	2222,5	79,9	0,339	282,0	282,0	6316,0	6304,8	82,0	250,2	6525,5	81	4,431	201,899
2053	47,1	1,7	8,4	2269,6	81,6	0,347	279,7	279,7	6595,7	6584,5	83,2	247,0	6772,6	81	4,128	206,027
2054	44,0	1,6	8,6	2313,6	83,2	0,353	278,2	278,2	6873,9	6862,7	84,2	244,6	7017,2	81	3,858	209,885
2055	41,7	1,5	8,9	2355,3	84,7	0,360	278,0	278,0	7151,8	7140,7	85,0	242,3	7259,5	80	3,660	213,545
2056	39,6	1,4	9,3	2394,9	86,1	0,366	278,3	278,3	7430,2	7419,1	85,8	240,7	7500,1	80	3,477	217,023
2057	36,9	1,3	9,5	2431,8	87,4	0,371	276,1	276,1	7706,3	7695,2	86,6	237,8	7737,9	80	3,240	220,263
2058	34,5	1,2	9,8	2466,3	88,7	0,377	274,6	274,6	7980,9	7969,8	87,5	235,7	7973,7	80	3,029	223,292
2059	32,2	1,2	10,2	2498,5	89,8	0,382	273,1	273,1	8254,1	8242,9	88,2	233,6	8207,3	80	2,832	226,125
2060	30,2	1,1	10,6	2528,6	90,9	0,386	272,4	272,4	8526,5	8515,3	88,9	232,3	8439,6	80	2,656	228,781
2061	28,1	1,0	11,1	2556,8	91,9	0,391	270,2	270,2	8796,7	8785,5	89,6	229,7	8669,2	80	2,478	231,259
2062	26,3	0,9	11,7	2583,1	92,9	0,395	268,8	268,8	9065,4	9054,3	90,2	227,8	8897,0	80	2,319	233,578
2063	24,6	0,9	12,4	2607,7	93,7	0,398	267,3	267,3	9332,7	9321,6	90,8	225,9	9123,0	80	2,170	235,748
2064	23,1	0,8	13,3	2630,9	94,6	0,402	266,6	266,6	9599,3	9588,2	91,3	224,7	9347,7	80	2,037	237,786
2065	21,6	0,8	14,3	2652,4	95,3	0,405	264,5	264,5	9863,8	9852,7	91,8	222,4	9570,1	80	1,902	239,688
2066	20,2	0,7	15,6	2672,6	96,1	0,408	263,0	263,0	10126,8	10115,7	92,3	220,7	9790,8	80	1,782	241,470
2067	18,9	0,7	17,3	2691,6	96,7	0,411	261,6	261,6	10388,5	10377,3	92,8	219,0	10009,8	80	1,669	243,139
2068	17,8	0,6	19,7	2709,3	97,4	0,414	260,9	260,9	10649,4	10638,2	93,2	217,9	10227,7	80	1,568	244,707
2069	16,6	0,6	22,9	2726,0	98,0	0,416	258,8	258,8	10908,2	10897,1	93,6	215,7	10443,4	80	1,465	246,173
2070	15,6	0,6	27,8	2741,5	98,5	0,419	257,4	257,4	11165,7	11154,5	94,0	214,2	10657,6	80	1,374	247,546
2071	14,6	0,5	36,1	2756,1	99,1	0,421	256,1	256,1	11421,7	11410,6	94,3	212,6	10870,2	80	1,288	248,834
2072	13,7	0,5	53,1	2769,9	99,6	0,423	255,4	255,4	11677,1	11666,0	94,6	211,7	11081,9	80	1,211	250,045
2073	12,8	0,5	100,0	2782,2	100,0	0,425	253,3	253,3	11930,4	11919,3	94,9	209,6	11291,5	80	1,132	251,178



Таблица 4.1.2-Месторождение Бестобе. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	7	0	7	0,000	0	0	7	7	7	0	0	7,8	8,2	0,631	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	7	7	7	0	0	7,7	8,2	0,626	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	7	7	7	0	0	7,6	8,4	0,617	0,0
2027	4	4	0	0	0	0	11	3,700	0	0	11	11	11	0	0	9,4	11,0	0,819	0,0
2028	4	3	1	0	0	2	15	3,700	0	0	12	12	12	3	3	10,5	12,9	0,941	92,3
2029	8	7	1	0	0	0	23	7,300	0	0	19	19	19	4	4	11,3	15,1	1,035	106,5
2030	8	7	1	0	0	0	31	7,300	0	0	26	26	26	5	5	12,1	17,7	1,118	138,8
2031	4	4	0	0	0	0	35	3,600	0	0	30	30	30	5	5	12,0	19,4	1,121	158,4
2032	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	11,5	20,4	1,069	166,9
2033	0	0	0	2	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	10,6	20,6	0,980	168,7
2034	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	9,8	20,6	0,903	170,0
2035	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	9,2	21,2	0,845	171,5
2036	0	0	0	1	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	8,5	21,5	0,788	173,0
2037	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	8,0	21,8	0,736	174,6
2038	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	7,5	21,7	0,690	171,8
2039	0	0	0	3	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	7,1	20,9	0,644	169,2
2040	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	6,7	20,2	0,603	166,6
2041	0	0	0	1	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	6,3	19,9	0,562	164,3
2042	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	5,9	19,6	0,525	162,0
2043	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	5,5	19,5	0,493	159,8
2044	0	0	0	1	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	5,2	19,3	0,463	157,7
2045	0	0	0	2	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	4,9	18,9	0,435	155,7
2046	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	4,6	18,5	0,409	153,8
2047	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	4,3	18,4	0,383	152,0
2048	0	0	0	1	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	4,1	18,2	0,358	150,3
2049	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	3,8	18,1	0,335	148,6
2050	0	0	0	1	0	0	35	0,000	0	0	30	30	30	5	5	3,6	17,7	0,312	147,0
2051	0	0	0	0	0	0	35	0,000	1	0	29	29	29	5	5	3,3	17,4	0,290	145,4
2052	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	29	29	29	5	5	3,1	17,3	0,271	143,9
2053	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	29	29	29	5	5	2,9	17,2	0,253	142,5
2054	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	29	29	29	5	5	2,7	17,1	0,237	141,1
2055	0	0	0	1	0	0	35	0,000	1	0	28	28	28	5	5	2,5	16,9	0,222	139,7
2056	0	0	0	0	0	0	35	0,000	1	0	27	27	27	5	5	2,4	16,7	0,208	138,4
2057	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	27	27	27	5	5	2,2	16,6	0,195	137,2
2058	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	27	27	27	5	5	2,1	16,5	0,182	135,9
2059	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	27	27	27	5	5	1,9	16,4	0,170	134,8
2060	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	27	27	27	5	5	1,8	16,3	0,159	133,6
2061	0	0	0	0	0	0	35	0,000	1	0	26	26	26	5	5	1,7	16,2	0,149	132,5
2062	0	0	0	0	0	0	35	0,000	1	0	25	25	25	5	5	1,6	16,1	0,139	131,4
2063	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	25	25	25	5	5	1,5	16,1	0,130	130,3
2064	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	25	25	25	5	5	1,4	16,0	0,122	129,3
2065	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	25	25	25	5	5	1,3	15,9	0,114	128,3
2066	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	25	25	25	5	5	1,2	15,8	0,107	127,3
2067	0	0	0	0	0	0	35	0,000	1	0	24	24	24	5	5	1,1	15,7	0,100	126,3
2068	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	24	24	24	5	5	1,1	15,6	0,094	125,4
2069	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	24	24	24	5	5	1,0	15,5	0,088	124,4
2070	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	24	24	24	5	5	0,9	15,5	0,083	123,5
2071	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	24	24	24	5	5	0,9	15,4	0,077	122,6
2072	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	24	24	24	5	5	0,8	15,3	0,073	121,8
2073	0	0	0	0	0	0	35	0,000	0	0	24	24	24	5	5	0,8	15,2	0,068	120,9



Таблица 4.1.3-Эксплуатационный объект I. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	1,2	0,1	0,1	9,6	1,1	0,005	1,4	1,4	10,5	2,8	15,0	0,0	0,0	0	0,131	2,114
2025	2,2	0,3	0,3	11,8	1,4	0,006	2,6	2,6	13,2	5,4	15,1	0,0	0,0	0	0,247	2,362
2026	2,2	0,3	0,3	14,0	1,6	0,008	2,6	2,6	15,8	8,0	15,3	0,0	0,0	0	0,247	2,608
2027	8,3	1,0	1,0	22,4	2,6	0,012	9,9	9,9	25,6	17,9	15,5	0,0	0,0	0	0,923	3,532
2028	16,8	1,9	2,0	39,1	4,5	0,021	20,0	20,0	45,6	37,9	16,2	21,1	21,1	65	1,859	5,391
2029	28,0	3,2	3,4	67,1	7,7	0,036	34,0	34,0	79,6	71,9	17,7	62,9	83,9	115	3,102	8,494
2030	43,4	5,0	5,4	110,5	12,7	0,059	54,4	54,4	134,0	126,3	20,2	103,8	187,7	120	4,817	13,310
2031	54,0	6,2	7,1	164,5	18,9	0,088	71,0	71,0	205,0	197,3	24,0	120,9	308,6	109	5,984	19,294
2032	55,0	6,3	7,8	219,5	25,2	0,118	77,3	77,3	282,3	274,6	28,8	117,9	426,5	100	6,098	25,392
2033	50,7	5,8	7,8	270,2	31,0	0,145	76,6	76,6	358,9	351,2	33,8	114,1	540,6	100	5,626	31,018
2034	47,0	5,4	7,8	317,2	36,4	0,170	76,2	76,2	435,1	427,3	38,3	110,9	651,6	100	5,207	36,225
2035	43,5	5,0	7,8	360,6	41,4	0,194	75,7	75,7	510,8	503,0	42,6	107,9	759,5	100	4,819	41,044
2036	40,3	4,6	7,9	400,9	46,0	0,215	75,5	75,5	586,2	578,5	46,6	105,4	864,9	100	4,472	45,516
2037	37,2	4,3	7,9	438,1	50,2	0,235	74,8	74,8	661,1	653,3	50,3	102,4	967,3	100	4,126	49,642
2038	34,4	3,9	7,9	472,6	54,2	0,254	74,4	74,4	735,5	727,7	53,7	100,0	1067,3	100	3,819	53,460
2039	31,9	3,7	8,0	504,4	57,8	0,271	74,0	74,0	809,5	801,7	56,9	97,7	1164,9	100	3,534	56,994
2040	29,6	3,4	8,0	534,0	61,2	0,287	73,7	73,7	883,2	875,5	59,9	95,7	1260,7	100	3,279	60,274
2041	27,3	3,1	8,1	561,3	64,4	0,301	73,1	73,1	956,3	948,6	62,7	93,4	1354,1	100	3,026	63,300
2042	25,3	2,9	8,1	586,5	67,3	0,315	72,7	72,7	1029,0	1021,3	65,3	91,5	1445,6	100	2,800	66,100
2043	23,4	2,7	8,2	609,9	69,9	0,327	72,3	72,3	1101,3	1093,5	67,7	89,7	1535,3	100	2,592	68,692
2044	21,7	2,5	8,3	631,6	72,4	0,339	72,0	72,0	1173,3	1165,6	69,9	88,3	1623,6	100	2,405	71,096
2045	20,0	2,3	8,3	651,6	74,7	0,350	71,4	71,4	1244,8	1237,0	72,0	86,4	1710,0	100	2,219	73,316
2046	18,5	2,1	8,4	670,1	76,8	0,360	71,0	71,0	1315,8	1308,0	73,9	84,9	1794,9	100	2,054	75,369
2047	17,1	2,0	8,5	687,3	78,8	0,369	70,6	70,6	1386,4	1378,6	75,7	83,5	1878,4	100	1,901	77,270
2048	15,9	1,8	8,6	703,2	80,6	0,377	70,4	70,4	1456,8	1449,0	77,4	82,3	1960,7	100	1,764	79,033
2049	14,7	1,7	8,7	717,8	82,3	0,385	69,8	69,8	1526,6	1518,8	79,0	80,8	2041,5	100	1,627	80,661
2050	13,6	1,6	8,8	731,4	83,9	0,393	69,4	69,4	1596,0	1588,2	80,4	79,6	2121,2	100	1,506	82,167
2051	12,6	1,4	8,9	744,0	85,3	0,399	69,0	69,0	1664,9	1657,2	81,8	78,5	2199,7	100	1,394	83,561
2052	11,7	1,3	9,1	755,7	86,7	0,406	68,8	68,8	1733,7	1726,0	83,0	77,6	2277,3	100	1,293	84,854
2053	10,8	1,2	9,2	766,4	87,9	0,411	68,2	68,2	1801,9	1794,2	84,2	76,4	2353,6	100	1,193	86,048
2054	10,0	1,1	9,4	776,4	89,0	0,417	67,8	67,8	1869,7	1862,0	85,3	75,4	2429,0	100	1,104	87,152
2055	9,2	1,1	9,6	785,6	90,1	0,422	67,4	67,4	1937,1	1929,4	86,3	74,4	2503,4	100	1,022	88,174
2056	8,6	1,0	9,9	794,1	91,1	0,426	67,2	67,2	2004,3	1996,5	87,3	73,7	2577,2	100	0,949	89,123
2057	7,9	0,9	10,1	802,0	92,0	0,431	66,6	66,6	2070,9	2063,2	88,2	72,7	2649,8	100	0,875	89,998
2058	7,3	0,8	10,4	809,3	92,8	0,434	66,2	66,2	2137,1	2129,4	89,0	71,9	2721,7	100	0,810	90,808
2059	6,8	0,8	10,8	816,1	93,6	0,438	65,8	65,8	2203,0	2195,2	89,7	71,1	2792,8	100	0,750	91,557
2060	6,3	0,7	11,2	822,4	94,3	0,441	65,6	65,6	2268,6	2260,9	90,4	70,5	2863,3	100	0,696	92,253
2061	5,8	0,7	11,7	828,2	95,0	0,445	65,1	65,1	2333,7	2326,0	91,1	69,6	2932,9	100	0,642	92,895
2062	5,4	0,6	12,2	833,5	95,6	0,447	64,7	64,7	2398,4	2390,7	91,7	68,9	3001,8	100	0,594	93,489
2063	5,0	0,6	12,9	838,5	96,2	0,450	64,3	64,3	2462,8	2455,0	92,3	68,2	3070,0	100	0,550	94,039
2064	4,6	0,5	13,7	843,1	96,7	0,453	64,1	64,1	2526,9	2519,2	92,8	67,8	3137,8	100	0,510	94,549
2065	4,2	0,5	14,7	847,3	97,2	0,455	63,6	63,6	2590,5	2582,8	93,3	67,0	3204,7	100	0,471	95,019
2066	3,9	0,5	15,9	851,2	97,6	0,457	63,2	63,2	2653,7	2646,0	93,8	66,4	3271,1	100	0,436	95,455
2067	3,6	0,4	17,5	854,9	98,0	0,459	62,9	62,9	2716,6	2708,8	94,2	65,8	3336,9	100	0,403	95,858
2068	3,4	0,4	19,7	858,2	98,4	0,461	62,7	62,7	2779,2	2771,5	94,6	65,4	3402,3	100	0,374	96,232
2069	3,1	0,4	22,6	861,4	98,8	0,462	62,1	62,1	2841,4	2833,6	95,0	64,7	3466,9	100	0,345	96,577
2070	2,9	0,3	27,1	864,2	99,1	0,464	61,8	61,8	2903,1	2895,4	95,3	64,1	3531,0	100	0,319	96,897
2071	2,7	0,3	34,4	866,9	99,4	0,465	61,4	61,4	2964,5	2956,8	95,7	63,6	3594,7	100	0,296	97,192
2072	2,5	0,3	48,6	869,4	99,7	0,467	61,2	61,2	3025,8	3018,0	96,0	63,3	3657,9	100	0,274	97,467
2073	2,3	0,3	100,0	871,7	100,0	0,468	60,7	60,7	3086,5	3078,7	96,2	62,6	3720,5	100	0,253	97,720



Таблица 4.1.4-Эксплуатационный объект I. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	1	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,4	7,6	0,714	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,4	7,6	0,713	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,4	7,6	0,711	0,0
2027	2	2	0	0	0	0	3	1,700	0	0	3	3	3	0	0	11,7	13,8	1,297	0,0
2028	2	1	1	0	0	0	5	1,700	0	0	4	4	4	1	1	13,7	16,3	1,516	115,1
2029	4	3	1	0	0	0	9	3,400	0	0	7	7	7	2	2	14,5	17,6	1,604	118,8
2030	4	3	1	0	0	0	13	3,400	0	0	10	10	10	3	3	14,6	18,3	1,619	118,5
2031	2	2	0	0	0	0	15	1,700	0	0	12	12	12	3	3	14,1	18,5	1,561	116,2
2032	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	12	12	12	3	3	13,2	18,5	1,461	113,1
2033	0	0	0	0	0	0	15	0,000	1	0	11	11	11	3	3	12,2	18,4	1,352	109,7
2034	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	11	11	11	3	3	11,3	18,3	1,251	106,6
2035	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	11	11	11	3	3	10,4	18,2	1,158	103,7
2036	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	11	11	11	3	3	9,7	18,1	1,072	101,0
2037	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	11	11	11	3	3	8,9	18,0	0,992	98,5
2038	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	11	11	11	3	3	8,3	17,9	0,918	96,1
2039	0	0	0	0	0	0	15	0,000	2	0	9	9	9	3	3	7,7	17,8	0,849	93,9
2040	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	9	9	9	3	3	7,1	17,7	0,786	91,8
2041	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	9	9	9	3	3	6,6	17,6	0,727	89,8
2042	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	9	9	9	3	3	6,1	17,5	0,673	88,0
2043	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	9	9	9	3	3	5,6	17,4	0,623	86,2
2044	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	9	9	9	3	3	5,2	17,3	0,576	84,6
2045	0	0	0	0	0	0	15	0,000	1	0	8	8	8	3	3	4,8	17,2	0,533	83,1
2046	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	8	8	8	3	3	4,5	17,1	0,494	81,6
2047	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	8	8	8	3	3	4,1	17,0	0,457	80,2
2048	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	8	8	8	3	3	3,8	16,9	0,423	78,9
2049	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	8	8	8	3	3	3,5	16,8	0,391	77,7
2050	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	8	8	8	3	3	3,3	16,7	0,362	76,6
2051	0	0	0	0	0	0	15	0,000	1	0	7	7	7	3	3	3,0	16,6	0,335	75,4
2052	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	7	7	7	3	3	2,8	16,5	0,310	74,4
2053	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	7	7	7	3	3	2,6	16,4	0,287	73,4
2054	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	7	7	7	3	3	2,4	16,3	0,265	72,5
2055	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	7	7	7	3	3	2,2	16,2	0,246	71,6
2056	0	0	0	0	0	0	15	0,000	1	0	6	6	6	3	3	2,0	16,1	0,227	70,7
2057	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	6	6	6	3	3	1,9	16,0	0,210	69,9
2058	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	6	6	6	3	3	1,8	15,9	0,195	69,1
2059	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	6	6	6	3	3	1,6	15,8	0,180	68,3
2060	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	6	6	6	3	3	1,5	15,7	0,167	67,6
2061	0	0	0	0	0	0	15	0,000	1	0	5	5	5	3	3	1,4	15,6	0,154	66,9
2062	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	5	5	5	3	3	1,3	15,6	0,143	66,2
2063	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	5	5	5	3	3	1,2	15,5	0,132	65,6
2064	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	5	5	5	3	3	1,1	15,4	0,122	65,0
2065	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	5	5	5	3	3	1,0	15,3	0,113	64,4
2066	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	5	5	5	3	3	0,9	15,2	0,105	63,8
2067	0	0	0	0	0	0	15	0,000	1	0	4	4	4	3	3	0,9	15,1	0,097	63,2
2068	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	4	4	4	3	3	0,8	15,0	0,090	62,7
2069	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	4	4	4	3	3	0,7	14,9	0,083	62,2
2070	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	4	4	4	3	3	0,7	14,8	0,077	61,6
2071	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	4	4	4	3	3	0,6	14,8	0,071	61,1
2072	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	4	4	4	3	3	0,6	14,7	0,066	60,7
2073	0	0	0	0	0	0	15	0,000	0	0	4	4	4	3	3	0,5	14,6	0,061	60,2



Таблица 4.1.5-Эксплуатационный объект II. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	1,4	0,2	0,2	4,0	0,4	0,002	1,6	1,6	4,5	2,0	12,0	0,0	0,0	0	0,117	0,117
2025	2,7	0,3	0,3	6,6	0,7	0,003	3,0	3,0	7,5	5,0	12,2	0,0	0,0	0	0,220	0,338
2026	2,7	0,3	0,3	9,3	1,0	0,005	3,4	3,4	11,0	8,5	22,6	0,0	0,0	0	0,220	0,558
2027	5,4	0,6	0,6	14,7	1,6	0,008	7,9	7,9	18,8	16,3	30,9	0,0	0,0	0	0,452	1,009
2028	9,5	1,0	1,1	24,2	2,7	0,012	15,3	15,3	34,1	31,6	37,8	19,5	19,5	100	0,787	1,796
2029	18,8	2,1	2,1	43,0	4,7	0,022	33,3	33,3	67,4	64,9	43,7	41,6	61,1	100	1,556	3,352
2030	33,8	3,7	3,9	76,8	8,4	0,040	66,4	66,4	133,8	131,3	49,1	81,4	142,5	100	2,805	6,158
2031	44,9	4,9	5,4	121,7	13,3	0,063	98,4	98,4	232,3	229,8	54,4	118,3	260,7	100	3,724	9,881
2032	47,3	5,2	6,0	169,1	18,5	0,087	116,6	116,6	348,9	346,4	59,4	137,5	398,2	100	3,924	13,806
2033	44,7	4,9	6,0	213,7	23,4	0,110	124,8	124,8	473,6	471,1	64,2	144,4	542,6	100	3,702	17,508
2034	42,3	4,6	6,0	256,0	28,0	0,132	132,0	132,0	605,7	603,2	68,0	150,6	693,2	100	3,503	21,011
2035	40,0	4,4	6,1	296,0	32,4	0,152	139,2	139,2	744,9	742,4	71,3	156,7	849,9	100	3,315	24,327
2036	37,9	4,2	6,1	333,9	36,5	0,172	146,6	146,6	891,5	889,0	74,1	163,2	1013,0	100	3,146	27,472
2037	35,8	3,9	6,2	369,7	40,5	0,190	153,1	153,1	1044,6	1042,1	76,6	168,7	1181,7	100	2,968	30,440
2038	33,9	3,7	6,2	403,6	44,2	0,208	152,1	152,1	1196,7	1194,2	77,7	166,9	1348,6	100	2,808	33,248
2039	32,1	3,5	6,3	435,7	47,7	0,224	151,2	151,2	1347,9	1345,4	78,8	165,1	1513,7	100	2,657	35,906
2040	30,4	3,3	6,4	466,1	51,0	0,240	150,6	150,6	1498,5	1496,0	79,8	163,8	1677,5	100	2,522	38,427
2041	28,7	3,1	6,4	494,8	54,1	0,254	149,3	149,3	1647,7	1645,2	80,8	161,7	1839,1	100	2,379	40,807
2042	27,2	3,0	6,5	521,9	57,1	0,268	148,3	148,3	1796,0	1793,5	81,7	160,0	1999,2	100	2,251	43,058
2043	25,7	2,8	6,6	547,6	59,9	0,282	147,4	147,4	1943,4	1940,9	82,6	158,4	2157,6	100	2,130	45,188
2044	24,4	2,7	6,7	572,0	62,6	0,294	146,8	146,8	2090,2	2087,7	83,4	157,3	2314,9	100	2,021	47,209
2045	23,0	2,5	6,7	595,0	65,1	0,306	145,5	145,5	2235,7	2233,2	84,2	155,4	2470,3	100	1,907	49,116
2046	21,8	2,4	6,8	616,8	67,5	0,317	144,6	144,6	2380,3	2377,8	84,9	153,9	2624,2	100	1,805	50,921
2047	20,6	2,3	6,9	637,4	69,7	0,328	143,7	143,7	2523,9	2521,4	85,7	152,5	2776,6	100	1,708	52,629
2048	19,5	2,1	7,1	656,9	71,9	0,338	143,1	143,1	2667,1	2664,6	86,3	151,5	2928,1	100	1,620	54,249
2049	18,4	2,0	7,2	675,3	73,9	0,347	141,8	141,8	2808,9	2806,4	87,0	149,7	3077,7	100	1,529	55,778
2050	17,4	1,9	7,3	692,8	75,8	0,356	140,9	140,9	2949,8	2947,3	87,6	148,3	3226,1	100	1,447	57,224
2051	16,5	1,8	7,5	709,3	77,6	0,365	140,0	140,0	3089,9	3087,4	88,2	147,0	3373,1	100	1,369	58,593
2052	15,7	1,7	7,7	725,0	79,3	0,373	139,5	139,5	3229,4	3226,9	88,8	146,1	3519,2	100	1,299	59,892
2053	14,8	1,6	7,8	739,8	80,9	0,380	138,3	138,3	3367,6	3365,1	89,3	144,5	3663,7	100	1,225	61,117
2054	14,0	1,5	8,0	753,7	82,5	0,388	137,4	137,4	3505,0	3502,5	89,8	143,2	3806,9	100	1,160	62,277
2055	13,2	1,4	8,3	767,0	83,9	0,394	136,5	136,5	3641,5	3639,0	90,3	142,0	3949,0	100	1,097	63,374
2056	12,6	1,4	8,5	779,5	85,3	0,401	136,0	136,0	3777,5	3775,0	90,8	141,2	4090,2	100	1,041	64,415
2057	11,8	1,3	8,8	791,4	86,6	0,407	134,8	134,8	3912,3	3909,8	91,2	139,7	4229,9	100	0,982	65,398
2058	11,2	1,2	9,1	802,6	87,8	0,413	133,9	133,9	4046,2	4043,7	91,6	138,5	4368,4	100	0,930	66,327
2059	10,6	1,2	9,5	813,2	89,0	0,418	133,1	133,1	4179,3	4176,8	92,0	137,4	4505,9	100	0,880	67,207
2060	10,1	1,1	10,0	823,3	90,1	0,423	132,6	132,6	4311,9	4309,4	92,4	136,7	4642,6	100	0,835	68,042
2061	9,5	1,0	10,5	832,8	91,1	0,428	131,4	131,4	4443,3	4440,8	92,8	135,2	4777,8	100	0,787	68,829
2062	9,0	1,0	11,1	841,8	92,1	0,433	130,5	130,5	4573,8	4571,3	93,1	134,2	4912,0	100	0,745	69,574
2063	8,5	0,9	11,8	850,3	93,0	0,437	129,7	129,7	4703,5	4701,0	93,4	133,1	5045,1	100	0,705	70,279
2064	8,1	0,9	12,7	858,3	93,9	0,441	129,2	129,2	4832,8	4830,3	93,8	132,5	5177,6	100	0,669	70,948
2065	7,6	0,8	13,7	865,9	94,7	0,445	128,1	128,1	4960,9	4958,4	94,1	131,1	5308,7	100	0,631	71,579
2066	7,2	0,8	15,0	873,2	95,5	0,449	127,3	127,3	5088,1	5085,6	94,3	130,1	5438,8	100	0,597	72,177
2067	6,8	0,7	16,7	880,0	96,3	0,452	126,5	126,5	5214,6	5212,1	94,6	129,1	5568,0	100	0,565	72,742
2068	6,5	0,7	19,0	886,4	97,0	0,456	126,0	126,0	5340,6	5338,1	94,9	128,5	5696,5	100	0,536	73,278
2069	6,1	0,7	22,1	892,5	97,7	0,459	124,9	124,9	5465,4	5462,9	95,1	127,2	5823,7	100	0,506	73,784
2070	5,8	0,6	26,9	898,3	98,3	0,462	124,1	124,1	5589,5	5587,0	95,3	126,3	5950,0	100	0,479	74,263
2071	5,5	0,6	34,9	903,8	98,9	0,465	123,3	123,3	5712,8	5710,3	95,6	125,4	6075,3	100	0,453	74,716
2072	5,2	0,6	50,8	909,0	99,4	0,467	122,8	122,8	5835,6	5833,1	95,8	124,8	6200,1	100	0,430	75,146
2073	4,9	0,5	100,0	913,9	100,0	0,470	121,7	121,7	5957,3	5954,8	96,0	123,5	6323,7	100	0,406	75,552



Таблица 4.1.6-Эксплуатационный объект II. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	1	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,7	8,7	0,637	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,7	8,7	0,636	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,6	9,9	0,634	0,0
2027	1	1	0	0	0	0	2	0,950	0	0	2	2	2	0	0	10,3	14,9	0,853	0,0
2028	1	1	0	0	0	1	3	0,950	0	0	2	2	2	1	1	10,8	17,4	0,896	106,3
2029	3	3	0	0	0	0	6	2,850	0	0	5	5	5	1	1	11,8	21,0	0,980	120,0
2030	3	3	0	0	0	0	9	2,850	0	0	8	8	8	1	1	12,9	25,3	1,068	234,8
2031	2	2	0	0	0	0	11	1,900	0	0	10	10	10	1	1	12,9	28,2	1,068	341,1
2032	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	10	10	10	1	1	12,4	30,5	1,026	395,4
2033	0	0	0	0	0	0	11	0,000	1	0	9	9	9	1	1	11,7	32,7	0,971	416,4
2034	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	9	9	9	1	1	11,1	34,6	0,919	434,2
2035	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	9	9	9	1	1	10,5	36,5	0,869	451,9
2036	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	9	9	9	1	1	9,9	38,3	0,822	469,3
2037	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	9	9	9	1	1	9,4	40,1	0,778	486,5
2038	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	9	9	9	1	1	8,9	39,9	0,736	481,2
2039	0	0	0	0	0	0	11	0,000	1	0	8	8	8	1	1	8,4	39,6	0,697	476,1
2040	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	8	8	8	1	1	8,0	39,4	0,659	471,1
2041	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	8	8	8	1	1	7,5	39,1	0,624	466,2
2042	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	8	8	8	1	1	7,1	38,9	0,590	461,5
2043	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	8	8	8	1	1	6,7	38,6	0,558	456,9
2044	0	0	0	0	0	0	11	0,000	1	0	7	7	7	1	1	6,4	38,4	0,528	452,4
2045	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	7	7	7	1	1	6,0	38,1	0,500	448,1
2046	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	7	7	7	1	1	5,7	37,9	0,473	443,8
2047	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	7	7	7	1	1	5,4	37,7	0,448	439,7
2048	0	0	0	0	0	0	11	0,000	1	0	6	6	6	1	1	5,1	37,4	0,424	435,6
2049	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	6	6	6	1	1	4,8	37,2	0,401	431,6
2050	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	6	6	6	1	1	4,6	36,9	0,379	427,8
2051	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	6	6	6	1	1	4,3	36,7	0,359	424,0
2052	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	6	6	6	1	1	4,1	36,5	0,340	420,3
2053	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	6	6	6	1	1	3,9	36,2	0,321	416,6
2054	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	6	6	6	1	1	3,7	36,0	0,304	413,1
2055	0	0	0	0	0	0	11	0,000	1	0	5	5	5	1	1	3,5	35,8	0,288	409,6
2056	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	5	5	5	1	1	3,3	35,6	0,272	406,2
2057	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	5	5	5	1	1	3,1	35,3	0,258	402,8
2058	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	5	5	5	1	1	2,9	35,1	0,244	399,6
2059	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	5	5	5	1	1	2,8	34,9	0,231	396,3
2060	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	5	5	5	1	1	2,6	34,7	0,218	393,2
2061	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	5	5	5	1	1	2,5	34,4	0,206	390,0
2062	0	0	0	0	0	0	11	0,000	1	0	4	4	4	1	1	2,4	34,2	0,195	387,0
2063	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	4	4	4	1	1	2,2	34,0	0,185	384,0
2064	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	4	4	4	1	1	2,1	33,8	0,175	381,0
2065	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	4	4	4	1	1	2,0	33,6	0,165	378,1
2066	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	4	4	4	1	1	1,9	33,4	0,157	375,2
2067	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	4	4	4	1	1	1,8	33,2	0,148	372,4
2068	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	4	4	4	1	1	1,7	32,9	0,140	369,6
2069	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	4	4	4	1	1	1,6	32,7	0,133	366,9
2070	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	4	4	4	1	1	1,5	32,5	0,126	364,2
2071	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	4	4	4	1	1	1,4	32,3	0,119	361,5
2072	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	4	4	4	1	1	1,4	32,1	0,112	358,9
2073	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	4	4	4	1	1	1,3	31,9	0,106	356,3



Таблица 4.1.7-Эксплуатационный объект III. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	3,9	1,1	1,1	3,9	1,1	0,005	3,9	3,9	3,9	3,9	0,0	0,0	0,0	0	0,284	0,284
2025	7,2	2,1	2,1	11,1	3,2	0,015	7,3	7,3	11,1	11,1	1,0	0,0	0,0	0	0,529	0,812
2026	7,1	2,0	2,1	18,1	5,2	0,024	7,3	7,3	18,4	18,4	2,9	0,0	0,0	0	0,518	1,330
2027	9,6	2,8	2,9	27,7	8,0	0,037	10,1	10,1	28,5	28,5	4,8	0,0	0,0	0	0,706	2,036
2028	13,3	3,8	4,2	41,0	11,8	0,055	14,4	14,4	42,9	42,9	7,4	10,1	10,1	50	0,976	3,012
2029	16,4	4,7	5,4	57,4	16,5	0,077	18,4	18,4	61,3	61,3	11,0	25,7	35,9	100	1,203	4,216
2030	20,1	5,8	6,9	77,5	22,3	0,104	23,8	23,8	85,1	85,1	15,5	32,7	68,5	100	1,474	5,690
2031	20,7	6,0	7,7	98,3	28,3	0,132	26,2	26,2	111,3	111,3	20,9	35,4	104,0	100	1,523	7,213
2032	19,3	5,5	7,7	117,5	33,9	0,158	26,2	26,2	137,5	137,5	26,6	34,8	138,7	100	1,413	8,626
2033	17,8	5,1	7,7	135,3	39,0	0,182	26,1	26,1	163,6	163,6	31,8	34,0	172,7	100	1,305	9,931
2034	16,5	4,7	7,8	151,8	43,7	0,205	26,0	26,0	189,6	189,6	36,7	33,3	206,0	100	1,209	11,140
2035	15,2	4,4	7,8	167,0	48,1	0,225	25,9	25,9	215,5	215,5	41,2	32,7	238,7	100	1,119	12,259
2036	14,1	4,1	7,9	181,1	52,2	0,244	25,9	25,9	241,4	241,4	45,4	32,2	270,8	100	1,038	13,297
2037	13,1	3,8	7,9	194,2	56,0	0,262	25,8	25,8	267,2	267,2	49,3	31,5	302,4	100	0,959	14,256
2038	12,1	3,5	7,9	206,3	59,5	0,278	25,7	25,7	292,9	292,9	52,9	31,0	333,4	100	0,888	15,144
2039	11,2	3,2	8,0	217,5	62,7	0,293	25,6	25,6	318,5	318,5	56,3	30,6	364,0	100	0,822	15,966
2040	10,4	3,0	8,0	227,9	65,7	0,307	25,6	25,6	344,1	344,1	59,4	30,2	394,1	100	0,763	16,729
2041	9,6	2,8	8,1	237,5	68,4	0,320	25,5	25,5	369,5	369,5	62,3	29,7	423,8	100	0,705	17,434
2042	8,9	2,6	8,1	246,4	71,0	0,332	25,4	25,4	394,9	394,9	65,0	29,3	453,1	100	0,652	18,086
2043	8,2	2,4	8,2	254,6	73,4	0,343	25,3	25,3	420,2	420,2	67,5	28,9	482,1	100	0,604	18,690
2044	7,6	2,2	8,3	262,2	75,6	0,353	25,3	25,3	445,5	445,5	69,8	28,6	510,7	100	0,561	19,251
2045	7,1	2,0	8,3	269,3	77,6	0,363	25,2	25,2	470,7	470,7	72,0	28,2	538,9	100	0,518	19,768
2046	6,5	1,9	8,4	275,8	79,5	0,372	25,1	25,1	495,8	495,8	74,0	27,9	566,9	100	0,479	20,248
2047	6,0	1,7	8,5	281,9	81,2	0,380	25,0	25,0	520,8	520,8	75,8	27,6	594,5	100	0,444	20,692
2048	5,6	1,6	8,6	287,5	82,8	0,387	25,0	25,0	545,8	545,8	77,6	27,4	622,0	100	0,412	21,103
2049	5,2	1,5	8,7	292,7	84,3	0,394	24,9	24,9	570,6	570,6	79,2	27,1	649,1	100	0,380	21,484
2050	4,8	1,4	8,8	297,5	85,7	0,401	24,8	24,8	595,4	595,4	80,6	26,9	675,9	100	0,352	21,836
2051	4,4	1,3	9,0	301,9	87,0	0,407	24,7	24,7	620,2	620,2	82,0	26,6	702,6	100	0,326	22,162
2052	4,1	1,2	9,1	306,0	88,2	0,412	24,7	24,7	644,9	644,9	83,3	26,5	729,1	100	0,303	22,465
2053	3,8	1,1	9,3	309,8	89,3	0,418	24,6	24,6	669,4	669,4	84,5	26,2	755,3	100	0,279	22,744
2054	3,5	1,0	9,5	313,4	90,3	0,422	24,5	24,5	693,9	693,9	85,6	26,0	781,3	100	0,259	23,003
2055	3,3	0,9	9,7	316,6	91,2	0,427	24,4	24,4	718,4	718,4	86,6	25,8	807,1	100	0,240	23,243
2056	3,0	0,9	10,0	319,7	92,1	0,431	24,4	24,4	742,8	742,8	87,6	25,7	832,8	100	0,222	23,465
2057	2,8	0,8	10,2	322,5	92,9	0,435	24,3	24,3	767,0	767,0	88,5	25,5	858,2	100	0,205	23,670
2058	2,6	0,7	10,6	325,0	93,7	0,438	24,2	24,2	791,2	791,2	89,3	25,3	883,5	100	0,190	23,860
2059	2,4	0,7	10,9	327,4	94,4	0,441	24,1	24,1	815,4	815,4	90,1	25,1	908,7	100	0,176	24,036
2060	2,2	0,6	11,4	329,7	95,0	0,444	24,1	24,1	839,5	839,5	90,8	25,0	933,7	100	0,163	24,200
2061	2,1	0,6	11,9	331,7	95,6	0,447	24,0	24,0	863,5	863,5	91,4	24,8	958,6	100	0,151	24,351
2062	1,9	0,5	12,5	333,6	96,1	0,450	23,9	23,9	887,4	887,4	92,0	24,7	983,3	100	0,140	24,490
2063	1,8	0,5	13,2	335,4	96,7	0,452	23,9	23,9	911,3	911,3	92,6	24,6	1007,8	100	0,129	24,620
2064	1,6	0,5	14,1	337,0	97,1	0,454	23,8	23,8	935,1	935,1	93,1	24,5	1032,3	100	0,120	24,740
2065	1,5	0,4	15,1	338,5	97,6	0,456	23,7	23,7	958,8	958,8	93,6	24,3	1056,6	100	0,111	24,851
2066	1,4	0,4	16,5	339,9	98,0	0,458	23,6	23,6	982,5	982,5	94,1	24,2	1080,8	100	0,103	24,953
2067	1,3	0,4	18,3	341,2	98,3	0,460	23,6	23,6	1006,0	1006,0	94,5	24,1	1104,9	100	0,095	25,048
2068	1,2	0,3	20,8	342,4	98,7	0,461	23,6	23,6	1029,6	1029,6	94,9	24,0	1128,9	100	0,088	25,136
2069	1,1	0,3	24,3	343,5	99,0	0,463	23,4	23,4	1053,0	1053,0	95,3	23,9	1152,8	100	0,081	25,218
2070	1,0	0,3	29,7	344,6	99,3	0,464	23,4	23,4	1076,4	1076,4	95,6	23,8	1176,6	100	0,075	25,293
2071	1,0	0,3	39,1	345,5	99,6	0,466	23,3	23,3	1099,7	1099,7	95,9	23,6	1200,2	100	0,070	25,363
2072	0,9	0,3	59,6	346,4	99,8	0,467	23,3	23,3	1122,9	1122,9	96,2	23,6	1223,8	100	0,065	25,428
2073	0,8	0,2	100,0	347,2	100,0	0,468	23,2	23,2	1146,1	1146,1	96,5	23,5	1247,3	100	0,060	25,488



Таблица 4.1.8-Эксплуатационный объект III. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м ³ /сут	
2024	0	0	0	0	3	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	7,0	7,0	0,514	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	6,9	7,0	0,508	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	6,8	7,0	0,498	0,0
2027	1	1	0	0	0	0	4	1,050	0	0	4	4	4	0	0	7,9	8,3	0,577	0,0
2028	1	1	0	0	0	1	5	1,050	0	0	4	4	4	1	1	8,4	9,1	0,620	55,4
2029	1	1	0	0	0	0	6	1,050	0	0	5	5	5	1	1	8,6	9,6	0,628	74,2
2030	1	1	0	0	0	0	7	1,050	0	0	6	6	6	1	1	8,9	10,5	0,651	94,3
2031	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	6	6	6	1	1	8,5	10,8	0,627	102,2
2032	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	6	6	6	1	1	7,9	10,8	0,581	100,0
2033	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	6	6	6	1	1	7,3	10,7	0,538	97,9
2034	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	6	6	6	1	1	6,8	10,7	0,498	96,0
2035	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	6	6	6	1	1	6,3	10,7	0,461	94,2
2036	0	0	0	0	0	0	7	0,000	1	0	5	5	5	1	1	5,8	10,6	0,427	92,5
2037	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	5	5	5	1	1	5,4	10,6	0,395	91,0
2038	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	5	5	5	1	1	5,0	10,6	0,366	89,5
2039	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	5	5	5	1	1	4,6	10,6	0,339	88,1
2040	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	5	5	5	1	1	4,3	10,5	0,313	86,8
2041	0	0	0	0	0	0	7	0,000	1	0	4	4	4	1	1	4,0	10,5	0,290	85,6
2042	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	4	4	4	1	1	3,7	10,5	0,269	84,5
2043	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	4	4	4	1	1	3,4	10,4	0,249	83,4
2044	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	4	4	4	1	1	3,1	10,4	0,230	82,4
2045	0	0	0	0	0	0	7	0,000	1	0	3	3	3	1	1	2,9	10,4	0,213	81,5
2046	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	3	3	3	1	1	2,7	10,3	0,197	80,6
2047	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	3	3	3	1	1	2,5	10,3	0,183	79,7
2048	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	3	3	3	1	1	2,3	10,3	0,169	78,9
2049	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	3	3	3	1	1	2,1	10,2	0,157	78,2
2050	0	0	0	0	0	0	7	0,000	1	0	2	2	2	1	1	2,0	10,2	0,145	77,5
2051	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	2	2	2	1	1	1,8	10,2	0,134	76,8
2052	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	2	2	2	1	1	1,7	10,1	0,124	76,1
2053	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	2	2	2	1	1	1,6	10,1	0,115	75,6
2054	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	2	2	2	1	1	1,5	10,1	0,107	75,0
2055	0	0	0	0	0	0	7	0,000	1	0	1	1	1	1	1	1,3	10,1	0,099	74,5
2056	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	1,2	10,0	0,091	73,9
2057	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	1,2	10,0	0,085	73,4
2058	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	1,1	10,0	0,078	73,0
2059	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	1,0	9,9	0,073	72,5
2060	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	0,9	9,9	0,067	72,0
2061	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	0,8	9,9	0,062	71,6
2062	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	0,8	9,9	0,058	71,2
2063	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	0,7	9,8	0,053	70,9
2064	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	0,7	9,8	0,049	70,5
2065	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	0,6	9,8	0,046	70,1
2066	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	0,6	9,7	0,042	69,8
2067	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	0,5	9,7	0,039	69,4
2068	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	0,5	9,7	0,036	69,1
2069	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	0,5	9,7	0,034	68,8
2070	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	0,4	9,6	0,031	68,5
2071	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	0,4	9,6	0,029	68,2
2072	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	0,4	9,6	0,027	67,9
2073	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	1	1	1	1	1	0,3	9,5	0,025	67,6



Таблица 4.1.9-Возвратный горизонт М-0-2. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2025	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2026	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2027	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2028	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2029	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2030	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2031	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2032	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2033	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2034	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2035	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2036	1,0	1,2	1,2	2,4	2,7	0,010	1,0	1,0	2,4	2,4	1,5	0,0	0,0	0	0,102	0,313
2037	1,9	2,2	2,3	4,3	5,0	0,017	2,0	2,0	4,4	4,4	2,5	0,0	0,0	0	0,191	0,505
2038	1,9	2,2	2,3	6,2	7,1	0,025	2,0	2,0	6,4	6,4	4,4	0,0	0,0	0	0,188	0,692
2039	2,8	3,3	3,5	9,0	10,4	0,037	3,0	3,0	9,4	9,4	6,2	0,0	0,0	0	0,281	0,973
2040	3,6	4,1	4,6	12,6	14,5	0,051	4,0	4,0	13,3	13,3	8,9	0,0	0,0	0	0,358	1,331
2041	3,5	4,0	4,6	16,1	18,5	0,065	3,9	3,9	17,3	17,3	12,4	0,0	0,0	0	0,343	1,673
2042	3,3	3,8	4,7	19,4	22,3	0,079	3,9	3,9	21,2	21,2	15,8	0,0	0,0	0	0,329	2,002
2043	3,2	3,7	4,7	22,6	26,0	0,091	3,9	3,9	25,1	25,1	19,0	0,0	0,0	0	0,316	2,318
2044	3,1	3,5	4,8	25,6	29,5	0,104	3,9	3,9	29,1	29,1	22,1	0,0	0,0	0	0,304	2,622
2045	3,7	4,3	6,0	29,4	33,7	0,119	4,9	4,9	34,0	34,0	25,1	0,0	0,0	0	0,368	2,990
2046	4,2	4,8	7,3	33,5	38,5	0,136	5,9	5,9	39,9	39,9	28,7	0,0	0,0	0	0,415	3,405
2047	3,9	4,5	7,4	37,5	43,1	0,152	5,8	5,8	45,7	45,7	32,8	0,0	0,0	0	0,390	3,795
2048	3,7	4,3	7,5	41,2	47,3	0,167	5,8	5,8	51,6	51,6	36,6	0,0	0,0	0	0,368	4,163
2049	3,5	4,0	7,6	44,6	51,3	0,181	5,8	5,8	57,4	57,4	40,3	0,0	0,0	0	0,345	4,508
2050	3,3	3,8	7,7	47,9	55,1	0,194	5,8	5,8	63,2	63,2	43,7	0,0	0,0	0	0,324	4,833
2051	3,1	3,5	7,9	51,0	58,6	0,206	5,8	5,8	69,0	69,0	46,9	0,0	0,0	0	0,305	5,138
2052	2,9	3,3	8,0	53,9	61,9	0,218	5,8	5,8	74,8	74,8	50,0	0,0	0,0	0	0,288	5,426
2053	2,7	3,1	8,2	56,6	65,1	0,229	5,8	5,8	80,5	80,5	52,8	0,0	0,0	0	0,270	5,695
2054	2,6	2,9	8,4	59,2	68,0	0,240	5,7	5,7	86,3	86,3	55,5	0,0	0,0	0	0,254	5,949
2055	2,4	2,8	8,6	61,6	70,8	0,249	5,7	5,7	92,0	92,0	58,1	0,0	0,0	0	0,239	6,188
2056	2,3	2,6	8,9	63,8	73,4	0,258	5,7	5,7	97,7	97,7	60,5	0,0	0,0	0	0,225	6,413
2057	2,1	2,4	9,2	66,0	75,8	0,267	5,7	5,7	103,5	103,5	62,8	0,0	0,0	0	0,211	6,624
2058	2,0	2,3	9,5	68,0	78,1	0,275	5,7	5,7	109,2	109,2	64,9	0,0	0,0	0	0,198	6,822
2059	1,9	2,2	9,9	69,8	80,3	0,283	5,7	5,7	114,8	114,8	66,9	0,0	0,0	0	0,187	7,009
2060	1,8	2,0	10,3	71,6	82,3	0,290	5,7	5,7	120,5	120,5	68,8	0,0	0,0	0	0,176	7,185
2061	1,7	1,9	10,8	73,3	84,2	0,297	5,7	5,7	126,2	126,2	70,6	0,0	0,0	0	0,165	7,350
2062	1,6	1,8	11,4	74,8	86,0	0,303	5,6	5,6	131,8	131,8	72,3	0,0	0,0	0	0,155	7,505
2063	1,5	1,7	12,1	76,3	87,7	0,309	5,6	5,6	137,4	137,4	73,9	0,0	0,0	0	0,146	7,651
2064	1,4	1,6	13,0	77,7	89,3	0,315	5,6	5,6	143,1	143,1	75,4	0,0	0,0	0	0,138	7,788
2065	1,3	1,5	14,0	79,0	90,8	0,320	5,6	5,6	148,7	148,7	76,8	0,0	0,0	0	0,129	7,917
2066	1,2	1,4	15,3	80,2	92,2	0,325	5,6	5,6	154,2	154,2	78,1	0,0	0,0	0	0,121	8,039
2067	1,1	1,3	16,9	81,4	93,5	0,329	5,6	5,6	159,8	159,8	79,4	0,0	0,0	0	0,114	8,153
2068	1,1	1,2	19,2	82,4	94,8	0,334	5,6	5,6	165,4	165,4	80,6	0,0	0,0	0	0,108	8,260
2069	1,0	1,2	22,3	83,5	95,9	0,338	5,5	5,5	170,9	170,9	81,7	0,0	0,0	0	0,101	8,361
2070	1,0	1,1	27,0	84,4	97,0	0,342	5,5	5,5	176,5	176,5	82,7	0,0	0,0	0	0,095	8,456
2071	0,9	1,0	34,8	85,3	98,1	0,345	5,5	5,5	182,0	182,0	83,7	0,0	0,0	0	0,089	8,545
2072	0,8	1,0	50,4	86,2	99,0	0,349	5,5	5,5	187,5	187,5	84,7	0,0	0,0	0	0,084	8,629
2073	0,8	0,9	100,0	87,0	100,0	0,352	5,5	5,5	193,0	193,0	85,5	0,0	0,0	0	0,079	8,708



Таблица 4.1.10-Возвратный горизонт М-0-2. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0,0
2036	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,6	5,7	0,558	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,6	5,7	0,552	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,5	5,7	0,541	0,0
2039	0	0	0	1	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,3	5,7	0,531	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,2	5,7	0,514	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,0	5,7	0,494	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,8	5,7	0,474	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,6	5,7	0,455	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,4	5,7	0,437	0,0
2045	0	0	0	1	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	4,2	5,6	0,420	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	4,0	5,6	0,399	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	3,8	5,6	0,375	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	3,6	5,6	0,353	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	3,3	5,6	0,332	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	3,1	5,6	0,312	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	3,0	5,6	0,293	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,8	5,6	0,276	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,6	5,5	0,259	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,5	5,5	0,244	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,3	5,5	0,229	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,2	5,5	0,216	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,0	5,5	0,203	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,9	5,5	0,191	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,8	5,5	0,179	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,7	5,4	0,169	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,6	5,4	0,159	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,5	5,4	0,149	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,4	5,4	0,140	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,3	5,4	0,132	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,2	5,4	0,124	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,2	5,4	0,117	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,1	5,4	0,110	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,0	5,3	0,103	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,0	5,3	0,097	0,0
2070	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	0,9	5,3	0,091	0,0
2071	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	0,9	5,3	0,086	0,0
2072	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	0,8	5,3	0,081	0,0
2073	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	0,8	5,3	0,076	0,0



Таблица 4.1.11-Возвратный горизонт М-0-3. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	1,8	0,8	0,8	2,3	1,0	0,003	1,8	1,8	2,7	2,7	0,2	0,0	0,0	0	0,162	0,162
2025	3,3	1,5	1,5	5,6	2,5	0,008	3,3	3,3	6,1	6,1	0,9	0,0	0,0	0	0,303	0,465
2026	3,3	1,5	1,5	8,8	4,0	0,012	3,3	3,3	9,4	9,4	2,1	0,0	0,0	0	0,299	0,764
2027	3,2	1,5	1,5	12,0	5,5	0,017	3,3	3,3	12,7	12,7	3,4	0,0	0,0	0	0,295	1,059
2028	3,2	1,5	1,5	15,2	6,9	0,021	3,3	3,3	16,0	16,0	4,6	0,0	0,0	0	0,292	1,351
2029	3,1	1,4	1,5	18,3	8,4	0,026	3,3	3,3	19,4	19,4	5,8	0,0	0,0	0	0,287	1,638
2030	3,1	1,4	1,5	21,4	9,8	0,030	3,3	3,3	22,7	22,7	7,0	0,0	0,0	0	0,283	1,922
2031	3,0	1,4	1,5	24,5	11,2	0,034	3,3	3,3	26,0	26,0	8,2	0,0	0,0	0	0,280	2,201
2032	3,0	1,4	1,5	27,5	12,5	0,039	3,3	3,3	29,3	29,3	9,4	0,0	0,0	0	0,277	2,478
2033	4,5	2,1	2,4	32,0	14,6	0,045	5,1	5,1	34,4	34,4	10,6	0,0	0,0	0	0,416	2,894
2034	5,8	2,7	3,1	37,8	17,3	0,053	6,6	6,6	41,0	41,0	12,3	0,0	0,0	0	0,533	3,427
2035	5,7	2,6	3,1	43,4	19,8	0,061	6,6	6,6	47,6	47,6	14,6	0,0	0,0	0	0,519	3,946
2036	5,5	2,5	3,1	49,0	22,4	0,069	6,6	6,6	54,2	54,2	16,7	0,0	0,0	0	0,507	4,453
2037	5,4	2,4	3,1	54,3	24,8	0,076	6,6	6,6	60,8	60,8	18,9	0,0	0,0	0	0,492	4,945
2038	5,2	2,4	3,2	59,5	27,2	0,083	6,6	6,6	67,4	67,4	21,0	0,0	0,0	0	0,479	5,424
2039	6,4	2,9	4,0	65,9	30,1	0,092	8,3	8,3	75,8	75,8	23,0	0,0	0,0	0	0,589	6,012
2040	7,4	3,4	4,8	73,3	33,5	0,103	9,9	9,9	85,6	85,6	25,5	0,0	0,0	0	0,677	6,690
2041	7,1	3,2	4,8	80,4	36,7	0,113	9,8	9,8	95,5	95,5	28,3	0,0	0,0	0	0,648	7,338
2042	6,8	3,1	4,9	87,1	39,8	0,122	9,8	9,8	105,3	105,3	31,1	0,0	0,0	0	0,623	7,961
2043	6,5	3,0	4,9	93,6	42,8	0,131	9,8	9,8	115,1	115,1	33,7	0,0	0,0	0	0,598	8,558
2044	6,3	2,9	5,0	99,9	45,6	0,140	9,8	9,8	125,0	125,0	36,3	0,0	0,0	0	0,575	9,134
2045	7,0	3,2	5,9	107,0	48,8	0,150	11,5	11,5	136,5	136,5	38,7	0,0	0,0	0	0,647	9,781
2046	7,6	3,5	6,8	114,6	52,3	0,161	13,0	13,0	149,5	149,5	41,5	0,0	0,0	0	0,700	10,481
2047	7,2	3,3	6,9	121,8	55,6	0,171	13,0	13,0	162,5	162,5	44,5	0,0	0,0	0	0,663	11,144
2048	6,8	3,1	7,0	128,6	58,7	0,180	13,0	13,0	175,5	175,5	47,3	0,0	0,0	0	0,629	11,773
2049	6,5	3,0	7,2	135,1	61,7	0,189	12,9	12,9	188,4	188,4	50,1	0,0	0,0	0	0,594	12,367
2050	6,1	2,8	7,3	141,2	64,5	0,198	12,9	12,9	201,4	201,4	52,6	0,0	0,0	0	0,562	12,929
2051	5,8	2,6	7,4	147,0	67,1	0,206	12,9	12,9	214,2	214,2	55,0	0,0	0,0	0	0,532	13,462
2052	5,5	2,5	7,6	152,5	69,6	0,214	12,9	12,9	227,1	227,1	57,3	0,0	0,0	0	0,505	13,967
2053	5,2	2,4	7,8	157,7	72,0	0,221	12,8	12,8	240,0	240,0	59,5	0,0	0,0	0	0,477	14,444
2054	4,9	2,2	8,0	162,6	74,3	0,228	12,8	12,8	252,8	252,8	61,6	0,0	0,0	0	0,452	14,896
2055	4,7	2,1	8,3	167,3	76,4	0,235	12,8	12,8	265,6	265,6	63,6	0,0	0,0	0	0,428	15,323
2056	4,4	2,0	8,5	171,7	78,4	0,241	12,8	12,8	278,3	278,3	65,4	0,0	0,0	0	0,406	15,729
2057	4,2	1,9	8,8	175,9	80,3	0,247	12,7	12,7	291,1	291,1	67,2	0,0	0,0	0	0,383	16,112
2058	3,9	1,8	9,2	179,8	82,1	0,252	12,7	12,7	303,8	303,8	68,9	0,0	0,0	0	0,363	16,475
2059	3,7	1,7	9,5	183,6	83,8	0,257	12,7	12,7	316,4	316,4	70,5	0,0	0,0	0	0,343	16,819
2060	3,5	1,6	10,0	187,1	85,4	0,262	12,7	12,7	329,1	329,1	72,0	0,0	0,0	0	0,326	17,145
2061	3,4	1,5	10,5	190,4	87,0	0,267	12,6	12,6	341,7	341,7	73,4	0,0	0,0	0	0,308	17,452
2062	3,2	1,4	11,1	193,6	88,4	0,272	12,6	12,6	354,3	354,3	74,8	0,0	0,0	0	0,291	17,744
2063	3,0	1,4	11,8	196,6	89,8	0,276	12,6	12,6	366,9	366,9	76,1	0,0	0,0	0	0,276	18,020
2064	2,9	1,3	12,7	199,5	91,1	0,280	12,6	12,6	379,4	379,4	77,3	0,0	0,0	0	0,262	18,282
2065	2,7	1,2	13,8	202,2	92,3	0,284	12,5	12,5	391,9	391,9	78,5	0,0	0,0	0	0,247	18,529
2066	2,5	1,2	15,1	204,7	93,5	0,287	12,5	12,5	404,4	404,4	79,6	0,0	0,0	0	0,234	18,763
2067	2,4	1,1	16,9	207,1	94,6	0,290	12,5	12,5	416,9	416,9	80,6	0,0	0,0	0	0,222	18,985
2068	2,3	1,0	19,3	209,4	95,6	0,294	12,5	12,5	429,3	429,3	81,6	0,0	0,0	0	0,210	19,195
2069	2,2	1,0	22,6	211,6	96,6	0,297	12,4	12,4	441,7	441,7	82,6	0,0	0,0	0	0,199	19,394
2070	2,0	0,9	27,6	213,6	97,5	0,300	12,4	12,4	454,1	454,1	83,5	0,0	0,0	0	0,188	19,582
2071	1,9	0,9	36,0	215,6	98,4	0,302	12,3	12,3	466,4	466,4	84,3	0,0	0,0	0	0,178	19,760
2072	1,8	0,8	53,5	217,4	99,3	0,305	12,4	12,4	478,8	478,8	85,1	0,0	0,0	0	0,169	19,929
2073	1,7	0,8	100,0	219,1	100,0	0,307	12,3	12,3	491,1	491,1	85,9	0,0	0,0	0	0,160	20,088



Таблица 4.1.12-Возвратный горизонт М-0-3. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	1	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,6	9,6	0,880	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,5	9,6	0,874	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,4	9,6	0,862	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,3	9,6	0,851	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,1	9,6	0,840	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,0	9,6	0,828	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,9	9,6	0,817	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,8	9,6	0,806	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,7	9,6	0,796	0,0
2033	0	0	0	1	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	8,5	9,6	0,785	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	8,4	9,5	0,769	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	8,1	9,5	0,749	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	7,9	9,5	0,729	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	7,7	9,5	0,709	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	7,5	9,5	0,690	0,0
2039	0	0	0	1	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	7,3	9,5	0,672	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	7,1	9,5	0,649	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	6,8	9,5	0,623	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	6,5	9,5	0,598	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	6,3	9,4	0,575	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	6,0	9,4	0,552	0,0
2045	0	0	0	1	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	5,8	9,4	0,530	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	5,5	9,4	0,505	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	5,2	9,4	0,478	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	4,9	9,4	0,452	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	4,7	9,3	0,428	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	4,4	9,3	0,405	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	4,2	9,3	0,384	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	4,0	9,3	0,363	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	3,7	9,3	0,344	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	3,5	9,2	0,326	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	3,4	9,2	0,308	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	3,2	9,2	0,292	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	3,0	9,2	0,276	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	2,8	9,2	0,262	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	2,7	9,1	0,248	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	2,6	9,1	0,234	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	2,4	9,1	0,222	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	2,3	9,1	0,210	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	2,2	9,1	0,199	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	2,0	9,0	0,188	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	1,9	9,0	0,178	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	1,8	9,0	0,169	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	1,7	9,0	0,160	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	1,6	9,0	0,151	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	1,6	8,9	0,143	0,0
2070	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	1,5	8,9	0,136	0,0
2071	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	1,4	8,9	0,128	0,0
2072	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	1,3	8,9	0,122	0,0
2073	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	1,3	8,9	0,115	0,0



Таблица 4.1.13-Возвратный горизонт М-0-4. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека-емых запасов нефти, %	Кэффи-циент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-нен-ность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компен-сация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		началь-ных	теку-щих				всего	мех.спо-собом	всего	мех.спо-собом		годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2027	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2028	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2029	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2030	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2031	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2032	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2033	1,0	1,3	1,3	1,0	1,3	0,004	1,3	1,3	1,3	1,3	20,0	0,0	0,0	0	0,090	0,090
2034	1,9	2,4	2,4	3,0	3,7	0,011	2,4	2,4	3,7	3,7	20,8	0,0	0,0	0	0,169	0,259
2035	1,9	2,3	2,4	4,9	6,0	0,017	2,4	2,4	6,2	6,2	22,3	0,0	0,0	0	0,166	0,424
2036	1,9	2,3	2,5	6,7	8,3	0,024	2,4	2,4	8,6	8,6	23,7	0,0	0,0	0	0,163	0,587
2037	1,8	2,3	2,5	8,6	10,6	0,030	2,4	2,4	11,1	11,1	25,1	0,0	0,0	0	0,159	0,746
2038	1,8	2,2	2,5	10,4	12,8	0,037	2,4	2,4	13,5	13,5	26,5	0,0	0,0	0	0,156	0,902
2039	1,8	2,2	2,5	12,1	15,0	0,043	2,4	2,4	15,9	15,9	27,9	0,0	0,0	0	0,153	1,055
2040	1,7	2,1	2,5	13,8	17,1	0,049	2,4	2,4	18,4	18,4	29,2	0,0	0,0	0	0,150	1,206
2041	1,7	2,1	2,5	15,5	19,2	0,055	2,4	2,4	20,8	20,8	30,6	0,0	0,0	0	0,147	1,353
2042	1,7	2,0	2,5	17,2	21,2	0,061	2,4	2,4	23,2	23,2	31,9	0,0	0,0	0	0,144	1,497
2043	1,6	2,0	2,5	18,8	23,2	0,067	2,4	2,4	25,7	25,7	33,1	0,0	0,0	0	0,141	1,639
2044	1,6	2,0	2,6	20,4	25,2	0,073	2,4	2,4	28,1	28,1	34,4	0,0	0,0	0	0,139	1,777
2045	1,6	1,9	2,6	22,0	27,1	0,078	2,4	2,4	30,5	30,5	35,6	0,0	0,0	0	0,136	1,913
2046	1,5	1,9	2,6	23,5	29,0	0,084	2,4	2,4	32,9	32,9	36,8	0,0	0,0	0	0,133	2,047
2047	1,5	1,9	2,6	25,0	30,9	0,089	2,4	2,4	35,4	35,4	38,0	0,0	0,0	0	0,131	2,177
2048	1,5	1,8	2,6	26,5	32,7	0,094	2,4	2,4	37,8	37,8	39,1	0,0	0,0	0	0,128	2,306
2049	1,4	1,8	2,6	27,9	34,4	0,099	2,4	2,4	40,2	40,2	40,3	0,0	0,0	0	0,126	2,431
2050	2,2	2,7	4,1	30,1	37,1	0,107	3,7	3,7	43,9	43,9	41,4	0,0	0,0	0	0,188	2,619
2051	2,7	3,4	5,4	32,8	40,5	0,117	4,8	4,8	48,7	48,7	43,0	0,0	0,0	0	0,239	2,858
2052	2,6	3,3	5,5	35,4	43,8	0,126	4,8	4,8	53,5	53,5	45,2	0,0	0,0	0	0,230	3,088
2053	2,5	3,1	5,6	38,0	46,9	0,135	4,8	4,8	58,3	58,3	47,2	0,0	0,0	0	0,220	3,308
2054	2,4	3,0	5,6	40,4	49,9	0,144	4,8	4,8	63,1	63,1	49,2	0,0	0,0	0	0,212	3,520
2055	2,9	3,6	7,3	43,4	53,5	0,154	6,0	6,0	69,1	69,1	51,1	0,0	0,0	0	0,257	3,777
2056	3,3	4,1	8,9	46,7	57,6	0,166	7,2	7,2	76,3	76,3	53,4	0,0	0,0	0	0,291	4,068
2057	3,1	3,9	9,1	49,8	61,5	0,177	7,1	7,1	83,4	83,4	56,0	0,0	0,0	0	0,273	4,341
2058	2,9	3,6	9,5	52,8	65,2	0,188	7,1	7,1	90,5	90,5	58,5	0,0	0,0	0	0,257	4,598
2059	2,8	3,4	9,8	55,5	68,6	0,198	7,1	7,1	97,6	97,6	60,8	0,0	0,0	0	0,242	4,840
2060	2,6	3,2	10,3	58,2	71,8	0,207	7,1	7,1	104,7	104,7	63,0	0,0	0,0	0	0,228	5,068
2061	2,5	3,0	10,8	60,6	74,8	0,216	7,0	7,0	111,7	111,7	65,1	0,0	0,0	0	0,214	5,282
2062	2,3	2,9	11,4	62,9	77,7	0,224	7,0	7,0	118,7	118,7	67,0	0,0	0,0	0	0,202	5,484
2063	2,2	2,7	12,1	65,1	80,4	0,232	7,0	7,0	125,7	125,7	68,9	0,0	0,0	0	0,190	5,673
2064	2,1	2,5	12,9	67,2	82,9	0,239	7,0	7,0	132,7	132,7	70,6	0,0	0,0	0	0,179	5,853
2065	1,9	2,4	14,0	69,1	85,3	0,246	7,0	7,0	139,7	139,7	72,3	0,0	0,0	0	0,168	6,021
2066	1,8	2,2	15,3	70,9	87,6	0,252	6,9	6,9	146,6	146,6	73,8	0,0	0,0	0	0,158	6,179
2067	1,7	2,1	17,0	72,6	89,7	0,258	6,9	6,9	153,5	153,5	75,3	0,0	0,0	0	0,149	6,328
2068	1,6	2,0	19,3	74,2	91,7	0,264	6,9	6,9	160,4	160,4	76,7	0,0	0,0	0	0,141	6,468
2069	1,5	1,9	22,4	75,8	93,5	0,270	6,9	6,9	167,3	167,3	78,0	0,0	0,0	0	0,132	6,600
2070	1,4	1,8	27,2	77,2	95,3	0,275	6,9	6,9	174,2	174,2	79,2	0,0	0,0	0	0,124	6,724
2071	1,3	1,7	35,1	78,5	96,9	0,279	6,8	6,8	181,0	181,0	80,4	0,0	0,0	0	0,117	6,841
2072	1,3	1,6	51,1	79,8	98,5	0,284	6,8	6,8	187,8	187,8	81,5	0,0	0,0	0	0,110	6,951
2073	1,2	1,5	100,0	81,0	100,0	0,288	6,8	6,8	194,6	194,6	82,5	0,0	0,0	0	0,104	7,055



Таблица 4.1.14-Возвратный горизонт М-0-4. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2033	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,6	7,1	0,492	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,6	7,1	0,487	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,5	7,1	0,478	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,4	7,0	0,468	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,3	7,0	0,459	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,2	7,0	0,450	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,1	7,0	0,441	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,0	7,0	0,433	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,9	7,0	0,424	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,8	7,0	0,416	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,7	7,0	0,408	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,6	7,0	0,400	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,5	7,0	0,392	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,4	7,0	0,384	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,3	7,0	0,377	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,2	7,0	0,369	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,2	7,0	0,362	0,0
2050	0	0	0	1	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,1	6,9	0,355	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,0	6,9	0,344	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,8	6,9	0,331	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,6	6,9	0,317	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,5	6,9	0,305	0,0
2055	0	0	0	1	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	3,4	6,9	0,293	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	3,2	6,9	0,279	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	3,0	6,8	0,262	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,8	6,8	0,247	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,7	6,8	0,232	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,5	6,8	0,219	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,4	6,8	0,206	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,2	6,7	0,194	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,1	6,7	0,182	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,0	6,7	0,172	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,9	6,7	0,161	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,7	6,7	0,152	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,6	6,6	0,143	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,5	6,6	0,135	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,5	6,6	0,127	0,0
2070	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,4	6,6	0,119	0,0
2071	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,3	6,6	0,112	0,0
2072	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,2	6,6	0,106	0,0
2073	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,1	6,5	0,099	0,0



Таблица 4.1.15-Возвратный горизонт М-0-6. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека-емых запасов нефти, %	Кэффи-циент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-нен-ность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компен-сация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		началь-ных	теку-щих				всего	мех.спо-собом	всего	мех.спо-собом		годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2027	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2028	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2029	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2030	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2031	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2032	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2033	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2034	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2035	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2036	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2037	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2038	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2039	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2040	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2041	0,7	3,0	3,0	0,7	3,0	0,011	0,8	0,8	0,8	0,8	15,0	0,0	0,0	0	0,052	0,052
2042	1,3	5,4	5,6	1,9	8,4	0,032	1,5	1,5	2,3	2,3	17,3	0,0	0,0	0	0,097	0,149
2043	1,2	5,2	5,6	3,1	13,6	0,052	1,5	1,5	3,8	3,8	21,6	0,0	0,0	0	0,091	0,240
2044	1,1	4,9	5,7	4,2	18,5	0,071	1,5	1,5	5,3	5,3	25,6	0,0	0,0	0	0,087	0,327
2045	1,1	4,6	5,7	5,3	23,1	0,088	1,5	1,5	6,8	6,8	29,4	0,0	0,0	0	0,082	0,409
2046	1,0	4,4	5,7	6,3	27,4	0,105	1,5	1,5	8,3	8,3	33,1	0,0	0,0	0	0,077	0,487
2047	1,0	4,1	5,7	7,3	31,6	0,121	1,5	1,5	9,8	9,8	36,5	0,0	0,0	0	0,073	0,560
2048	0,9	3,9	5,7	8,2	35,5	0,136	1,5	1,5	11,3	11,3	39,8	0,0	0,0	0	0,070	0,629
2049	0,9	3,7	5,7	9,0	39,2	0,150	1,5	1,5	12,8	12,8	42,9	0,0	0,0	0	0,066	0,695
2050	1,2	5,3	8,8	10,2	44,5	0,171	2,3	2,3	15,1	15,1	45,8	0,0	0,0	0	0,095	0,790
2051	1,5	6,4	11,6	11,7	51,0	0,195	3,0	3,0	18,1	18,1	50,0	0,0	0,0	0	0,114	0,904
2052	1,3	5,8	11,7	13,0	56,7	0,217	3,0	3,0	21,0	21,0	55,2	0,0	0,0	0	0,102	1,006
2053	1,2	5,1	11,8	14,2	61,8	0,237	2,9	2,9	23,9	23,9	59,8	0,0	0,0	0	0,091	1,097
2054	1,1	4,6	12,0	15,3	66,4	0,255	2,9	2,9	26,9	26,9	64,0	0,0	0,0	0	0,081	1,178
2055	0,9	4,1	12,1	16,2	70,5	0,270	2,9	2,9	29,8	29,8	67,7	0,0	0,0	0	0,072	1,250
2056	0,8	3,6	12,4	17,1	74,1	0,284	2,9	2,9	32,7	32,7	71,0	0,0	0,0	0	0,065	1,315
2057	0,7	3,2	12,6	17,8	77,4	0,297	2,9	2,9	35,5	35,5	74,0	0,0	0,0	0	0,058	1,372
2058	0,7	2,9	12,8	18,5	80,3	0,308	2,9	2,9	38,4	38,4	76,7	0,0	0,0	0	0,051	1,424
2059	0,6	2,6	13,1	19,1	82,9	0,318	2,8	2,8	41,2	41,2	79,1	0,0	0,0	0	0,046	1,470
2060	0,5	2,3	13,5	19,6	85,2	0,327	2,8	2,8	44,1	44,1	81,2	0,0	0,0	0	0,041	1,511
2061	0,5	2,1	13,9	20,1	87,2	0,334	2,8	2,8	46,9	46,9	83,2	0,0	0,0	0	0,037	1,547
2062	0,4	1,8	14,4	20,5	89,1	0,341	2,8	2,8	49,7	49,7	84,9	0,0	0,0	0	0,033	1,580
2063	0,4	1,6	15,0	20,9	90,7	0,348	2,8	2,8	52,5	52,5	86,4	0,0	0,0	0	0,029	1,609
2064	0,3	1,5	15,8	21,2	92,2	0,353	2,8	2,8	55,2	55,2	87,8	0,0	0,0	0	0,026	1,635
2065	0,3	1,3	16,7	21,5	93,5	0,358	2,8	2,8	58,0	58,0	89,1	0,0	0,0	0	0,023	1,658
2066	0,3	1,2	17,9	21,8	94,7	0,363	2,7	2,7	60,7	60,7	90,2	0,0	0,0	0	0,021	1,679
2067	0,2	1,0	19,5	22,0	95,7	0,367	2,7	2,7	63,5	63,5	91,2	0,0	0,0	0	0,018	1,697
2068	0,2	0,9	21,7	22,2	96,6	0,370	2,7	2,7	66,2	66,2	92,1	0,0	0,0	0	0,017	1,714
2069	0,2	0,8	24,6	22,4	97,5	0,374	2,7	2,7	68,9	68,9	92,9	0,0	0,0	0	0,015	1,728
2070	0,2	0,7	29,2	22,6	98,2	0,376	2,7	2,7	71,6	71,6	93,7	0,0	0,0	0	0,013	1,741
2071	0,2	0,7	36,8	22,7	98,9	0,379	2,7	2,7	74,2	74,2	94,3	0,0	0,0	0	0,012	1,753
2072	0,1	0,6	52,1	22,9	99,5	0,381	2,7	2,7	76,9	76,9	94,9	0,0	0,0	0	0,010	1,764
2073	0,1	0,5	100,0	23,0	100,0	0,383	2,6	2,6	79,6	79,6	95,4	0,0	0,0	0	0,009	1,773



Таблица 4.1.16-Возвратный горизонт М-0-6. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2041	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,7	4,4	0,287	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,6	4,4	0,279	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,4	4,4	0,264	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,2	4,4	0,250	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,1	4,3	0,236	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,9	4,3	0,223	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,7	4,3	0,211	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,6	4,3	0,200	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,5	4,3	0,189	0,0
2050	0	0	0	1	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,3	4,3	0,179	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,1	4,3	0,164	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,9	4,2	0,147	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,7	4,2	0,131	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,5	4,2	0,117	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,4	4,2	0,104	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,2	4,2	0,093	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,1	4,1	0,083	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,0	4,1	0,074	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,9	4,1	0,066	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,8	4,1	0,059	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,7	4,1	0,053	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,6	4,0	0,047	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,5	4,0	0,042	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,5	4,0	0,037	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,4	4,0	0,033	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,4	4,0	0,030	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,3	3,9	0,027	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,3	3,9	0,024	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,3	3,9	0,021	0,0
2070	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,2	3,9	0,019	0,0
2071	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,2	3,9	0,017	0,0
2072	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,2	3,8	0,015	0,0
2073	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,2	3,8	0,013	0,0



Таблица 4.1.17-Возвратный горизонт М-0-7. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	1,8	1,6	1,6	1,9	1,6	0,005	1,9	1,9	2,0	2,0	5,0	0,0	0,0	0	0,119	0,199
2025	3,4	2,9	3,0	5,3	4,5	0,014	3,6	3,6	5,6	5,6	6,3	0,0	0,0	0	0,220	0,419
2026	3,3	2,8	3,0	8,6	7,4	0,023	3,6	3,6	9,3	9,3	8,7	0,0	0,0	0	0,214	0,633
2027	3,2	2,8	3,0	11,8	10,1	0,032	3,6	3,6	12,9	12,9	11,1	0,0	0,0	0	0,209	0,842
2028	3,2	2,7	3,0	15,0	12,8	0,041	3,6	3,6	16,5	16,5	13,4	0,0	0,0	0	0,203	1,045
2029	3,1	2,6	3,0	18,1	15,4	0,049	3,6	3,6	20,2	20,2	15,7	0,0	0,0	0	0,197	1,243
2030	3,0	2,5	3,0	21,0	18,0	0,057	3,6	3,6	23,8	23,8	17,9	0,0	0,0	0	0,192	1,435
2031	2,9	2,5	3,0	23,9	20,5	0,065	3,6	3,6	27,4	27,4	20,0	0,0	0,0	0	0,187	1,621
2032	2,8	2,4	3,0	26,8	22,9	0,073	3,6	3,6	31,0	31,0	22,1	0,0	0,0	0	0,182	1,804
2033	4,2	3,6	4,6	30,9	26,4	0,084	5,5	5,5	36,6	36,6	24,2	0,0	0,0	0	0,270	2,073
2034	5,3	4,5	6,1	36,2	30,9	0,098	7,2	7,2	43,8	43,8	27,2	0,0	0,0	0	0,339	2,412
2035	5,0	4,2	6,1	41,2	35,2	0,112	7,2	7,2	51,0	51,0	31,0	0,0	0,0	0	0,320	2,732
2036	4,7	4,0	6,2	45,9	39,2	0,125	7,2	7,2	58,2	58,2	34,6	0,0	0,0	0	0,304	3,036
2037	4,4	3,8	6,2	50,3	43,0	0,137	7,2	7,2	65,3	65,3	38,0	0,0	0,0	0	0,286	3,323
2038	4,2	3,6	6,3	54,5	46,6	0,148	7,1	7,1	72,5	72,5	41,2	0,0	0,0	0	0,271	3,593
2039	4,0	3,4	6,4	58,5	50,0	0,159	7,1	7,1	79,6	79,6	44,3	0,0	0,0	0	0,256	3,849
2040	3,8	3,2	6,4	62,2	53,2	0,169	7,1	7,1	86,7	86,7	47,2	0,0	0,0	0	0,243	4,092
2041	3,5	3,0	6,5	65,8	56,2	0,179	7,1	7,1	93,8	93,8	50,0	0,0	0,0	0	0,229	4,321
2042	3,4	2,9	6,6	69,1	59,1	0,188	7,1	7,1	100,9	100,9	52,6	0,0	0,0	0	0,216	4,538
2043	3,2	2,7	6,6	72,3	61,8	0,197	7,1	7,1	108,0	108,0	55,1	0,0	0,0	0	0,205	4,742
2044	3,0	2,6	6,7	75,3	64,4	0,205	7,1	7,1	115,0	115,0	57,4	0,0	0,0	0	0,194	4,937
2045	2,8	2,4	6,8	78,2	66,8	0,212	7,0	7,0	122,1	122,1	59,6	0,0	0,0	0	0,183	5,120
2046	2,7	2,3	6,9	80,9	69,1	0,220	7,0	7,0	129,1	129,1	61,8	0,0	0,0	0	0,173	5,293
2047	2,5	2,2	7,0	83,4	71,3	0,227	7,0	7,0	136,1	136,1	63,8	0,0	0,0	0	0,164	5,456
2048	2,4	2,1	7,2	85,8	73,3	0,233	7,0	7,0	143,1	143,1	65,6	0,0	0,0	0	0,155	5,612
2049	2,3	1,9	7,3	88,1	75,3	0,239	7,0	7,0	150,1	150,1	67,4	0,0	0,0	0	0,146	5,758
2050	2,1	1,8	7,4	90,2	77,1	0,245	7,0	7,0	157,0	157,0	69,1	0,0	0,0	0	0,138	5,896
2051	2,0	1,7	7,6	92,2	78,8	0,251	6,9	6,9	163,9	163,9	70,8	0,0	0,0	0	0,131	6,027
2052	1,9	1,6	7,8	94,2	80,5	0,256	6,9	6,9	170,9	170,9	72,3	0,0	0,0	0	0,124	6,151
2053	1,8	1,5	7,9	96,0	82,0	0,261	6,9	6,9	177,8	177,8	73,7	0,0	0,0	0	0,117	6,268
2054	1,7	1,5	8,2	97,7	83,5	0,265	6,9	6,9	184,7	184,7	75,1	0,0	0,0	0	0,111	6,379
2055	1,6	1,4	8,4	99,3	84,9	0,270	6,9	6,9	191,6	191,6	76,4	0,0	0,0	0	0,105	6,483
2056	1,5	1,3	8,7	100,8	86,2	0,274	6,9	6,9	198,4	198,4	77,6	0,0	0,0	0	0,099	6,582
2057	1,4	1,2	9,0	102,3	87,4	0,278	6,8	6,8	205,3	205,3	78,8	0,0	0,0	0	0,094	6,676
2058	1,4	1,2	9,3	103,7	88,6	0,282	6,8	6,8	212,1	212,1	79,9	0,0	0,0	0	0,088	6,764
2059	1,3	1,1	9,7	105,0	89,7	0,285	6,8	6,8	218,9	218,9	81,0	0,0	0,0	0	0,084	6,848
2060	1,2	1,1	10,2	106,2	90,8	0,289	6,8	6,8	225,7	225,7	82,0	0,0	0,0	0	0,079	6,927
2061	1,2	1,0	10,7	107,4	91,8	0,292	6,8	6,8	232,5	232,5	82,9	0,0	0,0	0	0,075	7,002
2062	1,1	0,9	11,4	108,4	92,7	0,295	6,8	6,8	239,3	239,3	83,8	0,0	0,0	0	0,071	7,073
2063	1,0	0,9	12,1	109,5	93,6	0,298	6,7	6,7	246,0	246,0	84,6	0,0	0,0	0	0,067	7,140
2064	1,0	0,8	13,1	110,5	94,4	0,300	6,8	6,8	252,8	252,8	85,4	0,0	0,0	0	0,063	7,203
2065	0,9	0,8	14,2	111,4	95,2	0,303	6,7	6,7	259,5	259,5	86,2	0,0	0,0	0	0,060	7,263
2066	0,9	0,7	15,6	112,3	96,0	0,305	6,7	6,7	266,2	266,2	86,9	0,0	0,0	0	0,057	7,319
2067	0,8	0,7	17,5	113,1	96,7	0,307	6,7	6,7	272,9	272,9	87,6	0,0	0,0	0	0,053	7,373
2068	0,8	0,7	20,1	113,9	97,3	0,309	6,7	6,7	279,6	279,6	88,3	0,0	0,0	0	0,051	7,423
2069	0,7	0,6	23,8	114,6	98,0	0,311	6,7	6,7	286,2	286,2	88,9	0,0	0,0	0	0,048	7,471
2070	0,7	0,6	29,5	115,3	98,6	0,313	6,6	6,6	292,9	292,9	89,5	0,0	0,0	0	0,045	7,516
2071	0,7	0,6	39,5	116,0	99,1	0,315	6,6	6,6	299,5	299,5	90,0	0,0	0,0	0	0,043	7,559
2072	0,6	0,5	62,0	116,6	99,7	0,317	6,6	6,6	306,1	306,1	90,5	0,0	0,0	0	0,041	7,599
2073	0,6	0,5	100,0	117,2	100,0	0,318	6,6	6,6	312,7	312,7	91,0	0,0	0,0	0	0,038	7,638



Таблица 4.1.18-Возвратный горизонт М-0-7. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	1	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	10,0	10,5	0,645	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,9	10,5	0,636	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,6	10,5	0,618	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,3	10,5	0,601	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,1	10,5	0,585	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,8	10,5	0,569	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,6	10,5	0,554	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,4	10,4	0,539	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,1	10,4	0,524	0,0
2033	0	0	0	1	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	7,9	10,4	0,510	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	7,6	10,4	0,488	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	7,2	10,4	0,462	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	6,8	10,4	0,437	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	6,4	10,3	0,413	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	6,1	10,3	0,391	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,7	10,3	0,369	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,4	10,3	0,349	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,1	10,2	0,330	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,8	10,2	0,312	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,6	10,2	0,295	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,3	10,2	0,279	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,1	10,1	0,264	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,9	10,1	0,250	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,7	10,1	0,236	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,5	10,1	0,223	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,3	10,0	0,211	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,1	10,0	0,200	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,9	10,0	0,189	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,8	10,0	0,178	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,6	10,0	0,169	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,5	9,9	0,159	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,3	9,9	0,151	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,2	9,9	0,143	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,1	9,9	0,135	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,0	9,8	0,127	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,9	9,8	0,121	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,8	9,8	0,114	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,7	9,8	0,108	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,6	9,8	0,102	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,5	9,7	0,096	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,4	9,7	0,091	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,3	9,7	0,086	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,3	9,7	0,081	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,2	9,6	0,077	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,1	9,6	0,073	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,1	9,6	0,069	0,0
2070	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,0	9,6	0,065	0,0
2071	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,0	9,6	0,062	0,0
2072	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,9	9,5	0,058	0,0
2073	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,9	9,5	0,055	0,0



Таблица 4.1.19-Возвратный горизонт М-0-8. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2027	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2028	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2029	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2030	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2031	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2032	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2033	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2034	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2035	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2036	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2037	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2038	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2039	3,7	3,0	3,0	3,7	3,0	0,011	4,3	4,3	4,3	4,3	15,0	0,0	0,0	0	0,214	0,214
2040	6,8	5,5	5,7	10,4	8,5	0,032	8,2	8,2	12,5	12,5	17,3	0,0	0,0	0	0,396	0,610
2041	6,4	5,2	5,7	16,8	13,7	0,051	8,1	8,1	20,6	20,6	21,7	0,0	0,0	0	0,373	0,983
2042	6,0	4,9	5,7	22,8	18,7	0,069	8,1	8,1	28,7	28,7	25,8	0,0	0,0	0	0,352	1,335
2043	5,7	4,7	5,7	28,4	23,3	0,087	8,1	8,1	36,8	36,8	29,8	0,0	0,0	0	0,333	1,668
2044	6,8	5,6	7,3	35,2	28,9	0,107	10,2	10,2	47,0	47,0	33,5	0,0	0,0	0	0,398	2,066
2045	7,5	6,1	8,6	42,7	35,0	0,130	12,1	12,1	59,0	59,0	37,9	0,0	0,0	0	0,439	2,504
2046	6,9	5,6	8,7	49,6	40,6	0,151	12,0	12,0	71,0	71,0	42,9	0,0	0,0	0	0,402	2,907
2047	6,3	5,2	8,7	55,9	45,8	0,170	12,0	12,0	83,0	83,0	47,4	0,0	0,0	0	0,369	3,275
2048	6,8	5,6	10,3	62,7	51,4	0,191	14,0	14,0	97,0	97,0	51,6	0,0	0,0	0	0,399	3,674
2049	6,9	5,7	11,7	69,6	57,1	0,212	15,8	15,8	112,8	112,8	56,1	0,0	0,0	0	0,407	4,081
2050	6,2	5,1	11,8	75,8	62,1	0,231	15,7	15,7	128,6	128,6	60,8	0,0	0,0	0	0,362	4,443
2051	5,5	4,5	11,9	81,3	66,6	0,248	15,6	15,6	144,2	144,2	64,9	0,0	0,0	0	0,322	4,764
2052	4,9	4,0	12,0	86,2	70,6	0,263	15,6	15,6	159,8	159,8	68,6	0,0	0,0	0	0,287	5,051
2053	4,3	3,6	12,1	90,5	74,2	0,276	15,5	15,5	175,3	175,3	72,0	0,0	0,0	0	0,254	5,306
2054	3,9	3,2	12,3	94,4	77,3	0,288	15,4	15,4	190,7	190,7	74,9	0,0	0,0	0	0,226	5,532
2055	3,4	2,8	12,4	97,8	80,2	0,298	15,3	15,3	206,0	206,0	77,6	0,0	0,0	0	0,201	5,733
2056	3,1	2,5	12,6	100,9	82,7	0,307	15,3	15,3	221,3	221,3	80,0	0,0	0,0	0	0,180	5,913
2057	2,7	2,2	12,8	103,6	84,9	0,316	15,2	15,2	236,4	236,4	82,1	0,0	0,0	0	0,159	6,072
2058	2,4	2,0	13,1	106,0	86,9	0,323	15,1	15,1	251,5	251,5	84,0	0,0	0,0	0	0,142	6,214
2059	2,1	1,8	13,4	108,1	88,6	0,330	15,0	15,0	266,5	266,5	85,7	0,0	0,0	0	0,126	6,340
2060	1,9	1,6	13,8	110,0	90,2	0,336	15,0	15,0	281,5	281,5	87,2	0,0	0,0	0	0,112	6,452
2061	1,7	1,4	14,2	111,7	91,6	0,341	14,8	14,8	296,3	296,3	88,6	0,0	0,0	0	0,100	6,551
2062	1,5	1,2	14,7	113,3	92,8	0,345	14,8	14,8	311,1	311,1	89,8	0,0	0,0	0	0,089	6,640
2063	1,3	1,1	15,4	114,6	93,9	0,349	14,7	14,7	325,8	325,8	90,9	0,0	0,0	0	0,079	6,719
2064	1,2	1,0	16,2	115,8	94,9	0,353	14,7	14,7	340,4	340,4	91,8	0,0	0,0	0	0,070	6,789
2065	1,1	0,9	17,1	116,9	95,8	0,356	14,5	14,5	355,0	355,0	92,7	0,0	0,0	0	0,062	6,851
2066	0,9	0,8	18,4	117,8	96,6	0,359	14,5	14,5	369,5	369,5	93,5	0,0	0,0	0	0,055	6,907
2067	0,8	0,7	20,0	118,6	97,2	0,362	14,4	14,4	383,8	383,8	94,2	0,0	0,0	0	0,049	6,956
2068	0,7	0,6	22,3	119,4	97,9	0,364	14,4	14,4	398,2	398,2	94,8	0,0	0,0	0	0,044	7,000
2069	0,7	0,5	25,5	120,1	98,4	0,366	14,2	14,2	412,4	412,4	95,3	0,0	0,0	0	0,039	7,039
2070	0,6	0,5	30,4	120,6	98,9	0,368	14,2	14,2	426,6	426,6	95,8	0,0	0,0	0	0,035	7,073
2071	0,5	0,4	38,9	121,2	99,3	0,369	14,1	14,1	440,7	440,7	96,3	0,0	0,0	0	0,031	7,104
2072	0,5	0,4	56,7	121,6	99,7	0,371	14,1	14,1	454,7	454,7	96,7	0,0	0,0	0	0,027	7,132
2073	0,4	0,3	100,0	122,1	100,0	0,372	13,9	13,9	468,7	468,7	97,0	0,0	0,0	0	0,024	7,156



Таблица 4.1.20-Возвратный горизонт М-0-8. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2039	0	0	0	2	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	10,0	11,8	0,586	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	9,7	11,7	0,569	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	9,2	11,7	0,538	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	8,7	11,7	0,508	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	8,2	11,7	0,480	0,0
2044	0	0	0	1	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	7,7	11,6	0,453	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	7,2	11,6	0,422	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	6,6	11,5	0,387	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	6,0	11,5	0,355	0,0
2048	0	0	0	1	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	5,5	11,4	0,325	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	5,0	11,4	0,293	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	4,4	11,3	0,261	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	4,0	11,3	0,232	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	3,5	11,2	0,206	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	3,1	11,2	0,183	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	2,8	11,1	0,163	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	2,5	11,0	0,145	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	2,2	11,0	0,129	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	2,0	10,9	0,115	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	1,7	10,9	0,102	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	1,5	10,8	0,091	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	1,4	10,8	0,081	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	1,2	10,7	0,072	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	1,1	10,6	0,064	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	1,0	10,6	0,057	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	0,9	10,5	0,051	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	0,8	10,5	0,045	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	0,7	10,4	0,040	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	0,6	10,4	0,036	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	0,5	10,3	0,032	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	0,5	10,3	0,028	0,0
2070	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	0,4	10,2	0,025	0,0
2071	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	0,4	10,2	0,022	0,0
2072	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	0,3	10,1	0,020	0,0
2073	0	0	0	0	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	0,3	10,1	0,018	0,0



4.2. Экономические показатели вариантов разработки

Технико-экономическая оценка проекта проводилась на основании основных правил экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов «Единые правила...» (20) и соответствует требованиям международной практики оценки экономической эффективности инвестиционных проектов.

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

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

Целью настоящей работы является оценка экономической эффективности 3-х вариантов разработки месторождения Бестобе, описание по которым представлены в главе 3.

Дальнейший анализ рассматриваемых вариантов разработки показал, что наибольшими технико-экономическими показателями характеризуется вариант 2, который будет рассматриваться в последующих разделах настоящей главы.

Первым годом реализации проекта по всем вариантам принят 2024 г. Экономические расчеты проводились по каждому варианту на весь срок разработки месторождения и на рентабельный период, то есть период безубыточной добычи до момента, начиная с которого чистый не дисконтированный доход принимает только отрицательные значения, ввиду чего срок реализации проекта по вариантам является различным.

Инфляция для расчета стоимости капитальных вложений, и эксплуатационных затрат, цен на нефть и газ и транспорт нефти принята в размере 3 % в год, в соответствии со средними темпами инфляции в Республике Казахстан за последние годы. За срок начала инфляции принят 2024 г.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены как в текущих, с учетом инфляции, ценах, так и в расчетных, без учета инфляции ценах. Цены с учетом дефляции, то есть без учета инфляции выступают, в данном случае, как неизменные цены.



Дисконтирование проводилось исходя из теории временной стоимости денег, то есть для получения суммы потока платежей, приведенной к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков приняты ставки 7,5 %, 10 %, и 15 %.

Масштабы цен, приведенные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки. Для снижения масштабов цен все стоимостные показатели переведены из национальной валюты тенге в доллары США. При проведении оценки принят курс \$ США на момент начала расчета 10.11.2023 г. Предполагается, что на весь период расчета обменный курс национального банка Республики Казахстан будет неизменным и составит $1\$ \text{ США} = 465 \text{ тенге}$.

Реализация продукции – в соответствии с действующими условиями реализации продукции принята: 50 % товарной нефти будет реализовано на внешний рынок и 50 % соответственно на внутренний рынок.

100 % газа будет использоваться на собственные нужды.

Цена продажи нефти на:

- внешний рынок 494,55 \$/тонну;
- местный рынок принята на уровне 216,06 \$/тонну (без НДС = 12%).

Затраты на транспортировку нефти составляют

- внешний рынок 39,86 \$/тонну;
- местный рынок принята на уровне 16,78\$/тонну (без НДС = 12 %).

Источниками финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будут собственные денежные средства, имеющиеся у предприятия, а также реинвестиция амортизационных отчислений и чистой прибыли. При недостатке средств от проекта будет необходим заем денежных средств, в виде кредитов.

4.2.1. Доходы по проекту

Источниками доходов настоящего проекта будут поступления от реализации, добываемой на месторождении нефти.

Объем реализации нефти принимается равным 99,8% от уровня добычи нефти за вычетом потерь нефти и использования на собственные нужды.

Расчет получаемого дохода для рекомендуемого варианта за прибыльный период в ценах без учета и с учетом инфляции приведены в таблице 4.2.1. Таблицы по остальным вариантам, приведены в приложениях Т.П.4.2.1-4.2.2.



Таблица 4.2.1-Расчет дохода от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2

Годы	Расчет дохода от продажи нефти						Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	
	Объем продажи			Цена реализации		Выручка от реализации нефти		
	Всего объем реализации нефти	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок без НДС			
							тыс.тонн	тыс.тонн
2024	10,0	5,0	5,0	494,6	228,9	3 633,2	3 633,2	3 669,6
2025	18,8	9,4	9,4	494,6	228,9	6 789,5	6 789,5	6 925,3
2026	18,5	9,2	9,2	494,6	228,9	6 682,5	6 682,5	6 883,0
2027	29,8	14,9	14,9	494,6	228,9	10 770,2	10 770,2	11 201,0
2028	45,8	22,9	22,9	494,6	228,9	16 564,6	16 564,6	17 392,8
2029	69,2	34,6	34,6	494,6	228,9	25 025,6	25 025,6	26 527,1
2030	103,2	51,6	51,6	494,6	228,9	37 332,7	37 332,7	39 946,0
2031	125,3	62,7	62,7	494,6	228,9	45 326,4	45 326,4	48 952,5
2032	127,1	63,6	63,6	494,6	228,9	45 992,0	45 992,0	50 131,3
2033	122,7	61,3	61,3	494,6	228,9	44 370,2	44 370,2	48 807,2
2034	118,4	59,2	59,2	494,6	228,9	42 839,8	42 839,8	47 552,2
2035	111,0	55,5	55,5	494,6	228,9	40 143,1	40 143,1	44 960,3
2036	105,3	52,7	52,7	494,6	228,9	38 096,6	38 096,6	43 049,2
2037	99,4	49,7	49,7	494,6	228,9	35 962,5	35 962,5	40 997,3
2038	93,3	46,7	46,7	494,6	228,9	33 751,6	33 751,6	38 814,3
2039	93,5	46,8	46,8	494,6	228,9	33 836,8	33 836,8	39 250,7
2040	93,4	46,7	46,7	494,6	228,9	33 788,3	33 788,3	39 532,3
2041	88,2	44,1	44,1	494,6	228,9	31 900,0	31 900,0	37 642,0
2042	83,5	41,7	41,7	494,6	228,9	30 199,6	30 199,6	35 937,5
2043	78,5	39,2	39,2	494,6	228,9	28 388,2	28 388,2	34 065,8
2044	75,4	37,7	37,7	494,6	228,9	27 273,5	27 273,5	33 000,9
2045	73,6	36,8	36,8	494,6	228,9	26 626,4	26 626,4	32 484,2
2046	70,5	35,3	35,3	494,6	228,9	25 518,9	25 518,9	31 388,2
2047	66,1	33,0	33,0	494,6	228,9	23 898,6	23 898,6	29 634,3
2048	63,1	31,5	31,5	494,6	228,9	22 812,1	22 812,1	28 515,2
2049	59,6	29,8	29,8	494,6	228,9	21 564,3	21 564,3	27 171,0
2050	56,8	28,4	28,4	494,6	228,9	20 546,9	20 546,9	26 094,6
2051	54,0	27,0	27,0	494,6	228,9	19 539,1	19 539,1	25 010,0
2052	50,5	25,3	25,3	494,6	228,9	18 278,1	18 278,1	23 578,8
2053	47,0	23,5	23,5	494,6	228,9	17 010,8	17 010,8	22 114,0
2054	43,9	22,0	22,0	494,6	228,9	15 883,8	15 883,8	20 807,8
2055	41,6	20,8	20,8	494,6	228,9	15 059,4	15 059,4	19 878,4
2056	39,5	19,8	19,8	494,6	228,9	14 296,3	14 296,3	19 014,1
2057	36,8	18,4	18,4	494,6	228,9	13 313,3	13 313,3	17 839,9
2058	34,4	17,2	17,2	494,6	228,9	12 438,0	12 438,0	16 791,2
2059	32,1	16,1	16,1	494,6	228,9	11 623,9	11 623,9	15 808,4
2060	30,1	15,1	15,1	494,6	228,9	10 895,8	10 895,8	14 927,3
2061	28,1	14,0	14,0	494,6	228,9	10 159,5	10 159,5	14 020,2
2062	26,3	13,1	13,1	494,6	228,9	9 503,2	9 503,2	13 209,5
2063	24,6	12,3	12,3	494,6	228,9	8 891,8	8 891,8	12 448,6
2064	23,1	11,5	11,5	494,6	228,9	8 344,6	8 344,6	11 765,8
2065	21,5	10,8	10,8	494,6	228,9	7 789,5	7 789,5	11 061,1
2066	20,2	10,1	10,1	494,6	228,9	7 294,2	7 294,2	10 430,7
2067	18,9	9,4	9,4	494,6	228,9	6 832,2	6 832,2	9 838,3
2068	17,7	8,9	8,9	494,6	228,9	6 418,3	6 418,3	9 306,5
2069	16,6	8,3	8,3	494,6	228,9	5 997,3	5 997,3	8 756,0
2070	15,5	7,8	7,8	494,6	228,9	5 621,4	5 621,4	8 263,4
2071	14,6	7,3	7,3	494,6	228,9	5 270,2	5 270,2	7 799,9
2072	13,7	6,8	6,8	494,6	228,9	4 955,4	4 955,4	7 383,6
2073	12,8	6,4	6,4	494,6	228,9	4 634,5	4 634,5	6 951,7
2024-2073	2 763,7	1 381,8	1 381,8			999 684,7	999 684,7	1 197 531,0
2024-2090	2 893,2	1 446,6	1 446,6			1 046 541,8	1 046 541,8	1 271 343,5



4.2.2. Оценка капитальных вложений

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

Капитальные вложения оценивались по следующим направлениям:

- 1) Затраты в строительство скважин;
- 2) Затраты на надземное нефтепромысловое строительство связанные с обустройством скважин.

Результаты расчетов капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства в период реализации проекта по рекомендуемому варианту приведен в таблице 4.2.2.

Перечень капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства по остальным вариантам представлена в приложениях Т.П.4.2.3-4.2.4.



Таблица 4.2.2-Расчет капитальных вложений по рекомендуемому варианту 2

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол.	Стоимость единицы тыс.\$	Всего стоимость, тыс. \$	Распределение капитальных вложений по годам строительства																					
						1	2	4	5	6	7	8	10	13	16	18	21	22	25	27	28	32	33	38	39	44	50
						2024	2025	2027	2028	2029	2030	2031	2033	2036	2039	2041	2044	2045	2048	2050	2051	2055	2056	2061	2062	2067	2073
I	<u>СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН</u>																										
	Бурение добывающей нефтяной скважины	скв.	25	1 188,0	29 700,0	-	-	4 752,0	3 564,0	8 316,0	8 316,0	4 752,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Бурение нагнетательной вертикальной скважины	скв.	3	891,0	2 673,0	-	-	-	891,0	891,0	891,0	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Перевод в нагнетательный фонд	скв.	2	30,0	60,0	-	-	-	60,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Перевод скважин на другой объект	скв.	13	30,0	390,0	-	-	-	0,0	-	-	-	60,0	30,0	90,0	30,0	30,0	60,0	30,0	30,0	0,0	30,0	-	-	-	-	-
	Плунжер-лифт	скв.	32	132,4	4 236,8	926,8	0,0	529,6	397,2	926,8	926,8	529,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Перевод из консервации в добывающий фонд	скв.	7	20,0	140,0	140,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Выбытие добывающих нефтяных скважин	скв.	6	10,8	64,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	0,0
	Итого на строительство скважин:				37 264,3	1 066,8	0,0	5 281,6	4 912,2	10 133,8	10 133,8	5 281,6	60,0	30,0	90,0	30,0	30,0	60,0	30,0	30,0	10,8	40,8	10,8	10,8	10,8	10,8	0,0
II	<u>НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО</u>																										
	Обустройство устья скважины	ед.	32	31,6	1 010,5	221,1	0,0	126,3	94,7	221,1	221,1	126,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Выкидная линия 114х6мм	км	43,8	64,5	2 825,1	618,0	0,0	353,1	264,9	618,0	618,0	353,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	УПСВ Бестобе	ед.	1	4 256,2	4 256,2	-	4 256,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГПЭС-300кВт*ч для выработки электроэнергии	ед.	4	455,0	1 820,0	-	1 820,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Обустройство устья нагнетательных скважин	шт	5	34,0	170,0	0,0	0,0	0,0	102,0	34,0	34,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Насосы ППД на устье скважин Sapwells model 3ST125A-8/40, 8м3/час, 40МПа, 110кВт*ч	шт	5	387,1	1 935,5	0,0	0,0	0,0	1 161,3	387,1	387,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-							
	Нагнетательная линия 114х6мм	км	6,4	65,0	414,7	0,0	0,0	0,0	248,8	82,9	82,9																
	Итого на обустройство промысла:				12 927,6	881,0	6 380,0	503,4	1 889,7	1 385,0	1 385,0	503,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
III	<u>ИНФРАСТРУКТУРА</u>																										
	Вахтовый поселок, Административные здания	ед.	1	777,3	777,3	777,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ЛЭП внутрипромысловая	км	14,2	30,1	426,8	426,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Дорога УПСВ-ПСН	км	8,5	53,8	457,3	457,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Дорога внутрипромысловая	км	14,2	53,8	762,9	762,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	КТПН-6/0,4кВ для скважин и поселка	ед.	44,0	25,8	1 135,2	412,8	0,0	103,2	103,2	206,4	206,4	103,2	-	-	-	-	-	-	-	-							
	Электрическая подстанция ПС-35/6кВ для УПСВ	ед.	1	533,3	533,3	-	533,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Электрическая подстанция ПС-6/0,4кВ для УПСВ	ед.	1	101,1	101,1	-	101,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Итого на инфраструктуру:				4 193,9	2 837,1	634,4	103,2	103,2	206,4	206,4	103,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (с НДС):				54 385,8	4 784,9	7 014,4	5 888,2	6 905,1	11 725,2	11 725,2	5 888,2	60,0	30,0	90,0	30,0	30,0	60,0	30,0	30,0	10,8	40,8	10,8	10,8	10,8	10,8	0,0
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (без НДС):				48 558,7	4 272,2	6 262,9	5 257,3	6 165,2	10 469,0	10 469,0	5 257,3	53,6	26,8	80,4	26,8	26,8	53,6	26,8	26,8	9,6	36,4	9,6	9,6	9,6	9,6	0,0



4.2.3. Эксплуатационные затраты

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти, полученными при анализе исходных экономических показателей, предоставленных Заказчиками, и разработанными Нормативами эксплуатационных затрат.

Эксплуатационные затраты, необходимые для реализации проекта состоят из:

- арендные затраты (аренда транспорта; аренда насосов);
- услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями (охрана объектов месторождения; обеспечение пожарной безопасности);
- затраты на электроэнергию, потребляемую на промысле;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- затраты производственного характера (ГСМ; ремонтно-исправительные работы; ремонтные работы; ГИС (и/или ГДИ); использование ТМЦ);
- ремонт скважин;
- затраты на персонал (питание вахтовиков; вода питьевая вода техническая);
- подготовка нефти;
- затраты на транспортировку нефти;
- арендные затраты;
- экологические затраты;
- прочие производственные расходы (прочие);
- налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции.

Вторая часть затрат - Расходы периода включают в себя:

- расходы условно-постоянные, зависящие от численности АУП;
- оплаты труда АУП;
- Страхования Работников АУП;
- услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями;
- затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов
- отчисления на социальные программы;
- НИОКР;
- налоги и отчисления в бюджет, включаемые в расходы периода.



Общие эксплуатационные затраты по проекту приведены в таблицах 4.2.3-4.2.5. По остальным вариантам в приложениях Т.П.4.2.5-4.2.10.

Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия приведен в таблице 4.2.6. По остальным вариантам в приложениях Т.П.4.2.11-4.2.12.



Таблица 4.2.3-Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому варианту 2

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции															Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	
	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	Затраты на ремонт скважины	Электроэнергия	Фонд оплаты труда ППП	Арендные затраты	Страхование работников ППП	Амортизация по бухгалтерскому учету, включаемая в себестоимость УВ	Затраты на хим. реагенты	условно-постоянного характера на производстве, зависящие от количества	Затраты производственного характера	Прочие расходы	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями и	Экологические расходы	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в себестоимость			
															тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	42,5	32,2	27,5	160,5	16,5	6,8	104,5	2,1	86,1	11,6	4,4	131,6	12,1	1 096,9	1 735,3	1 787,4	
2025	42,5	32,2	51,7	160,5	16,5	6,8	274,0	4,0	86,1	21,9	8,4	131,6	22,6	1 914,5	2 773,2	2 939,6	
2026	42,5	32,2	52,8	160,5	16,5	6,8	269,7	4,1	86,1	22,3	8,5	131,6	22,2	1 885,6	2 741,4	2 988,1	
2027	65,0	50,6	90,5	245,4	16,5	10,4	542,0	7,0	135,3	38,3	14,6	131,6	35,8	2 913,8	4 296,8	4 812,4	
2028	87,5	69,0	147,2	330,4	16,5	14,0	1 031,3	11,3	184,5	62,3	23,8	131,6	55,1	4 343,6	6 508,0	7 484,2	
2029	135,0	105,8	240,9	509,8	16,5	21,6	2 082,2	18,5	282,9	101,9	38,9	131,6	83,2	6 459,0	10 227,9	12 068,9	
2030	182,5	142,6	394,0	689,1	16,5	29,2	3 929,1	30,3	381,3	166,7	63,6	131,6	124,1	9 442,3	15 723,0	19 024,9	
2031	207,5	161,0	526,8	783,5	16,5	33,2	5 315,0	40,5	430,5	222,9	85,1	131,6	150,7	11 314,6	19 419,4	24 080,1	
2032	207,5	161,0	590,3	783,5	16,5	33,2	5 393,1	45,4	430,5	249,7	95,4	131,6	152,9	11 388,0	19 678,5	24 991,7	
2033	207,5	161,0	622,1	783,5	16,5	33,2	5 209,8	47,9	430,5	263,2	100,5	131,6	147,5	10 935,5	19 090,3	24 817,3	
2034	207,5	161,0	651,2	783,5	16,5	33,2	5 030,1	50,1	430,5	275,5	105,2	131,6	142,4	10 505,9	18 524,2	24 637,2	
2035	207,5	161,0	668,4	783,5	16,5	33,2	4 713,4	51,4	430,5	282,8	108,0	131,6	133,4	9 811,0	17 532,3	23 843,9	
2036	207,5	161,0	689,8	783,5	16,5	33,2	4 477,8	53,1	430,5	291,8	111,4	131,6	126,6	9 270,7	16 785,1	23 331,3	
2037	207,5	161,0	706,9	783,5	16,5	33,2	4 227,0	54,4	430,5	299,1	114,2	131,6	119,5	8 713,4	15 998,3	22 717,5	
2038	207,5	161,0	703,0	783,5	16,5	33,2	3 967,1	54,1	430,5	297,4	113,6	131,6	112,2	8 142,0	15 153,2	21 972,2	
2039	207,5	161,0	717,5	783,5	16,5	33,2	4 001,6	55,2	430,5	303,5	115,9	131,6	112,5	8 103,4	15 173,4	22 456,6	
2040	207,5	161,0	732,0	783,5	16,5	33,2	3 995,9	56,3	430,5	309,7	118,2	131,6	112,3	8 032,3	15 120,6	22 832,1	
2041	207,5	161,0	728,2	783,5	16,5	33,2	3 792,2	56,0	430,5	308,1	117,6	131,6	106,0	7 538,9	14 410,9	22 192,8	
2042	207,5	161,0	726,1	783,5	16,5	33,2	3 590,1	55,9	430,5	307,2	117,3	131,6	100,4	7 091,4	13 752,2	21 590,9	
2043	207,5	161,0	722,2	783,5	16,5	33,2	3 374,7	55,6	430,5	305,6	116,7	131,6	94,4	6 621,5	13 054,3	20 887,0	
2044	207,5	161,0	725,8	783,5	16,5	33,2	3 226,7	55,8	430,5	307,1	117,2	131,6	90,7	6 315,2	12 602,3	20 541,7	
2045	207,5	161,0	732,0	783,5	16,5	33,2	3 130,9	56,3	430,5	309,7	118,2	131,6	88,5	6 119,0	12 318,5	20 448,7	
2046	207,5	161,0	734,5	783,5	16,5	33,2	3 000,7	56,5	430,5	310,7	118,6	131,6	84,8	5 817,6	11 887,3	20 089,6	
2047	207,5	161,0	730,6	783,5	16,5	33,2	2 810,2	56,2	430,5	309,1	118,0	131,6	79,4	5 400,4	11 267,6	19 380,3	
2048	207,5	161,0	734,1	783,5	16,5	33,2	2 678,3	56,5	430,5	310,6	118,6	131,6	75,8	5 109,0	10 846,7	18 981,7	
2049	207,5	161,0	733,0	783,5	16,5	33,2	2 531,8	56,4	430,5	310,1	118,4	131,6	71,7	4 782,2	10 367,4	18 454,0	
2050	207,5	161,0	734,4	783,5	16,5	33,2	2 409,6	56,5	430,5	310,7	118,6	131,6	68,3	4 510,9	9 972,8	18 050,7	
2051	200,0	156,4	735,2	755,2	16,5	32,0	2 290,5	56,6	418,2	311,0	118,8	131,6	65,0	4 238,7	9 525,6	17 527,1	
2052	200,0	156,4	733,2	755,2	16,5	32,0	2 142,7	56,4	418,2	310,2	118,4	131,6	60,8	3 914,7	9 046,3	16 916,5	
2053	200,0	156,4	727,3	755,2	16,5	32,0	1 994,1	55,9	418,2	307,7	117,5	131,6	56,5	3 591,4	8 560,3	16 264,6	
2054	200,0	156,4	723,3	755,2	16,5	32,0	1 862,0	55,6	418,2	306,0	116,8	131,6	52,8	3 302,6	8 129,1	15 689,2	
2055	195,0	151,8	722,7	736,3	16,5	31,2	1 763,4	55,6	405,9	305,8	116,7	131,6	50,1	3 082,7	7 765,3	15 220,0	
2056	190,0	147,2	723,7	717,4	16,5	30,4	1 673,6	55,7	393,6	306,2	116,9	131,6	47,5	2 878,0	7 428,3	14 782,3	
2057	190,0	147,2	717,9	717,4	16,5	30,4	1 558,6	55,2	393,6	303,7	116,0	131,6	44,3	2 627,0	7 049,3	14 239,6	
2058	190,0	147,2	714,0	717,4	16,5	30,4	1 456,1	54,9	393,6	302,1	115,3	131,6	41,3	2 402,5	6 713,0	13 761,7	
2059	190,0	147,2	710,2	717,4	16,5	30,4	1 360,8	54,6	393,6	300,5	114,7	131,6	38,6	2 193,7	6 399,8	13 311,5	
2060	190,0	147,2	708,3	717,4	16,5	30,4	1 275,5	54,5	393,6	299,6	114,4	131,6	36,2	2 006,0	6 121,3	12 915,9	
2061	182,5	142,6	702,5	689,1	16,5	29,2	1 189,1	54,0	381,3	297,2	113,5	131,6	33,8	1 813,2	5 776,1	12 360,9	
2062	177,5	138,0	698,8	670,2	16,5	28,4	1 112,0	53,8	369,0	295,6	112,9	131,6	31,6	1 641,5	5 477,4	11 886,0	
2063	177,5	138,0	695,0	670,2	16,5	28,4	1 040,5	53,5	369,0	294,0	112,3	131,6	29,6	1 484,4	5 240,5	11 529,0	
2064	177,5	138,0	693,2	670,2	16,5	28,4	976,4	53,3	369,0	293,3	112,0	131,6	27,7	1 343,0	5 030,2	11 217,3	
2065	177,5	138,0	687,6	670,2	16,5	28,4	911,5	52,9	369,0	290,9	111,1	131,6	25,9	1 200,9	4 811,9	10 874,9	
2066	177,5	138,0	683,9	670,2	16,5	28,4	853,5	52,6	369,0	289,3	110,5	131,6	24,2	1 073,4	4 618,7	10 576,9	
2067	170,0	133,4	680,2	641,9	16,5	27,2	799,3	52,3	356,7	287,8	109,9	131,6	22,7	949,9	4 379,5	10 160,4	
2068	170,0	133,4	678,4	641,9	16,5	27,2	750,9	52,2	356,7	287,0	109,6	131,6	21,3	842,8	4 219,6	9 916,0	
2069	170,0	133,4	673,0	641,9	16,5	27,2	701,6	51,8	356,7	284,7	108,7	131,6	19,9	734,8	4 051,9	9 643,4	
2070	170,0	133,4	669,3	641,9	16,5	27,2	657,7	51,5	356,7	283,2	108,1	131,6	18,7	637,9	3 903,8	9 408,0	
2071	170,0	133,4	665,8	641,9	16,5	27,2	616,6	51,2	356,7	281,7	107,5	131,6	17,5	547,4	3 765,0	9 186,6	
2072	170,0	133,4	664,0	641,9	16,5	27,2	579,7	51,1	356,7	280,9	107,3	131,6	16,5	465,8	3 642,6	8 997,3	
2073	170,0	133,4	658,7	641,9	16,5	27,2	542,2	50,7	356,7	278,7	106,4	131,6	15,4	383,4	3 512,7	8 781,7	
2024-2073	8 952,5	6 964,4	30 979,3	33 804,6	825,0	1 432,4	113 217,1	2 383,0	18 622,2	13 106,6	5 004,4	6 580,0	3 323,1	226 934,3	472 129,0	772 569,9	
2024-2090	11 842,5	9 232,2	41 660,7	44 717,3	1 105,5	1 894,8	118 699,1	3 204,7	24 686,1	17 625,7	6 729,8	8 817,2	3 478,8	224 314,7	518 009,0	898 648,4	



Таблица 4.2.4-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по рекомендуемому варианту 2

Годы	Расходы периода										Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в расходы периода	Итого расходы периода	
	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности АУП	Страхование работников АУП	Фонд оплаты труда АУП	Услуги непроизводственного характера, выполняемые сторонними организациями	Общедминистративные Расходы	Расходы по реализации УВ	расходам на соц.-экономическое развитие региона, (от инвестиций по итогам	НИОКР	затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов	Отчисления в ликвидационный фонд		без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	19,6	2,0	88,8	16,3	45,0	284,5	48,7	5,3	5,3	5,3	23,0	543,8	560,1
2025	19,6	2,0	88,8	16,3	45,0	531,6	69,4	5,3	5,3	5,3	24,8	813,4	862,2
2026	19,6	2,0	88,8	16,3	45,0	523,2	6,1	5,8	5,8	5,8	24,7	743,2	810,1
2027	30,3	3,2	142,0	16,3	45,0	843,2	61,8	5,9	5,9	5,9	35,4	1 194,7	1 338,1
2028	40,9	4,4	195,3	16,3	45,0	1 296,9	74,0	8,4	8,4	8,4	46,4	1 744,3	2 006,0
2029	62,3	6,4	284,0	16,3	45,0	1 959,3	123,1	11,3	11,3	11,3	64,6	2 595,0	3 062,1
2030	84,6	8,8	390,5	16,3	45,0	2 922,9	129,9	16,9	16,9	16,9	86,1	3 734,6	4 518,9
2031	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	3 548,7	81,8	23,5	23,5	23,5	96,4	4 408,7	5 466,8
2032	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	3 600,8	29,9	27,9	27,9	27,9	95,3	4 420,9	5 614,6
2033	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	3 473,9	30,9	29,0	29,0	29,0	93,9	4 296,8	5 585,8
2034	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	3 354,0	30,9	29,5	29,5	29,5	92,5	4 176,9	5 555,3
2035	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	3 142,9	31,1	29,9	29,9	29,9	91,0	3 965,8	5 393,5
2036	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	2 982,7	31,6	30,1	30,1	30,1	89,7	3 805,4	5 289,5
2037	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	2 815,6	31,6	30,4	30,4	30,4	88,3	3 637,8	5 165,7
2038	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	2 642,5	31,4	30,6	30,6	30,6	87,1	3 463,9	5 022,7
2039	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	2 649,2	32,5	30,4	30,4	30,4	86,2	3 470,4	5 136,2
2040	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	2 645,4	31,9	30,7	30,7	30,7	85,3	3 465,8	5 233,4
2041	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	2 497,5	32,1	30,9	30,9	30,9	84,2	3 317,7	5 109,3
2042	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	2 364,4	31,7	30,8	30,8	30,8	83,1	3 182,7	4 996,9
2043	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	2 222,6	31,6	30,7	30,7	30,7	82,0	3 039,5	4 863,1
2044	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	2 135,3	31,9	30,6	30,6	30,6	81,1	2 951,2	4 810,5
2045	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	2 084,7	32,2	30,6	30,6	30,6	80,3	2 900,2	4 814,3
2046	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	1 997,9	31,7	30,7	30,7	30,7	79,4	2 812,3	4 752,8
2047	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	1 871,1	31,6	30,7	30,7	30,7	78,5	2 684,4	4 617,2
2048	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	1 786,0	31,9	30,6	30,6	30,6	77,7	2 598,5	4 547,4
2049	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	1 688,3	31,5	30,6	30,6	30,6	77,0	2 499,8	4 449,6
2050	96,1	10,0	443,8	16,3	45,0	1 608,7	31,8	30,5	30,5	30,5	76,3	2 419,5	4 379,3
2051	92,6	9,6	426,0	16,3	45,0	1 529,8	31,1	30,5	30,5	30,5	72,6	2 314,4	4 258,6
2052	92,6	9,6	426,0	16,3	45,0	1 431,0	30,9	30,0	30,0	30,0	71,9	2 213,2	4 138,6
2053	92,6	9,6	426,0	16,3	45,0	1 331,8	30,7	29,9	29,9	29,9	71,2	2 112,9	4 014,5
2054	92,6	9,6	426,0	16,3	45,0	1 243,6	30,6	29,7	29,7	29,7	70,6	2 023,6	3 905,5
2055	89,9	9,2	408,3	16,3	45,0	1 179,0	30,5	29,6	29,6	29,6	67,1	1 934,3	3 791,2
2056	88,1	9,2	408,3	16,3	45,0	1 119,3	29,8	29,2	29,2	29,2	66,6	1 870,2	3 721,7
2057	88,1	9,2	408,3	16,3	45,0	1 042,3	29,6	28,8	28,8	28,8	66,1	1 791,2	3 618,2
2058	88,1	9,2	408,3	16,3	45,0	973,8	29,5	28,6	28,6	28,6	65,6	1 721,7	3 529,5
2059	88,1	9,2	408,3	16,3	45,0	910,1	29,4	28,5	28,5	28,5	65,2	1 657,2	3 446,9
2060	88,1	9,2	408,3	16,3	45,0	853,1	29,3	28,5	28,5	28,5	64,8	1 599,4	3 374,8
2061	84,6	8,8	390,5	16,3	45,0	795,4	28,8	28,4	28,4	28,4	61,4	1 516,0	3 244,1
2062	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	744,0	28,2	27,7	27,7	27,7	58,1	1 437,9	3 120,3
2063	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	696,2	28,1	27,2	27,2	27,2	57,8	1 388,0	3 053,7
2064	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	653,3	28,0	27,2	27,2	27,2	57,4	1 344,6	2 998,4
2065	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	609,9	27,9	27,1	27,1	27,1	57,1	1 300,5	2 939,2
2066	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	571,1	27,8	27,0	27,0	27,0	56,9	1 261,1	2 887,9
2067	78,3	8,0	355,0	16,3	45,0	534,9	27,2	26,9	26,9	26,9	53,6	1 199,1	2 781,9
2068	78,3	8,0	355,0	16,3	45,0	502,5	27,1	26,3	26,3	26,3	53,4	1 164,6	2 736,7
2069	78,3	8,0	355,0	16,3	45,0	469,5	27,0	26,3	26,3	26,3	53,2	1 131,1	2 692,1
2070	78,3	8,0	355,0	16,3	45,0	440,1	26,9	26,2	26,2	26,2	53,0	1 101,1	2 653,7
2071	78,3	8,0	355,0	16,3	45,0	412,6	26,8	26,1	26,1	26,1	52,8	1 073,1	2 618,2
2072	78,3	8,0	355,0	16,3	45,0	388,0	26,8	26,0	26,0	26,0	52,6	1 048,0	2 588,5
2073	78,3	8,0	355,0	16,3	45,0	362,8	26,7	26,0	26,0	26,0	52,4	1 022,4	2 556,1
2024-2073	4 142,1	429,2	19 045,8	815,0	2 250,0	78 267,9	1 853,3	1 299,2	1 299,2	1 299,2	3 411,9	114 112,8	188 631,5
2024-2090	5 473,5	565,2	25 080,8	1 092,1	3 015,0	81 936,5	2 296,5	1 730,5	1 730,5	1 730,5	4 284,6	128 935,5	229 524,0



Таблица 4.2.5-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Эксплуатационные расходы		Всего эксплуатацион ных затрат	Производствен ная себестоимость (без налогов, расходов на реализацию) добычи 1 тонны УВ	Операционны й доход (+), убыток (-)	Всего расходы, с связанными с деятельностью предприятия за вычетом амортизацион ных отчислений	Капитальные вложения, всего без НДС	Общая сумма всех расходов	Дисконтированная сумма общих расходов при ставке дисконта
		Расходы, относимые на себестоим ость продукции	Расходы периода							7,5%
										тыс.\$
2024	3 633,2	1 735,3	543,8	2 279,1	76,5	1 354,1	2 174,6	4 272,2	6 446,8	5 997,0
2025	6 789,5	2 773,2	813,4	3 586,5	44,8	3 202,9	3 312,6	6 262,9	9 575,4	14 282,9
2026	6 682,5	2 741,4	743,2	3 484,6	42,2	3 198,0	3 214,9	0,0	3 214,9	16 870,8
2027	10 770,2	4 296,8	1 194,7	5 491,5	38,8	5 278,6	4 949,5	5 257,3	10 206,9	24 513,7
2028	16 564,6	6 508,0	1 744,3	8 252,4	33,4	8 312,2	7 221,0	6 165,2	13 386,3	33 838,0
2029	25 025,6	10 227,9	2 595,0	12 822,8	32,6	12 202,7	10 740,6	10 469,0	21 209,6	47 581,0
2030	37 332,7	15 723,0	3 734,6	19 457,7	29,8	17 875,1	15 528,5	10 469,0	25 997,5	63 251,2
2031	45 326,4	19 419,4	4 408,7	23 828,1	28,3	21 498,2	18 513,1	5 257,3	23 770,5	76 579,3
2032	45 992,0	19 678,5	4 420,9	24 099,5	28,4	21 892,6	18 706,4	0,0	18 706,4	86 336,2
2033	44 370,2	19 090,3	4 296,8	23 387,0	29,9	20 983,1	18 177,3	53,6	18 230,9	95 181,7
2034	42 839,8	18 524,2	4 176,9	22 701,1	31,3	20 138,7	17 671,0	0,0	17 671,0	103 157,4
2035	40 143,1	17 532,3	3 965,8	21 498,1	33,6	18 645,0	16 784,6	0,0	16 784,6	110 204,5
2036	38 096,6	16 785,1	3 805,4	20 590,5	35,7	17 506,1	16 112,7	26,8	16 139,5	116 508,0
2037	35 962,5	15 998,3	3 637,8	19 636,0	38,1	16 326,5	15 409,1	0,0	15 409,1	122 106,3
2038	33 751,6	15 153,2	3 463,9	18 617,1	40,4	15 134,5	14 650,0	0,0	14 650,0	127 057,5
2039	33 836,8	15 173,4	3 470,4	18 643,8	40,6	15 193,1	14 642,2	80,4	14 722,5	131 686,1
2040	33 788,3	15 120,6	3 465,8	18 586,4	40,9	15 201,9	14 590,5	0,0	14 590,5	135 953,2
2041	31 900,0	14 410,9	3 317,7	17 728,6	43,2	14 171,4	13 936,4	26,8	13 963,2	139 751,8
2042	30 199,6	13 752,2	3 182,7	16 934,9	45,5	13 264,7	13 344,9	0,0	13 344,9	143 129,0
2043	28 388,2	13 054,3	3 039,5	16 093,8	48,2	12 294,4	12 719,1	0,0	12 719,1	146 123,3
2044	27 273,5	12 602,3	2 951,2	15 553,5	50,2	11 720,0	12 326,8	26,8	12 353,6	148 828,6
2045	26 626,4	12 318,5	2 900,2	15 218,6	51,6	11 407,8	12 087,7	53,6	12 141,3	151 301,9
2046	25 518,9	11 887,3	2 812,3	14 699,6	53,8	10 819,3	11 698,9	0,0	11 698,9	153 518,8
2047	23 898,6	11 267,6	2 684,4	13 952,1	57,3	9 946,6	11 141,9	0,0	11 141,9	155 482,9
2048	22 812,1	10 846,7	2 598,5	13 445,2	60,0	9 366,9	10 766,9	26,8	10 793,6	157 252,8
2049	21 564,3	10 367,4	2 499,8	12 867,2	63,4	8 697,1	10 335,4	0,0	10 335,4	158 829,3
2050	20 546,9	9 972,8	2 419,5	12 392,3	66,5	8 154,7	9 982,7	26,8	10 009,5	160 249,6
2051	19 539,1	9 525,6	2 314,4	11 840,1	68,5	7 699,0	9 549,6	9,6	9 559,2	161 511,4
2052	18 278,1	9 046,3	2 213,2	11 259,4	73,1	7 018,7	9 116,8	0,0	9 116,8	162 630,8
2053	17 010,8	8 560,3	2 112,9	10 673,2	78,2	6 337,5	8 679,1	0,0	8 679,1	163 622,2
2054	15 883,8	8 129,1	2 023,6	10 152,7	83,5	5 731,1	8 290,7	0,0	8 290,7	164 503,1
2055	15 059,4	7 765,3	1 934,3	9 699,6	86,5	5 359,8	7 936,1	36,4	7 972,5	165 291,1
2056	14 296,3	7 428,3	1 870,2	9 298,5	89,9	4 997,8	7 624,9	9,6	7 634,5	165 993,0
2057	13 313,3	7 049,3	1 791,2	8 840,5	96,2	4 472,8	7 282,0	0,0	7 282,0	166 615,8
2058	12 438,0	6 713,0	1 721,7	8 434,7	102,6	4 003,2	6 978,7	0,0	6 978,7	167 171,1
2059	11 623,9	6 399,8	1 657,2	8 056,9	109,5	3 566,9	6 696,2	0,0	6 696,2	167 666,7
2060	10 895,8	6 121,3	1 599,4	7 720,7	116,7	3 175,1	6 445,1	0,0	6 445,1	168 110,4
2061	10 159,5	5 776,1	1 516,0	7 292,1	122,0	2 867,4	6 103,0	9,6	6 112,6	168 501,9
2062	9 503,2	5 477,4	1 437,9	6 915,3	127,6	2 587,9	5 803,3	9,6	5 812,9	168 848,2
2063	8 891,8	5 240,5	1 388,0	6 628,5	136,0	2 263,3	5 588,0	0,0	5 588,0	169 157,9
2064	8 344,6	5 030,2	1 344,6	6 374,7	144,7	1 969,8	5 398,3	0,0	5 398,3	169 436,2
2065	7 789,5	4 811,9	1 300,5	6 112,5	154,5	1 677,0	5 201,0	0,0	5 201,0	169 685,6
2066	7 294,2	4 618,7	1 261,1	5 879,8	164,6	1 414,4	5 026,3	0,0	5 026,3	169 909,8
2067	6 832,2	4 379,5	1 199,1	5 578,6	171,2	1 253,6	4 779,3	9,6	4 788,9	170 108,5
2068	6 418,3	4 219,6	1 164,6	5 384,1	181,9	1 034,1	4 633,2	0,0	4 633,2	170 287,4
2069	5 997,3	4 051,9	1 131,1	5 183,0	194,1	814,3	4 481,4	0,0	4 481,4	170 448,3
2070	5 621,4	3 903,8	1 101,1	5 004,9	206,5	616,5	4 347,2	0,0	4 347,2	170 593,5
2071	5 270,2	3 765,0	1 073,1	4 838,1	219,8	432,2	4 221,5	0,0	4 221,5	170 724,7
2072	4 955,4	3 642,6	1 048,0	4 690,6	233,4	264,9	4 110,8	0,0	4 110,8	170 843,5
2073	4 634,5	3 512,7	1 022,4	4 535,1	248,8	99,4	3 992,9	0,0	3 992,9	170 950,9
2024-2073	999 684,7	472 129,0	114 112,8	586 241,8	59,4	413 442,9	473 024,7	48 558,7	521 583,4	170 950,9
2024-2090	1 046 541,8	518 009,0	128 935,5	646 944,5	75,1	399 597,3	528 245,4	48 558,7	576 804,2	171 807,8



Таблица 4.2.6-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Всего расходы, учитываемые при определении налогооблагаемого дохода за вычетом амортизационных отчислений	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход	Оперативный доход (+), убыток (-) = совокупный годовоой доход - эксплуатационные затраты	Чистая прибыль после выплаты КПП	Выплата налога на сверхприбыль	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности предприятия	Накопленный поток денежной наличности	Внутренняя норма доходности (ВНД) - IRR	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - NPV		
													7,5%	10,0%	15,0%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	%	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	3 633,2	2 174,6	2 089,4	4 264,0	0,0	1 354,1	1 354,1	0,0	1 354,1	-2 813,6	-2 813,6	0%	-2 617,3	-2 557,8	-2 446,6
2025	6 789,5	3 312,6	2 421,1	5 733,7	1 055,8	3 202,9	2 991,8	0,0	2 991,8	-2 997,1	-5 810,7	0%	-5 210,8	-5 034,7	-4 712,8
2026	6 682,5	3 214,9	2 108,3	5 323,2	1 359,3	3 198,0	2 926,1	0,0	2 926,1	3 195,8	-2 614,9	0%	-2 638,3	-2 633,7	-2 611,6
2027	10 770,2	4 949,5	2 600,4	7 549,9	3 220,2	5 278,6	4 634,6	100,0	4 534,6	-180,7	-2 795,6	0%	-2 773,6	-2 757,2	-2 714,9
2028	16 564,6	7 221,0	3 092,0	10 313,0	6 251,6	8 312,2	7 061,9	520,6	6 541,3	1 407,4	-1 388,3	0%	-1 793,3	-1 883,3	-2 015,2
2029	25 025,6	10 740,6	4 178,3	14 919,0	10 106,6	12 202,7	10 181,4	1 070,9	9 110,6	723,8	-664,5	0%	-1 324,3	-1 474,7	-1 702,3
2030	37 332,7	15 528,5	5 104,3	20 632,8	16 700,0	17 875,1	14 535,1	2 450,3	12 084,8	5 545,0	4 880,5	0%	2 017,9	1 370,7	382,3
2031	45 326,4	18 513,1	5 155,7	23 668,8	21 657,6	21 498,2	17 166,7	3 886,7	13 280,0	13 337,7	18 218,2	5,4%	9 496,4	7 592,9	4 742,4
2032	45 992,0	18 706,4	4 435,3	23 141,6	22 850,4	21 892,6	17 322,5	4 604,2	12 718,3	18 111,3	36 329,5	13,4%	18 943,0	15 273,8	9 890,8
2033	44 370,2	18 177,3	3 825,8	22 003,1	22 367,0	20 983,1	16 509,7	4 685,3	11 824,4	16 980,6	53 310,1	17,4%	27 181,9	21 820,6	14 088,1
2034	42 839,8	17 671,0	3 295,2	20 966,2	21 873,6	20 138,7	15 764,0	4 733,6	11 030,4	16 060,4	69 370,5	19,8%	34 430,6	27 449,7	17 540,2
2035	40 143,1	16 784,6	2 839,9	19 624,5	20 518,6	18 645,0	14 541,3	4 452,2	10 089,1	14 802,6	84 173,1	21,3%	40 645,5	32 166,2	20 306,9
2036	38 096,6	16 112,7	2 453,1	18 565,8	19 530,8	17 506,1	13 599,9	4 269,2	9 330,7	13 781,7	97 954,8	22,3%	46 028,2	36 158,3	22 546,8
2037	35 962,5	15 409,1	2 116,8	17 525,9	18 436,6	16 326,5	12 639,1	4 029,9	8 609,2	12 836,2	110 791,0	23,0%	50 691,7	39 538,5	24 360,9
2038	33 751,6	14 650,0	1 827,9	16 477,9	17 273,7	15 134,5	11 679,7	3 759,9	7 919,8	11 886,9	122 677,9	23,5%	54 709,1	42 384,1	25 821,8
2039	33 836,8	14 642,2	1 591,5	16 233,7	17 603,2	15 193,1	11 672,5	3 985,3	7 687,2	11 608,4	134 286,3	23,8%	58 358,6	44 910,4	27 062,3
2040	33 788,3	14 590,5	1 376,0	15 966,5	17 821,8	15 201,9	11 637,6	4 163,7	7 473,9	11 469,8	145 756,1	24,1%	61 713,0	47 179,6	28 128,1
2041	31 900,0	13 936,4	1 194,5	15 130,9	16 769,1	14 171,4	10 817,6	3 888,2	6 929,4	10 694,8	156 450,9	24,3%	64 622,5	49 103,2	28 992,3
2042	30 199,6	13 344,9	1 034,1	14 379,0	15 820,6	13 264,7	10 100,5	3 639,6	6 460,9	10 051,0	166 501,8	24,4%	67 166,1	50 746,6	29 698,6
2043	28 388,2	12 719,1	896,0	13 615,1	14 773,1	12 294,4	9 339,8	3 347,0	5 992,8	9 367,5	175 869,4	24,5%	69 371,3	52 139,0	30 270,9
2044	27 273,5	12 326,8	780,9	13 107,6	14 165,9	11 720,0	8 886,9	3 195,0	5 691,9	8 891,7	184 761,1	24,6%	71 318,5	53 340,6	30 743,4
2045	26 626,4	12 087,7	685,5	12 773,2	13 853,2	11 407,8	8 637,1	3 136,9	5 500,2	8 577,6	193 338,7	24,7%	73 065,9	54 394,3	31 139,6
2046	25 518,9	11 698,9	595,0	12 294,0	13 224,9	10 819,3	8 174,3	2 967,1	5 207,2	8 207,9	201 546,6	24,7%	74 621,2	55 310,9	31 469,4
2047	23 898,6	11 141,9	516,9	11 658,8	12 239,8	9 946,6	7 498,6	2 668,9	4 829,7	7 639,8	209 186,4	24,7%	75 968,0	56 086,6	31 736,3
2048	22 812,1	10 766,9	453,4	11 220,3	11 591,9	9 366,9	7 048,6	2 478,5	4 570,1	7 221,6	216 408,0	24,8%	77 152,2	56 753,1	31 955,7
2049	21 564,3	10 335,4	394,4	10 729,8	10 834,5	8 697,1	6 530,2	2 249,8	4 280,3	6 812,2	223 220,2	24,8%	78 191,3	57 324,7	32 135,6
2050	20 546,9	9 982,7	347,4	10 330,1	10 216,8	8 154,7	6 111,3	2 063,3	4 048,0	6 430,8	229 651,0	24,8%	79 103,8	57 815,2	32 283,3
2051	19 539,1	9 549,6	304,1	9 853,6	9 685,4	7 699,0	5 761,9	1 939,3	3 822,6	6 103,5	235 754,5	24,8%	79 909,4	58 238,4	32 405,2
2052	18 278,1	9 116,8	265,0	9 381,8	8 896,4	7 018,7	5 239,4	1 690,3	3 549,2	5 691,9	241 446,4	24,8%	80 608,3	58 597,3	32 504,1
2053	17 010,8	8 679,1	231,2	8 910,3	8 100,4	6 337,5	4 717,4	1 437,9	3 279,6	5 273,7	246 720,1	24,8%	81 210,7	58 899,5	32 583,7
2054	15 883,8	8 290,7	201,9	8 492,5	7 391,2	5 731,1	4 252,8	1 215,5	3 037,3	4 899,3	251 619,4	24,8%	81 731,3	59 154,7	32 648,1
2055	15 059,4	7 936,1	181,8	8 118,0	6 941,4	5 359,8	3 971,5	1 112,4	2 859,1	4 586,2	256 205,6	24,8%	82 184,5	59 372,0	32 700,5
2056	14 296,3	7 624,9	160,3	7 785,2	6 511,1	4 997,8	3 695,6	1 008,5	2 687,1	4 351,1	260 556,7	24,8%	82 584,6	59 559,3	32 743,7
2057	13 313,3	7 282,0	140,2	7 422,1	5 891,2	4 472,8	3 294,6	835,0	2 459,6	4 018,2	264 574,9	24,8%	82 928,3	59 716,6	32 778,4
2058	12 438,0	6 978,7	122,6	7 101,3	5 336,7	4 003,2	2 935,9	678,9	2 257,0	3 713,1	268 288,0	24,8%	83 223,7	59 848,7	32 806,2
2059	11 623,9	6 696,2	107,4	6 803,5	4 820,3	3 566,9	2 602,9	556,0	2 046,9	3 407,7	271 695,6	24,8%	83 475,9	59 958,9	32 828,5
2060	10 895,8	6 445,1	94,1	6 539,3	4 356,5	3 175,1	2 303,8	445,9	1 857,9	3 133,4	274 829,1	24,8%	83 691,6	60 051,1	32 846,3
2061	10 159,5	6 103,0	84,0	6 187,0	3 972,5	2 867,4	2 072,9	374,1	1 698,8	2 878,3	277 707,4	24,8%	83 876,0	60 128,0	32 860,5
2062	9 503,2	5 803,3	75,1	5 878,4	3 624,8	2 587,9	1 862,9	311,5	1 551,4	2 653,9	280 361,2	24,8%	84 034,1	60 192,5	32 871,9
2063	8 891,8	5 588,0	65,9	5 653,9	3 237,9	2 263,3	1 615,8	240,0	1 375,8	2 416,3	282 777,5	24,8%	84 168,0	60 245,9	32 880,9
2064	8 344,6	5 398,3	57,9	5 456,2	2 888,4	1 969,8	1 392,2	174,9	1 217,3	2 193,7	284 971,2	24,8%	84 281,1	60 290,0	32 888,0
2065	7 789,5	5 201,0	50,9	5 251,9	2 537,6	1 677,0	1 169,5	117,2	1 052,3	1 963,8	286 935,0	24,8%	84 375,2	60 325,9	32 893,6
2066	7 294,2	5 026,3	44,8	5 071,0	2 223,2	1 414,4	969,8	76,8	893,0	1 746,5	288 681,5	24,8%	84 453,2	60 354,8	32 897,9
2067	6 832,2	4 779,3	40,8	4 820,1	2 012,0	1 253,6	851,2	56,8	794,3	1 584,1	290 265,6	24,8%	84 518,9	60 378,7	32 901,2
2068	6 418,3	4 633,2	35,9	4 669,2	1 749,1	1 034,1	684,3	23,2	661,1	1 412,0	291 677,6	24,8%	84 573,4	60 398,1	32 903,9
2069	5 997,3	4 481,4	31,6	4 513,0	1 484,3	814,3	517,4	5,9	511,5	1 213,1	292 890,7	24,8%	84 617,0	60 413,2	32 905,8
2070	5 621,4	4 347,2	27,9	4 375,1	1 246,3	616,5	367,3	0,0	367,3	1 024,9	293 915,6	24,8%	84 651,2	60 424,9	32 907,3
2071	5 270,2	4 221,5	24,6	4 246,1	1 024,1	432,2	227,3	0,0	227,3	843,9	294 759,6	24,8%	84 677,4	60 433,6	32 908,3
2072	4 955,4	4 110,8	21,7	4 132,5	822,9	264,9	100,3	0,0	100,3	680,0	295 439,6	24,8%	84 697,1	60 439,9	32 909,0
2073	4 634,5	3 992,9	19,2	4 012,1	622,4	99,4	-25,1	0,0	-25,1	517,1	295 956,7	24,8%	84 711,0	60 444,3	32 909,5
2024-2073	999 684,7	473 024,7	59 798,1	532 822,8	467 492,7	413 442,9	319 944,3	88 646,1	231 298,3	295 956,7	295 956,7	24,8%	84 711,0	60 444,3	32 909,5
2024-2090	1 046 541,8	528 245,4	59 928,3	588 173,7	468 326,4	399 597,3	305 932,0	88 646,1	217 285,9	287 426,3	287 426,3	24,8%	84 623,6	60 424,1	32 908,3



Налоговая система

Анализ бюджетной эффективности инвестиционного проекта показывает влияние результатов осуществляемого проекта на доходы и расходы бюджета Республики Казахстан. В качестве основного показателя доходов государства от реализуемого проекта принимается бюджетный эффект, который выражается в увеличении бюджетных доходов или снижении бюджетных расходов в результате реализации проекта.

Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый кодекс Республики Казахстан. Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с Налоговым кодексом Республики Казахстан, действующим на 01.01.2023 г.

Результаты расчета Бюджетной эффективности представлены по рекомендуемому варианту в таблице 4.2.7. Для остальных вариантов таблицы находятся в приложениях Т.П.4.2.13-4.2.14.



Таблица 4.2.7-Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2

Годы	НДС по реализованной продукции	НДС по приобретенным услугам и материалам	НДС по приобретенным основным средствам	ДОХОД ГОСУДАРСТВА Республики Казахстан												ВСЕГО доход РК	Дисконтированный доход государства при ставке дисконта		
				НДС к возмещению (НДС по продажам - НДС по покупкам)	Налог на добычу полезных ископаемых	Рентный налог на экспорт нефти	Плата за эмиссии в окружающую среду	Экспортная таможенная пошлина	Земельный налог	Корпоративный и подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на имущество	Социальный налог	Подоходный налог с физических лиц	Прочие налоги		7,5%	10%	15%
тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	137,9	126,6	512,7	-501,3	154,8	347,7	0,5	326,4	4,0	0,0	0,0	235,0	21,3	18,5	11,7	618,6	575,4	562,3	537,9
2025	257,8	164,8	751,5	-658,6	287,8	649,8	0,9	610,0	4,0	211,2	0,0	327,3	21,3	18,5	19,6	1 491,9	1 866,4	1 795,3	1 666,0
2026	253,7	156,5	0,0	97,2	283,1	639,6	0,9	600,4	4,0	271,9	0,0	323,2	21,3	18,5	19,4	2 279,4	3 701,2	3 507,8	3 164,7
2027	408,9	240,0	630,9	-462,0	456,1	1 030,8	1,5	967,7	4,0	644,0	100,0	398,0	33,1	28,7	29,3	3 231,2	6 120,7	5 714,8	5 012,2
2028	628,9	339,7	739,8	-450,6	700,9	1 585,3	2,3	1 488,3	4,0	1 250,3	520,6	482,4	44,9	39,0	42,9	5 710,3	10 098,3	9 260,5	7 851,2
2029	950,1	506,0	1 256,3	-812,2	1 058,8	2 395,1	3,5	2 248,5	4,0	2 021,3	1 070,9	623,9	67,9	58,8	63,2	8 803,6	15 802,7	14 229,8	11 657,2
2030	1 417,4	720,0	1 256,3	-558,9	1 578,7	3 572,9	5,2	3 354,3	4,0	3 340,0	2 450,3	749,7	92,3	80,0	91,2	14 759,8	24 699,2	21 804,0	17 206,0
2031	1 720,9	852,2	630,9	237,8	1 916,3	4 338,0	6,3	4 072,5	4,0	4 331,5	3 886,7	769,7	104,9	90,9	108,5	19 867,1	35 838,8	31 072,1	23 700,6
2032	1 746,2	866,8	0,0	879,4	1 944,5	4 401,7	6,4	4 132,3	4,0	4 570,1	4 604,2	689,9	104,9	90,9	108,6	21 537,0	47 072,1	40 205,9	29 822,7
2033	1 684,6	857,8	6,4	820,4	1 876,4	4 246,5	6,1	3 986,6	4,0	4 473,4	4 685,3	609,9	104,9	90,9	104,1	21 008,5	57 265,3	48 305,6	35 015,7
2034	1 626,5	848,7	0,0	777,8	1 812,1	4 100,0	5,9	3 849,1	4,0	4 374,7	4 733,6	531,7	104,9	90,9	99,7	20 484,5	66 510,9	55 485,3	39 418,7
2035	1 524,1	825,9	0,0	698,2	1 698,6	3 841,9	5,6	3 606,8	4,0	4 103,7	4 452,2	456,3	104,9	90,9	93,0	19 156,1	74 553,6	61 589,0	42 999,1
2036	1 446,4	810,3	3,2	632,9	1 612,5	3 646,0	5,3	3 422,9	4,0	3 906,2	4 269,2	386,0	104,9	90,9	87,7	18 168,7	81 649,6	66 851,8	45 952,0
2037	1 365,4	792,9	0,0	572,5	1 522,8	3 441,8	5,0	3 231,2	4,0	3 687,3	4 029,9	318,8	104,9	90,9	82,3	17 091,5	87 859,2	71 352,5	48 367,6
2038	1 281,4	770,5	0,0	510,9	1 429,7	3 230,2	4,7	3 032,5	4,0	3 454,7	3 759,9	255,4	104,9	90,9	76,8	15 954,7	93 251,3	75 172,0	50 328,3
2039	1 284,7	774,3	9,6	500,7	1 433,3	3 238,4	4,7	3 040,2	4,0	3 520,6	3 985,3	197,1	104,9	90,9	76,1	16 196,3	98 343,2	78 696,8	52 059,1
2040	1 282,8	776,8	0,0	506,1	1 431,3	3 233,7	4,7	3 035,8	4,0	3 564,4	4 163,7	137,1	104,9	90,9	75,1	16 351,7	103 125,3	81 931,9	53 578,6
2041	1 211,1	757,6	3,2	450,3	1 351,8	3 053,0	4,4	2 866,2	4,0	3 353,8	3 888,2	77,5	104,9	90,9	70,3	15 315,4	107 291,9	84 686,5	54 816,2
2042	1 146,6	740,4	0,0	406,1	1 280,2	2 890,3	4,2	2 713,4	4,0	3 164,1	3 639,6	20,6	104,9	90,9	65,9	14 384,4	110 932,1	87 038,4	55 826,9
2043	1 077,8	721,9	0,0	355,9	1 204,0	2 716,9	3,9	2 550,6	4,0	2 954,6	3 347,0	-33,2	104,9	90,9	61,4	13 361,0	114 077,5	89 024,5	56 643,3
2044	1 035,5	711,7	3,2	320,6	1 157,1	2 610,2	3,8	2 450,5	4,0	2 833,2	3 195,0	-83,4	104,9	90,9	58,3	12 745,1	116 868,5	90 746,7	57 320,4
2045	1 010,9	706,6	6,4	297,9	1 129,8	2 548,3	3,7	2 392,3	4,0	2 770,6	3 136,9	-131,0	104,9	90,9	56,3	12 404,7	119 395,5	92 270,6	57 893,5
2046	968,9	696,2	0,0	272,6	1 083,2	2 442,3	3,5	2 292,8	4,0	2 645,0	2 967,1	-178,0	104,9	90,9	53,3	11 781,7	121 628,1	93 586,3	58 366,8
2047	907,4	679,6	0,0	227,8	1 015,0	2 287,2	3,3	2 147,3	4,0	2 448,0	2 668,9	-223,0	104,9	90,9	49,2	10 823,6	123 536,0	94 685,2	58 745,0
2048	866,1	669,6	3,2	193,3	969,3	2 183,2	3,2	2 049,6	4,0	2 318,4	2 478,5	-264,8	104,9	90,9	46,4	10 176,9	125 204,9	95 624,5	59 054,1
2049	818,7	657,1	0,0	161,6	916,7	2 063,8	3,0	1 937,5	4,0	2 166,9	2 249,8	-304,9	104,9	90,9	43,2	9 437,5	126 644,4	96 416,3	59 303,4
2050	780,1	647,5	3,2	129,4	873,9	1 966,4	2,8	1 846,1	4,0	2 043,4	2 063,3	-342,5	104,9	90,9	40,5	8 823,2	127 896,4	97 089,4	59 506,1
2051	741,8	628,6	1,2	112,1	831,3	1 870,0	2,7	1 755,6	4,0	1 937,1	1 939,3	-378,5	101,0	87,5	37,8	8 299,8	128 992,0	97 664,9	59 671,9
2052	694,0	615,6	0,0	78,3	778,2	1 749,3	2,5	1 642,3	4,0	1 779,3	1 690,3	-412,9	101,0	87,5	34,6	7 534,5	129 917,1	98 139,9	59 802,7
2053	645,8	602,0	0,0	43,9	724,8	1 628,0	2,4	1 528,4	4,0	1 620,1	1 437,9	-445,0	101,0	87,5	31,5	6 764,5	130 689,7	98 527,5	59 904,9
2054	603,1	590,1	0,0	13,0	677,4	1 520,2	2,2	1 427,1	4,0	1 478,2	1 215,5	-474,9	101,0	87,5	28,8	6 079,9	131 335,8	98 844,3	59 984,7
2055	571,8	574,4	4,4	-7,0	642,5	1 441,3	2,1	1 353,1	4,0	1 388,3	1 112,4	-502,3	97,9	84,8	26,6	5 643,5	131 893,6	99 111,6	60 049,2
2056	542,8	561,6	1,2	-20,0	610,3	1 368,2	2,0	1 284,5	4,0	1 302,2	1 008,5	-528,6	96,2	83,4	24,5	5 235,3	132 374,9	99 337,0	60 101,2
2057	505,5	550,7	0,0	-45,2	568,9	1 274,2	1,8	1 196,2	4,0	1 178,2	835,0	-553,7	96,2	83,4	22,1	4 661,1	132 773,6	99 519,4	60 141,4
2058	472,2	541,3	0,0	-69,0	532,0	1 190,4	1,7	1 117,5	4,0	1 067,3	678,9	-577,1	96,2	83,4	20,0	4 145,4	133 103,4	99 667,0	60 172,5
2059	441,3	532,5	0,0	-91,2	497,7	1 112,5													



Показатели экономической оценки вариантов разработки

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

1. Чистая прибыль;
2. Денежные потоки;
3. Чистая приведенная стоимость денежной наличности (NPV) при норме дисконта 7,5 %, 10 % и 15 %;
4. Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) при норме дисконта 7,5 %;
5. Срок окупаемости инвестиций (при простом потоке денежной наличности и дисконтированном потоке наличности);
6. Максимальный финансовый риск (МФР) – показатель риска, рассчитываемый на основе максимального отрицательного денежного потока;

Накопленная Чистая денежная наличность предприятия при норме дисконта 7,5 %, 10 % и 15 %;

7. Удельные показатели по затратам (Эксплуатационным и капитальным).

В систему оценочных показателей вошли также:

- Капитальные вложения на строительство;
- Эксплуатационные затраты;
- Бюджетная эффективность (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Республики Казахстан) при норме дисконта 7,5 %, 10 % и 15 %.

Чувствительность

Для определения устойчивости проекта проведен расчет чувствительности к изменению основных показателей экономической эффективности проекта.

Анализ устойчивости проекта показывает чувствительность внутренней нормы прибыли (IRR) и чистой приведенной стоимости (NPV) на изменение следующих факторов:

- объема капитальных вложений;
- эксплуатационных затрат;
- объема реализации нефти и газа;
- дохода от реализации продукции.

Расчеты показали, что проект теряет свою экономическую привлекательность в следующих случаях при:

- снижении объемов реализации нефти более чем на 25 %;
- снижении доходов от реализации продукции более чем на 25 %.



Исходя из этого, следует вывод, что основным фактором, влияющим на эффективность проекта, является снижение доходов от реализации продукции, в остальном запас прочности проекта вполне достаточен для рекомендации его к внедрению.

Полученные зависимости представлены на рисунках 4.2.1 и 4.2.2.

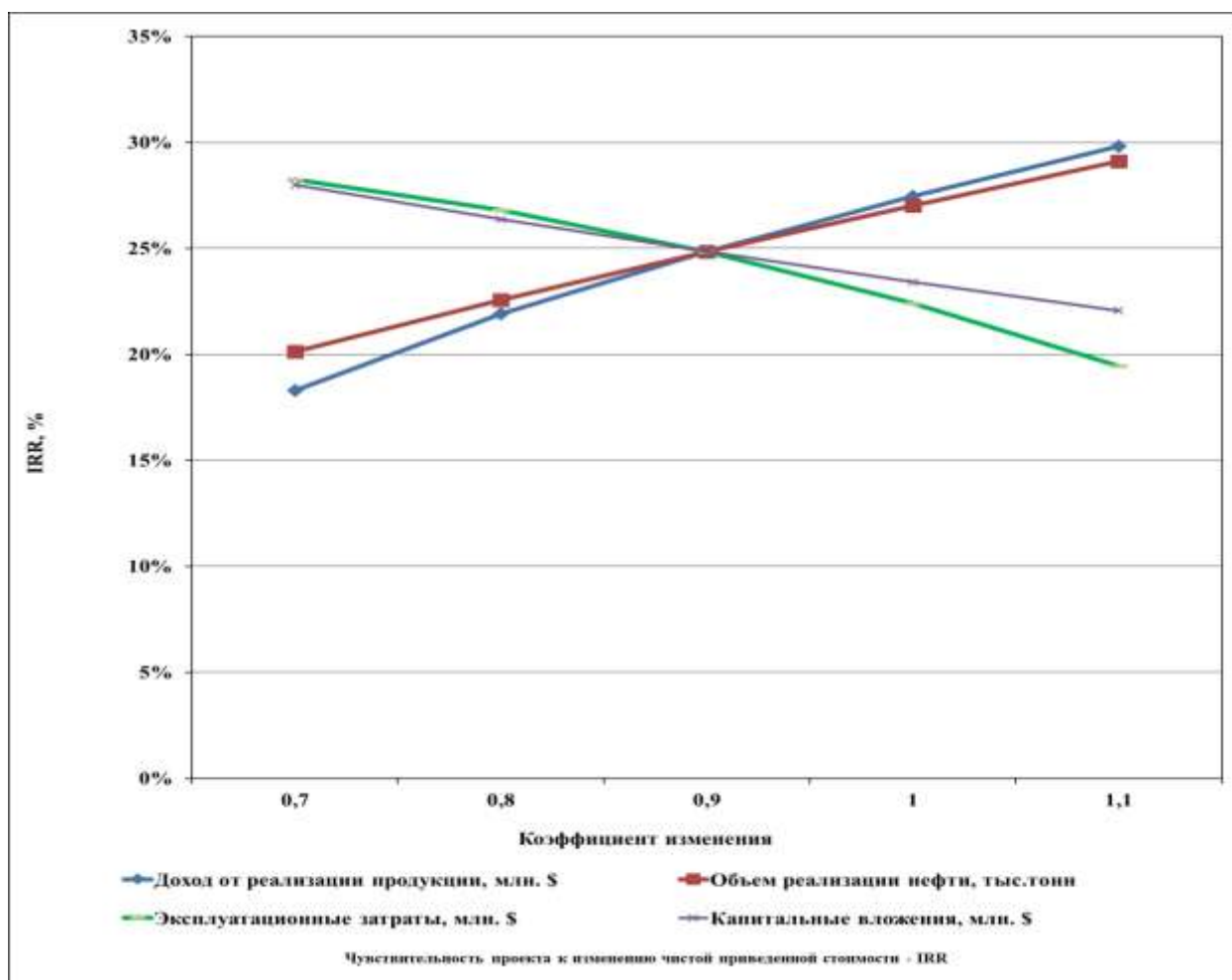


Рисунок 4.2. 1-Чувствительность проекта к изменению ВНД (IRR) по рекомендуемому варианту 2



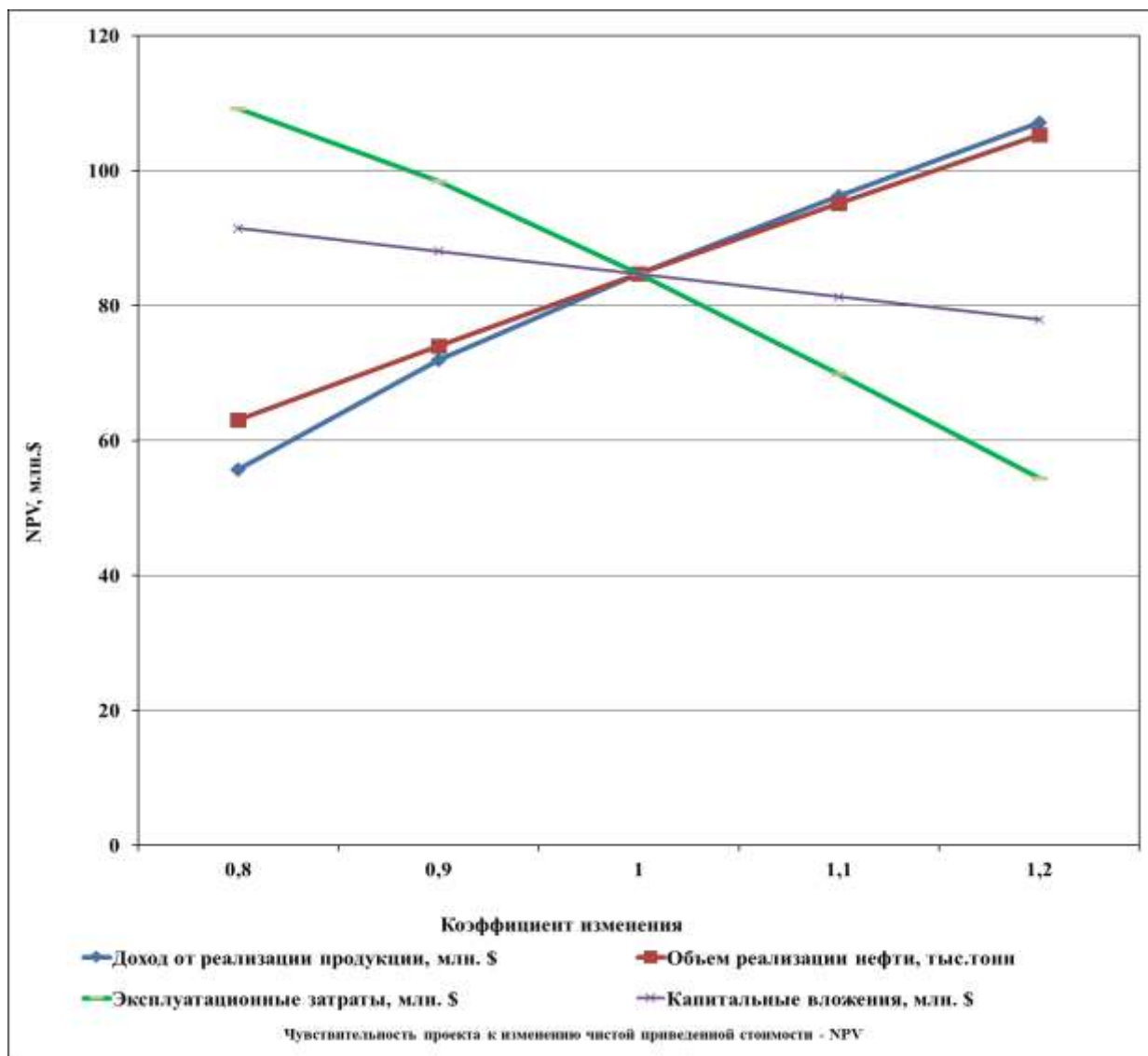


Рисунок 4.2. 2-Чувствительность проекта к изменению ЧПС (NPV) по рекомендуемому варианту 2



4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

В таблице 4.3.1 представлено сопоставление рентабельных извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти по рассмотренным вариантам разработки с утвержденными ГКЗ Республики Казахстан показателями.

Как видно из таблицы, в целом по месторождению Бестобе рекомендуемый вариант разработки 2 характеризуется достижением максимальной величины коэффициента извлечения нефти по сравнению с остальными вариантами разработки и соответствует утвержденной ГКЗ Республики Казахстан величине.

Итак, в целом по месторождению Бестобе за рентабельный период разработки 2024-2073 гг. по **рекомендуемому варианту разработки 2** будут достигнуты следующие показатели: **коэффициент извлечения 0,425 д.ед.** и **извлекаемые запасы нефти 2 782,2 тыс.т**, при этом утвержденные ГКЗ Республики Казахстан величины составляют соответственно **0,425 д.ед.** и **2 782,0 тыс.т**.

Таким образом, рекомендуемые величины коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти соответствуют утвержденным ГКЗ Республики Казахстан величинам, что соответствует п. 89 «Единые правила...» (20).



Таблица 4.3.1-Сопоставление коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти по вариантам разработки 1, 2 и 3 как по эксплуатационным объектам, так и в целом по месторождению Бестобе с утвержденными ГКЗ Республики Казахстан показателями

Горизонт	Эксплуата- ционный объект	Утвержденные ГКЗ Республики Казахстан (категория C ₁)			Варианты разработки					
					1		2		3	
		запасы нефти, геологи- ческие, тыс.т	запасы нефти, извле- каемые, тыс.т	КИН, д.ед.	извлекаемые запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.	извлекаемые запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.	извлекаемые запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.
M-0-1	I	1 863	872	0,468	339,8	0,182	871,7	0,468	866,9	0,465
M-0-5	II	1 945	914	0,470	371,0	0,191	913,9	0,470	897,6	0,462
M-0-6-1	III	742	347	0,468	143,8	0,194	347,2	0,468	342,0	0,461
M-0-2	Возвратные	247	87	0,352	43,2	0,175	87,0	0,352	76,3	0,309
M-0-3		713	219	0,307	95,2	0,134	219,1	0,307	101,2	0,181
M-0-4		281	81	0,288	41,4	0,147	81,0	0,288	50,8	0,181
M-0-6		60	23	0,383	11,1	0,184	23,0	0,383	20,6	0,343
M-0-7		368	117	0,318	68,4	0,186	117,2	0,318	111,4	0,303
M-0-8		328	122	0,372	61,3	0,187	122,1	0,372	93,2	0,284
Бестобе:		6 547	2 782	0,425	1 175,9	0,180	2 782,2	0,425	2 560,7	0,391



Таблица 4.3.2-Сопоставление рекомендуемых коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти как по эксплуатационным объектам, так и в целом по месторождению Бестобе с утвержденными ГКЗ Республики Казахстан показателями

Горизонт	Эксплуатационный объект	Утвержденные ГКЗ Республики Казахстан (категория C ₁)			По рекомендуемому варианту разработки		Изменение		
							извлекаемых запасов		КИН
		запасы нефти, геологические, тыс.т	запасы нефти, извлекаемые, тыс.т	КИН, д.ед.	извлекаемые запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.	тыс.т	%	%
М-0-1	I	1 863	872	0,468	871,7	0,468	-0,3	0,0	0,0
М-0-5	II	1 945	914	0,470	913,9	0,470	-0,1	0,0	0,0
М-0-6-1	III	742	347	0,468	347,2	0,468	0,2	0,1	0,0
М-0-2	Возвратные	247	87	0,352	87,0	0,352	0,0	0,0	0,0
М-0-3		713	219	0,307	219,1	0,307	0,1	0,0	0,0
М-0-4		281	81	0,288	81,0	0,288	0,0	0,0	0,0
М-0-6		60	23	0,383	23,0	0,383	0,0	0,0	0,0
М-0-7		368	117	0,318	117,2	0,318	0,2	0,2	0,0
М-0-8		328	122	0,372	122,1	0,372	0,1	0,1	0,0
Бестобе:		6 547	2 782	0,425	2 782,2	0,425	0,2	0,0	0,0



5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Сопоставление основных технико-экономических показателей по трем вариантам представлены в таблице 5.1.1.

Полученные результаты расчетов экономических показателей проекта в расчетных (без учета инфляции) ценах по вариантам за весь срок разработки и за прибыльный период приведены в таблице 5.1.2.

При проведении анализа полученных технико-экономических показателей по вариантам разработки было определено, что самыми наилучшими экономическими показателями характеризуется рекомендуемый вариант разработки 2.

Таблица 5.1.1-Технико-экономические показатели по вариантам

№.№ п/п	Показатели	ЕИ	Варианты		
			Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период	годы	2024-2090	2024-2090	2024-2090
-	количество лет проектного периода	лет	67	67	67
2	Прибыльный период	годы	2024-2049	2024-2073	2024-2062
-	количество лет прибыльного периода	лет	26	50	39
3	Объем добычи жидкости				
-	за проектный период	тыс.т	8 758,2	16 023,3	18 412,7
-	за прибыльный период	тыс.т	4 139,0	11 915,1	10 734,2
4	Объем добычи нефти				
-	за проектный период	тыс.т	1 291,4	2 899,0	2 803,2
-	за прибыльный период	тыс.т	1 162,4	2 769,2	2 547,2
5	Объем закачки воды				
-	за проектный период	млн. м ³	0,0	14 650,1	16 968,9
-	за прибыльный период	млн. м ³	0,0	11 291,5	10 394,2
6	Коэффициент извлечения нефти				
-	за проектный период	%	19,9	44,5	43,0
-	за прибыльный период	%	18,0	42,5	39,1
7	Движение фонда скважин				
	Бурение добывающей нефтяной горизонтальной скважины	скв.	0	0	8
-	Бурение добывающей нефтяной вертикальной скважины	скв.	21	25	6
	Бурение нагнетательной скважины		0	3	7
-	Перевод из добывающего в нагнетательный фонд	скв.	0	2	0
	Перевод скважин на другой объект	скв.	14	13	5
	Перевод из консервации в добывающий фонд	скв.	7	7	7



Таблица 5.1.2- Интегральные экономические показатели в расчетных (без учета инфляции) ценах

№№ п/п	Показатели	ЕИ	Показатели по вариантам за проектный период			Показатели по вариантам за прибыльный период		
			Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Прибыльный период	годы	2024-2090	2024-2090	2024-2090	2024-2049	2024-2073	2024-2062
2	Объем добычи нефти	тыс.т	1 291,38	2 899,04	2 803,16	1 162,42	2 769,24	2 547,22
3	Объем реализации нефти	тыс.т	1 288,80	2 893,24	2 797,55	1 160,09	2 763,70	2 542,13
4	Коэффициент извлечения нефти	%	19,93	44,49	43,02	17,96	42,50	40,70
5	Совокупный доход от реализации УВ	тыс.\$	466 184,40	1 046 541,78	1 011 930,28	419 628,69	999 684,70	919 539,28
6	Эксплуатационные затраты	тыс.\$	374 722,69	646 944,50	675 682,75	248 518,38	586 241,84	548 617,58
7	Производственная себестоимость 1 тонны УВ	\$/тонну УВ	126,53	75,10	96,13	126,53	75,10	96,13
8	Полная себестоимость 1 тонны УВ (с учетом налогов)	\$/тонну УВ	290,17	223,16	241,04	213,79	211,70	215,38
9	Капитальные вложения без учета НДС	тыс.\$	38 568,73	48 558,74	43 531,52	38 484,34	48 558,74	43 454,38
10	Удельные капитальные вложения на 1 тонну УВ	\$/тонну УВ	29 866,25	16 749,96	15 529,46	33 107,16	17 535,07	17 059,50
11	Операционный доход - (доходы от реализации - эксплуатационные расходы)	тыс.\$	91 461,71	399 597,28	336 247,52	171 110,31	413 442,86	370 921,70
12	Рентабельность производства (RIRR)	%	19,62	38,18	33,23	40,78	41,36	40,34
13	Чистая прибыль предприятия после всех выплат	тыс.\$	39 297,01	217 285,94	176 414,78	118 945,61	231 298,26	211 376,75
14	Потоки денежной наличности предприятия	тыс.\$	42 956,13	287 426,26	242 650,13	118 106,98	295 956,67	267 209,78
15	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 7,5%	тыс.\$	46 181,49	84 623,61	82 636,38	48 940,34	84 710,99	82 801,63
16	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10 %	тыс.\$	36 464,82	60 424,12	60 204,70	37 532,24	60 444,35	60 238,78
17	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 15 %	тыс.\$	22 539,56	32 908,33	40 777,99	22 727,89	32 909,49	40 782,20
18	Внутренняя норма прибыли (IRR) по простому денежному потоку	%	22,29	24,84	24,84	22,31	24,84	24,84
19	Срок окупаемости по простому потоку денежной наличности	годы	4	2	4	4	1	4
20	Доходы Республики Казахстан в виде налогов и отчислений в бюджет	тыс.\$	173 851,21	408 860,00	368 418,56	161 637,33	415 497,27	375 062,92
21	Дисконтированные доходы РК при ставке диск. 7,5 %	тыс.\$	75 920,95	134 436,39	134 233,81	74 849,54	134 507,83	134 213,09
22	Дисконтированные доходы РК при ставке диск. 10 %	тыс.\$	60 647,07	100 218,12	102 503,19	60 128,92	100 235,14	102 489,99
23	Дисконтированные доходы РК при ставке диск. 15 %	тыс.\$	40 651,25	60 271,68	74 235,12	40 519,51	60 272,75	74 230,91



6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

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

По состоянию на 01.10.2023 г. на месторождении Бестобе пробурено 7 скважин (КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-7, Б-9 и Б-10), из которых: скважина КМ-4 – поисковая; скважины Б-9, Б-10 и КМ-4_1 – оценочные и скважины Б-1, Б-5 и Б-7 – опережающие добывающие.

Все скважины в настоящее время законсервированы.

Обоснование выбора способа эксплуатации скважин

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режима его работы, с обеспечением проектной добычи и необходимого контроля в период эксплуатации месторождения Бестобе, основывается на результатах технологического анализа промысловых данных работы скважин, применяемых технологий и мероприятий, проведенных в процессе испытания скважин.

В рассматриваемом варианте основные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать с поддержанием пластового давления, а в качестве агента проектируется использовать попутно-добываемую пластовую воду. Возвратные объекты планируется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии, за счет проявления упругих свойств пород и пластовой жидкости.

Основные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать самостоятельной сеткой проектных скважин, а возвратные объекты – существующим фондом, путем переводов и возвратов из основных эксплуатационных объектов.

Общее количество проектных скважин для ввода из бурения 28 ед., из которых: 25 ед. добывающие и 3 ед. – нагнетательные. Темп бурения – 4-8 скв/год.

Предусматривается перевод двух добывающих скважин (Б-7 и КМ-4) в нагнетательный фонд для закачки воды с целью поддержания пластового давления.



Выбор насоса производится в основном по дебиту скважины. Подбирается по производительности, развиваемому напору и диаметру эксплуатационной колонны.

В целом, нефтеместорождения Бестобев поверхностных условиях можно характеризовать как «легкие». По содержанию парафина горизонт М-0-3 являются по типу «высокопарафинистыми», а горизонты М-0-1, М-0-2 – «парафинистыми», по подклассу – «малосмолистыми» и по классу – «малосернистыми», по вязкости – «маловязкими».

Для реализации проектного документа, предлагается применяемая на месторождении одноступенчатая компоновка лифтовой колонны диаметром 73 мм, с толщиной стенки 5,5 мм.

Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны, размер и глубина спуска основаны на том, что она обеспечивает:

- *максимальную отдачу скважины;*
- *установку в скважине пакера (при необходимости), обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины;*
- *проведение необходимых геофизических исследований;*
- *достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающих в ходе различных операций, которые могут проводиться в течении всего срока службы скважины.*

Механизированный способ эксплуатации

Существуют различные варианты механизированной добычи, для нефтедобывающих скважин в промышленности:

Плунжерные штанговые насосные установки (ПШНУ)

Область эффективного применения стандартных плунжерных насосов при добыче традиционной нефти ограничивается, в основном, производительностью насосов, и небольшим содержанием песка в продукции скважин. В период, когда обводненность продукции возрастает, возникает проблема для поршневых насосов. Поскольку пластовый песок смачивается водой, он имеет тенденцию отделяться от нефти и находиться во взвешенном состоянии в водной фазе, при этом песок слипается в небольшие комки, которые осаждаются быстрее, чем отдельные гранулы. В этой ситуации, поршневой насос не может поддерживать частицы во взвешенном состоянии: они оседают и накапливаются на забое, что приводит к ухудшению работы насоса или к его остановке (заклиниванию).

Подбор штанговых насосных установок должен осуществляться с учетом фактических показателей скважины, переводимой на механизированный способ добычи.

Типы штанговых насосов



1. Невставные. Цилиндр насоса опускается в нефтяную скважину по насосным трубам без плунжера. Последний опускается на насосных штангах, и вводится в цилиндр совместно с всасывающим клапаном. При замене подобного насоса необходимо сперва поднять из скважины плунжер на штангах, а потом и НКТ с цилиндром.
2. Вставные. Цилиндр с плунжером опускается в нефтяную скважину на штангах. У подобных насосов диаметр плунжера должен быть гораздо меньше, чем трубный диаметр. Соответственно, при необходимости замены такого насоса не требуется лишний раз производить спуск-подъем труб.

Глубинные штанговые насосы бывают с нижним или верхним манжетным креплением и могут быть с механическим креплением в верхней или нижней части. Штанговые глубинные насосы обладают рядом достоинств, в который входят: простота конструкции, возможность откачки жидкости из нефтяных скважин, в случае если иные способы эксплуатации неприемлемы. Подобные насосы способны работать на очень большой глубине, и обладают простотой процесса регулировки. Также к достоинствам стоит отнести механизацию процесса откачки и простоту в обслуживании установки.

Преимущества штанговых глубинных насосов

- Обладают высоким коэффициентом полезного действия;
- Для первичных двигателей могут быть использованы самые разнообразные приводы;
- Проведение ремонта непосредственно на месте выкачки нефти;
- Установки штанговых глубинных насосов могут производиться в усложненных условиях добычи нефти – в скважинах с наличием мелкодисперсного песка, при наличии парафина в добываемом продукте, при высоком газовом факторе, при откачке различных коррозионных жидкостей.

Характеристики штанговых глубинных насосов

- Обводненность – до 99 %;
- Температура – до 130°C;
- Работа при содержании механических примесей до 1,3 г/литр;
- Содержание свободного газа на приеме насоса до 20 % от объема;
- Минерализация воды – до 10 г/литр;
- Показатели pH – от 4 до 8.

В таблице 6.1.1 приведена требуемая мощность для работы ПШНУ.



Таблица 6.1.1-Требуемая мощность для работы ПШНУ

Паспортная мощность электрического двигателя, кВт	$\cos\phi$	Средняя потребляемая мощность электрического двигателя, кВт	Максимальный ток потребления при подъеме штанги, А	Ток потребления при спуске штанги, А
30	0,84	22	44	33

Винтовые скважинные насосные установки (ВШНУ)

Конструкция винтового насоса основана на спирали, состоящей из двойной спирали. Винтовой насос поднимает жидкость путем образования серии изолированных полостей, которые двигаются внутри статора винтовым движением.

Каждая полость изолирована от другой, хотя всегда есть небольшая щель между полостями, приводящая к утечке флюида, и эта щель может стать причиной снижения полезного действия насоса, поскольку возникает изнашивание ротора, потому что выше расположенные камеры всегда находятся под большим давлением, чем ниже расположенные камеры. Заводы-изготовители дают информацию, что каждая камера (каждый подъем или один полный оборот ротора) может создать давление приблизительно 350 кПа, поэтому существует высокий градиент давления в направлении вниз.

Эластомер является ключевым элементом в конструкции насоса, он должен быть достаточно жесткий для того, чтобы выдержать вкрапление гранул песка, а еще достаточно гибким для того, чтобы гранулы песка смогли деформировать эластомер и выйти по мере прохождения переднего края ротора. Эластомер должен быть стойким к ароматическим компонентам, которые содержатся в добываемой нефти, и установлен внутри статора с высокой точностью без дефектов, таких как пузырьки, грязь или дефекты поверхности, которые приводят к преждевременному выходу из строя. С учетом проведения возможных работ по термической обработке скважин с применением пара эластомеры винтовых насосов должны подбираться, исходя из возможного высокотемпературного воздействия.

Обычно роторы покрыты хромом, с целью придания поверхности большей устойчивости к износу от стирания песком. Тем не менее, на практике наблюдается, что хром на направляющей кромке ротора изнашивается относительно быстро в течение первых нескольких месяцев, обычно оголяя сталь. Хром может наноситься повторно на использованные роторы для повторного многократного использования, если износ не слишком чрезмерный.

В процессе всего периода эксплуатации на месторождении, вся информация по эксплуатации винтовых насосов должна тщательно сохраняться (например, срок службы,



причины смены, снижение эффективности работы) для того, чтобы могли быть выбраны конструкции насосов, которые были бы оптимальными для месторождения. Заводы-изготовители насосов также весьма заинтересованы в этих данных, поскольку эти данные используются для контроля качества, что, в конечном счете, приводит к усовершенствованию продукции и оптимизации эксплуатации насосов на отдельных месторождениях. Некоторые рассматриваемые варианты для насосов, если возникнут проблемы со стандартной конструкцией, могут включать следующее:

- *использование насоса большей производительности (большей объемной производительности) и эксплуатирующего при меньшем количестве оборотов в минуту для достижения больших дебитов;*
- *использование борированных роторов вместо стандартных хромированных роторов;*
- *использование более длинных насосов с большим количеством ступеней фаз с целью увеличения срока службы, поскольку насос может сохранять коэффициент полезного действия в течение более продолжительного времени перед сменой. В этом случае высота подъема нагнетаемой жидкости должна создавать меньшее общее давление, чем в случае с меньшим количеством подъемов, что снижает утечку и износ.*

Условия выбора ВШНУ, режим работы, подземная компоновка

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. Более подробная информация может быть предоставлена заводами изготовителями.

Выбор винтового насоса зависит от следующих факторов:

- *Тип нефти.* *Высокое содержание циклических (ароматических) углеводородов имеет пагубное действие на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к его повреждению и высокому крутящему моменту). Более высокого качества эластомеры типа «буна» используются в агрессивных флюидах.*
- *Коэффициент полезного действия насоса* – *это функция скорости утечки жидкости между полостями, а также – функция вязкости флюида. Для воды лучше всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем диаметр статора на 10-20 мм.*
- *Дифференциальный нагрев.* *Если дифференциальный нагрев является проблемой, которая ведет к преждевременному износу эластомера, рекомендуется применять статор с внутренней спиральной конфигурацией. В этой конструкции заложена постоянная толщина эластомера и дифференциальный нагрев не является проблемой.*
- *Содержание песка.* *Роторы с твердым покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению во всех случаях, когда содержание песка превышает $>0,1\%$*



для сопротивления и замедления истирающего действия. Поступление мелкозернистых частиц (глин) не влияет на износ конструкции винтовых насосов, поскольку глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы могут справиться с широким спектром песчаной фракции.

- Объемная производительность. Производительность насоса является функцией дебита добычи общих флюидов скважины. Практикуется выбор насоса, основанный на ожидаемых объемах дебитов, однако предпочтителен выбор насоса большей производительности (например, обычно выбирается насос производительностью 32 м³/100 оборотов в минуту/сутки, если по анализу рекомендуется насос с производительностью 25 м³/100 оборотов в минуту/сутки),

- Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса песка, поступающего из пласта.

Выбор скважин для оборудования ВШНУ, должен основываться на возможности установления оптимальных режимов с учетом характеристики скважин и насосной установки. Рекомендуется установку оборудовать наземным щитом управления, позволяющим регулировать частоту оборотов в минуту (скорость вращения ротора) без остановки скважины.

Электроцентробежные насосные установки (УЭЦН)

Устье скважин электроцентробежных установок оборудовано станцией управления, с функциями изменения скорости вращения при изменении условий внутри скважины (снижение или увеличение уровня жидкости в скважине), трансформатором, прибором замера давления и температуры, который обеспечивает точную цифровую индикацию этих условий.

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

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной многоступенчатый центробежный насос, способный работать в широком диапазоне производительности;
- роторный газосепаратор, способный отделять до 90 % свободного газа до поступления жидкости в насос;
- секция гидрозащиты, предназначенная для предохранения электродвигателя от проникновения пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя;
- погружной электродвигатель (ПЭД).



Все оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из легированных сталей в соответствии с условиями работы в агрессивной среде.

УЭЦН используется, как правило, на скважинах, где возможно осуществить отборы в значительном диапазоне подач, от 60 м³/сут до 1500 м³/сут. Установки электроцентробежных насосов предназначены для откачки из скважин пластовой жидкости, содержащей нефть, воду и ограниченный объем газа. По сравнению с ПШНУ имеет преимущества за счёт переноса приводного электродвигателя на забой: отсутствие колонны штанг существенно повышает КПД системы. Осложняющие факторы при добыче с помощью УЭЦН – вредное влияние газа, падение коэффициента продуктивности из-за низких забойных давлений, а также тяжёлый вывод на режим после глушения при подземных ремонтах. Средством снижения объёма газа, попадающего в насос, является использование газосепаратора на приёме насоса.

Входной модуль представляет основание насоса с приемными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

Скважина, оборудованная УЭЦН, выгодно отличается от скважин, оборудованных глубинонасосной установкой.

Во-первых, погружной электродвигатель, расположенный в скважине, передает насосу более высокую мощность, и как следствие, установки ЭЦН более производительны и могут осуществлять подъем жидкости с больших глубин, чем установки штангового глубинного насоса.

Во-вторых, на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие металлоемкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки. Применение такого оборудования позволяет вводить скважины в эксплуатацию в любой период года без больших затрат времени и средств на сооружение фундаментов и монтаж тяжелого оборудования. Наземное оборудование, ввиду его малых габаритов, небольшого веса и наличия защитного кожуха, в зависимости от климатических условий, может быть установлено непосредственно на открытой местности, либо в небольшом неотапливаемом помещении.

В-третьих, при эксплуатации скважин УЭЦН, устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществить сбор и отвод сырого газа.

В-четвертых, простота монтажа установки. Спуск насоса в скважину отличается от обычного спуска НКТ лишь наличием кабеля и необходимостью его крепления к трубам, сборка же самого электронасоса на устье скважины проста и занимает по норме времени не более 2-3 часов.



Характерной особенностью УЭЦН является простота обслуживания, экономичность, относительно большой межремонтный период их работы, возможность автоматизации процесса управления электронасосом.

Вместе с тем, имеется ряд недостатков, таких как:

- *размещение погружного электродвигателя в скважине предъявляет высокие требования к надежности гидрозащиты;*
- *наличие длинного кабеля, помещенного в агрессивную среду, предъявляет высокие требования к изоляции;*
- *ограничение области применения УЭЦН температурой откачиваемой продукции;*
- *сложность погружного оборудования, и как следствие высокая стоимость приобретения и ремонта;*
- *высокие требования по подбору типоразмера и выводу на режим установки.*

Несмотря на данные недостатки, внедрение УЭЦН на месторождении, учитывая все плюсы и минусы данной установки, будет оптимальным выбором.

Также следует добавить, что, выбранное оборудование должно обеспечить отбор жидкости по скважинам, предусмотренный в проекте.

Плунжерный лифт (ПЛ)

Устье скважин установок с плунжерным лифтом, оборудовано станцией управления и трансформатором. Станция управления позволяет устанавливать два типа контроля работы: по давлению и по времени.

В состав установки плунжерного лифта, кроме обычного оборудования периодического газлифта, входят плунжер, лубрикатор (камера на устье скважины, куда заходит плунжер, снабжённая устройством для его удержания и датчиком прихода плунжера), а также амортизаторы – верхний и нижний.

Плунжер, выполненный в виде длинного цилиндрического тела, имеет жёсткое раздвижное или эластичное уплотнение и осевой канал, перекрываемый клапаном.

При спуске плунжера в лифтовой колонне клапан его открыт, а уплотнение сложено для уменьшения сопротивления. После удара его о нижний амортизатор клапан закрывается, уплотняющие элементы раздвигаются и плунжер вместе с находящимся над ним столбом жидкости под давлением поступающего газа поднимается к устью скважины. При входе в лубрикатор плунжер ударяется о размещённый в нём верхний амортизатор, клапан открывается, а плунжер удерживается до окончания фазы выброса продукции скважины. Применяют также плунжеры без отверстия, т.е. поршни (иногда в виде шаров). Наличие в лифтовой колонне свободно передвигающегося плунжера, отделяющего



газовую пробку от поднимаемого ею столба жидкости, препятствует прорыву газа в жидкость и стеканию её по стенкам труб. Это увеличивает эффективность процесса добычи – уменьшает расход рабочего агента (газа, воздуха), а в некоторых случаях для подъёма жидкости оказывается достаточно пластовой энергии (скважина работает в режиме периодического фонтанирования). Плунжерный лифт используется также для удаления жидкости с забоя газовых скважин.

Установка плунжерного лифта применяется на добывающих скважинах с НКТ условным диаметром от 60 мм до 168 мм. В промысловой практике применяют два типа плунжерного лифта:

- с управлением циклов;
- без управления.

Конструкция плунжерного газлифта, без управления, оказывается неэкономичной в малodeбитных скважинах по некоторым причинам:

- плунжер начинает перемещаться вверх сразу же после удара его о пружину забойного амортизатора и поднимать жидкость, накопившуюся в течение одного полного цикла подъема и спуска плунжера. Таким образом, если высота столба жидкости не значительна, то только небольшая часть энергии расширяющегося газа будет делать полезную работу;

- значительный зазор между плунжером и подъемными трубами;*
- газ может вытекать из подъемной колонны без осуществления полезной работы за время падения плунжера.*

Чтобы получить экономический эффект при добыче малodeбитных скважин, применяют установку плунжерного газлифта, с управлением циклов. В независимости от типа контроля работы, получается одинаковый результат, при этом снижается частота циклов путем обеспечения подъема плунжера только тогда, когда достаточное количество жидкости накопится в подъемных трубах выше плунжера. Установки плунжерного лифтов с управлением циклов предназначены для добычи жидкости с дебитом от 1 м³/сут до 80 м³/сут, при газовом факторе более 200 м³/т. Оригинальным является технология плунжерного шарового лифта, предназначенная для применения на месторождениях с низким пластовым давлением газа или низкими газовыми фактором.

Эффективность работы плунжерного лифта, зависит от типа используемого плунжера, так как он является основным рабочим механизмом плунжерного газлифта. В зависимости от дебита скважины по притоку жидкости к забою и по газу существуют следующие типы плунжера:



- самоуплотняющийся плунжер состоит из корпуса, на который надеваются уплотнительные элементы, прижимаемые к трубе пружинами, и шара, перекрывающего центральное отверстие;

- плунжер типа «летающий клапан»;

- постоянного наружного диаметра;

- комбинированный, предназначенный для скважин с разно размерной колонной насосно-компрессорных труб (НКТ).

Особенностью применения плунжерного лифта в скважинах с лифтовыми колоннами 60-73-89 мм с плунжером типа «летающий клапан», является в том, что цилиндрический корпус и шар механический не скреплены между собой. Недостатками существующих летающих клапанов являются потеря уплотнительной способности плашек при подъеме летающего клапана в трубах, внутренняя поверхность которых отличается от цилиндрической из-за неточности их изготовления, и как следствие, имеет место повышенный расход рабочего агента; для обеспечения подвижности плашек в месте соединения их с кольцом и замковых устройствах имеются зазоры, приводящие к расхождению продольных поверхностей замковых устройств и утечки рабочего агента при неравномерной нагрузке на плашки со стороны стенок труб вследствие их не цилиндричности; низкая стойкость плашек и кольца к ударным нагрузкам из-за наличия больших рабочих зазоров в месте их соединения и кромочных контактов кольца с плашками и плашек одна с другой, что приводит к смятию кромок с последующей потерей подвижности плашек; ненадежность пружины в условиях ударных нагрузок, имеющих место в скважине, которые вызывают поломку лепестков пружины и заклинивание летающего клапана из-за перекоса сломанного лепестка; из-за малости угла конуса пружины сход плашек с пружины затруднен, в результате чего происходит заклинивание плашек между пружиной и стенками труб.

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

В связи с тем, что нефть высокопарафинистая, при высоком пороге температуры, возможна кристаллизация парафина, возможны отложения парафина во внутрискважинном и наземном оборудовании.

Мероприятия по борьбе с парафиновыми отложениями

Понижение температуры нефти, до точки насыщения нефти парафином, может привести к изменению агрегатного состояния компонентов нефти и образованию центров кристаллизации парафинов. Для борьбы с парафиноотложениями, существуют различные



методы, направленные как на предупреждение образования их, так и на удаление уже образовавшихся отложений.

Для предупреждения образования органических отложений в подземном оборудовании в мировой практике добычи парафинистых нефтей, широко применяется использование ингибиторов парафиноотложений, которые, обладая поверхностно-активными свойствами, влияют на начало кристаллизации, стабилизируют кристаллическую фазу и предупреждают осаждение АСПО на поверхности оборудования.

Ингибиторная защита предусматривает постоянную подачу реагента дозирующими насосами в затрубное пространство. Необходимая дозировка подбирается расчетным путем по результатам лабораторных испытаний и выбора наиболее эффективного и экономически выгодного реагента.

Применение ингибиторов парафиноотложений, в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенциала и солевого баланса. Исследования показывают, что увеличение доли воды в нефти при применении одних реагентов эффективно, при использовании других неэффективно. Одни реагенты хорошо работают в безводной нефти, другие – сохраняют высокую отмывающую способность при любой обводненности.

Поэтому, тип реагента, его расход, способ и периодичность применения требуется подбирать для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

Для устранения образовавшихся на поверхности НКТ и выкидных линиях отложений, рекомендуется проводить профилактические обработки горячей нефтью и парафиноочистки, с использованием механических скребков различной модификации.

Для очистки НКТ от АСПО в скважинах рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

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

Скребки соскабливают отложения парафина со стенок труб. Их спускают и поднимают на проволоке (тросе) с помощью электродвигателя установки типа АДУ-3 и УДС-1.

Для депарафинизации скважин могут быть использованы агрегаты типа АДПН-12/150-У1.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин



Как показывает промысловая практика эксплуатации скважин, значительное количество аварий происходит по причине двусторонней коррозии НКТ и обсадных колонн.

Флюиды, добываемые на месторождении, можно оценить как коррозионно-агрессивные, которые в присутствии воды могут вызвать: коррозионное межкристаллитное растрескивание аустенитных и мартенситных сталей, сульфидное коррозионное растрескивание сталей под напряжением (СКРН), водородом индуцированное растрескивание (ВИР), язвенную коррозию УС под действием CO_2 , коррозионную эрозию, щелевую коррозию под слоями осадков механических примесей в наземном оборудовании, коррозию в застойных зонах оборудования и трубопроводов (фланцевые соединения, штуцера и др.) и т.д.

Поэтому одним из осложнений в работе возникших во время эксплуатации скважин, возможно, будет образование коррозионно-активной эмульсии, которая будет, увеличивается по мере увеличения обводненности продукции скважин.

Агрессивные пластовые воды во время эксплуатации скважины окажут негативные необратимые последствия на целостность эксплуатационных колонн и насосно-компрессорных труб (НКТ), тем самым, создадут предпосылки для аварийных ситуаций.

Как показывает производственная практика эксплуатации скважин, значительное количество аварий на месторождениях, происходят из-за двусторонней коррозии обсадных колонн, а также НКТ.

Для предотвращения наружной коррозии обсадных колонн, необходимо осуществить подъем цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья, а также применение электрохимической защиты.

Необходимо рассмотреть возможность применения НКТ, выкидных линии, запорной арматуры, резервуаров системы сбора и подготовки нефти в антикоррозионном исполнении.

К факторам, отрицательно влияющих на стабильную работу скважин, относится содержание песка в скважинной продукции. Эрозионные (механические) процессы, вызываемые выносом механических примесей (песка), при наличии агрессивной среды рассматриваются как фактор, стимулирующий коррозионный износ (эрозионная коррозия) оборудования скважин и трубопроводных коммуникаций системы сбора продукции.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических и специальных мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем



производства; эксплуатацию трубопроводов систем сбора, транспортирующих обводненную нефть, со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др. При явлениях выноса песка необходимо предусмотреть мероприятия по его предупреждению, или сведению выноса песка до уровня, когда с помощью технологических методов можно обеспечить антикоррозионный режим движения флюида.

Если осуществление такого рода мероприятий будет успешным, то факторы коррозионного риска практически будут отсутствовать.

Специальный метод защиты от коррозии – химическое ингибирование, рекомендуется на стадии обводнения продукции скважин. Применение химического ингибирования коррозии особенно эффективно. Ингибиторы могут быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибировании обязателен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промысловых условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации.

6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- *устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации скважин месторождения;*
- *газосодержание добываемой продукции;*
- *геологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);*
- *схема расположения добывающих скважин;*
- *ожидаемые дебиты нефти и газа;*
- *прогнозируемый уровень обводненности;*
- *удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.*

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными



правилами ...» 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.

Система сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции на этапе промышленной эксплуатации

В настоящем разделе описывается проектируемая концептуальная система обустройства, при рекомендуемом 2-м варианте разработки месторождения Бестобе.

Предусмотрена закачка попутно-добываемой воды в пласт. Так как расчетный объем закачки воды превышает добычу попутно-добываемой воды, предусмотрено бурение 6-ти водозаборных скважин.

С учетом объема планируемой добычи УВС, предлагается предусмотреть строительство установки предварительного сброса воды (УПСВ) при разработке месторождения Бестобе.

Система обустройство месторождения на основе УПСВ.

При системе обустройства месторождения Бестобе, предусматривающее строительство УПСВ, состав основных объектов будем следующий:

- строительство выкидных линий диаметром 100 мм от 25 проектных и 7 существующих скважин до УПСВ;
- строительство нагнетательных линий диаметром 100 мм от УПСВ до 3-х проектных нагнетательных скважин и 2-х скважин после перевода их с добывающего фонда в нагнетательный фонд скважин;
- строительство водопровода диаметром 100 мм от 8-ми проектных водозаборных скважин до УПСВ.
- УПСВ производительностью по нефти 127,82 тыс.т/год, по воде 302,83 тыс.т/год, по газу – 11,93 млн.м³/год;
- монтаж насосов ППД на устье 5-ти нагнетательных скважин.
- строительство ВЛ-6кВ от УПСВ до 43 скважин;
- строительство автодорог от скважин до УПСВ, от УПСВ до основной дороги;
- газопоршневые электрические станции (ГПЭС) на территории УПСВ.
- строительство ВЛ-35кВ для передачи излишек электроэнергии в сеть.
- строительство ПС-35/110кВ для передачи излишек электроэнергии в сеть.



- строительство ПС-6/35кВ для для передачи излишек электроэнергии в сеть.

В таблице 6.3.1 приведен перечень оборудования, необходимый для реализации рекомендованных технологических показателей.

Таблица 6.3. 1-Перечень оборудования для рекомендованного 2 варианта разработки

№№ п/п	Наименование	Количество	Ед. изм.
1	Система сбора		
	- выкидная линия 114х6 мм	43,80	км
	- обустройство устья нефтяных скважин	32,00	скв
	- обустройство устья нагнетательных скважин	3,00	скв
	- обустройство устья водозаборных скважин	8,00	скв
	- нагнетательная линия 114х6 мм	6,38	км
	- водопровод 114х6 мм	2,16	км
2	УПСВ Бестобе	1,00	ед.
	- входной трехфазный сепаратор НГСВ-0,6-2400 объемом 50 м ³	1,00	шт
	- нефтегазовый сепаратор второй ступени БЕ-80 м ³	1,00	шт
	- концевая сепарационная емкость БЕ-80м ³	1,00	шт
	- дренажная емкость для сброса воды 25 м ³ с насосом НВЕ-50/50, 18кВт*ч	1,00	шт
	- дренажная емкость для сброса нефти 25 м ³ с насосом НВЕ-50/50, 18кВт*ч	1,00	шт
	- общая дренажная емкость объемом 25 м ³ с насосом НВЕ-50/50, 18кВт*ч	1,00	шт
	- резервуары хранения нефти РВС-500 м ³	3,00	шт
	- резервуары хранения воды РВС-700 м ³	3,00	шт
	- газовый сепаратор для первой ступени ГС1-2,5-600, объемом 0,8 м ³	1,00	шт
	- газовый сепаратор для второй ступени ГС1-2,5-600, объемом 0,8 м ³	1,00	шт
	- путевой подогреватель нефти ПП-0,63 на входе УПСВ	1,00	шт
	- путевой подогреватель нефти ПП-0,63 для циркуляции «РВС-насосы-печь-РВС»	1,00	шт
	- отстойник воды ОВ-25 объемом 25 м ³	1,00	шт
	- насосы нефти ЦНСН105-98 для циркуляции «РВС-насосы-печь-РВС»	2,00	шт
	- насосы нефти ЦНСН105-98 для перекачки нефти РВС-500 м ³ на автонал. стояк	2,00	шт
	- насосы воды ЦНСН105-98 для перекачки воды РВС-700 м ³ на автонал. стояк	2,00	шт
	- насосы воды ЦНСН38-44 для перекачки воды с РВС-700 м ³ на вход нагнетательных насосов, расположенных на устье скважин	2,00	шт
	- автналивная эстакада нефти	1,00	шт
	- автналивная эстакада воды	1,00	шт
	- операторная	1,00	шт
	- ГПЭС-400кВт*ч для выработки электроэнергии	4,00	шт
	- непредвиденные затраты 10 %		
3	Насосы ППД на устье скважин Sapwells model 3ST125A-8/40, 8м ³ /час, 110кВт*ч	5,00	скв
4	Прочие инженерные сети и сооружения		
	Дорога УПСВ-ПСН	8,50	км
	Дорога внутрипромысловая	14,18	км
	Вахтовый поселок, Административные здания, Медицинское помещение	1,00	ед.
	ЛЭП внутрипромысловая	14,18	км
	КТПН-6/0,4 кВ для скважин и поселка	44,00	шт.
	Внешняя линия электропередач ВЛ-35кВ от УПСВ до ПС110/35 кВ	10,00	км
	Электрической подстанции ПС-110/35 кВ на расстоянии 10 км от УПСВ	1,00	шт
	Электрическая подстанция ПС-35/6 кВ для УПСВ	1,00	шт
	Электрическая подстанция ПС-6/0,4 кВ для УПСВ	1,00	шт
5	Перевод доб. скв. на плунжер-лифт		скв
6	Плунжер-лифт	32,00	скв
7	Перевод доб. скв. под нагнетание	2,00	скв



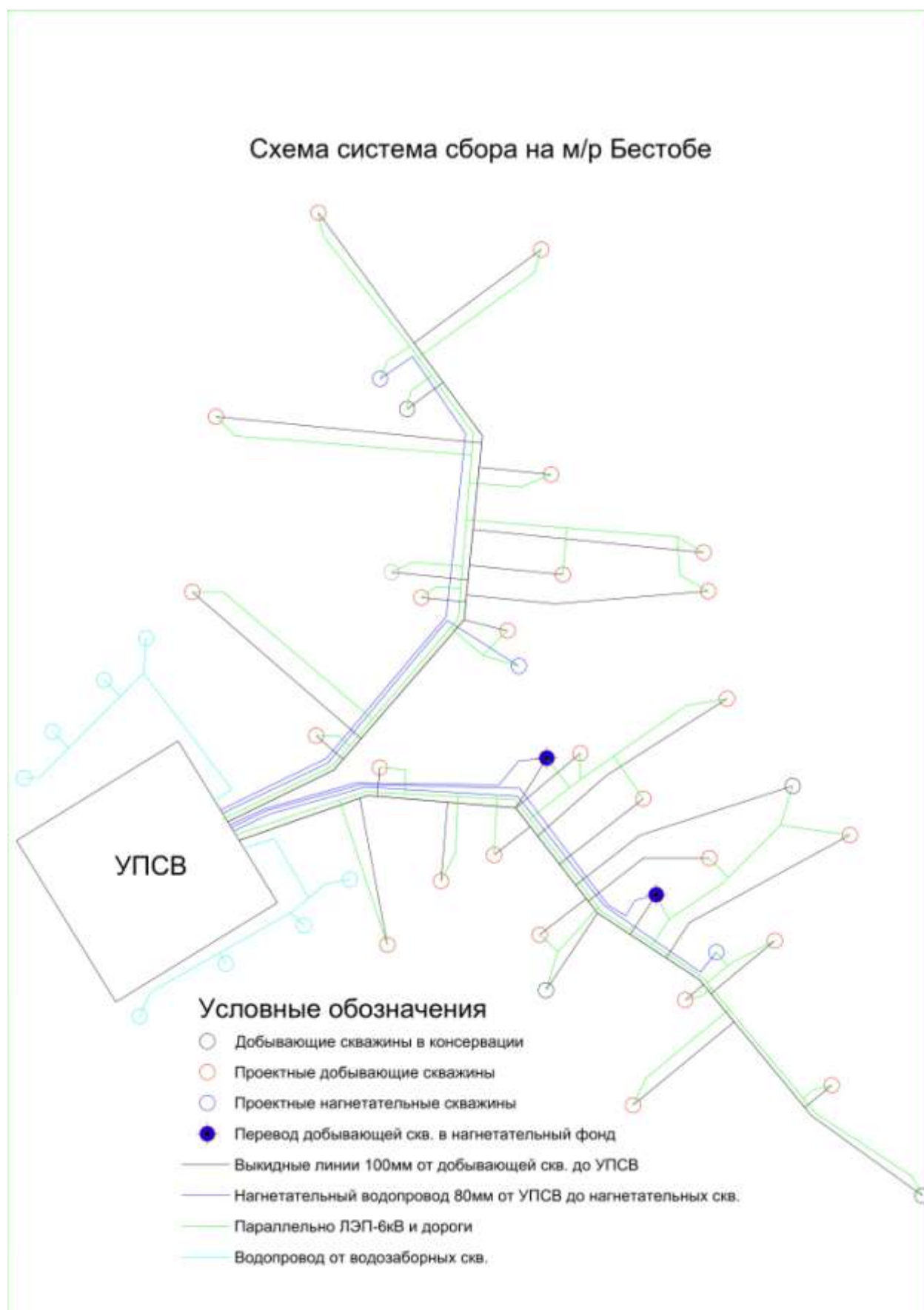


Рисунок 6.3.1-Схема системы сбора и транспортировки скважинной продукции по рекомендуемому варианту, с использованием УПСВ



Технологическое описание процессов на УПСВ

УПСВ предназначен для дегазации нефти и отделения пластовой воды. Сырая нефть будет отгружаться через автоналивную эстакаду в автоцистерны, и далее транспортироваться до УПН на месторождения Караколь, для подготовки и дальнейшей реализации.

Вода в первые три года будет также вывозиться автоцистернами, для дальнейшей утилизации. В последующие годы, попутная пластовая вода будет закачиваться в нагнетательные скважины.

Попутный газ будет использоваться в качестве топлива на печах типа ПП-0,63 (одна печь на входе УПСВ перед НГС первой ступени и вторая печь – резервная), а также в качестве топлива будет использоваться для выработки электроэнергии на газопоршневых электростанциях.

Краткое описание технологического процесса УПСВ

На входе УПСВ предусмотрен манифольд на 32 скважины, с возможностью направления одной из скважин на тестовый трехфазный сепаратор, с расходомерами по нефти, по воде и по газу. Все остальные скважины, после манифольда, одним потоком трубопроводом, будут направлены на вход путевого подогревателя Е-1 типа ПП-0,63 для подогрева продукции скважин. Далее, после печи ПП-0,63 скважинная продукция направляется на вход горизонтального трехфазного нефтегазового сепаратора первой ступени С-1. Давление сепарации составит в диапазоне 3-6 кгс/см². На газовой линии после сепаратора С-1 будет установлен рычажной регулятор давления газа для поддержания давления сепарации. Печи Е-2 будут работать периодически, для улучшения процесса сепарации нефти и газа.

Вода из С-1 направляется на вход установки подготовки воды (УПВ). УПВ включает в себя отстойник воды типа ОВ-25 и резеруары РВС-700 м³ в количестве 3-х штук для хранения и отстоя воды, насосы для откачки воды и автоналивной стояк.

Попутный газ из С-1, направляется на газовый сетчатый вертикальный сепаратор ГС-1. Также на газовой линии после сепаратора ГС-1 установлен рычажной регулятор давления газа для поддержания давления сепарации в диапазоне 1,0-1,5 кгс/см² и направления части газа на продувку факельного коллектора и факельного ствола. Из линии до регулятора давления, берет начало линия подачи топливного газа на дежурную горелку факела. На линии подачи газа на дежурную горелку и на линии подачи газа в факельный коллектор установлены расходомеры по газу, для учета сжигаемого газа. В целях очистки продувочного газа от капельной жидкости, направляемого на факел, на факельной линии установлен трубный конденсатосборник КС-1, из стальных труб Д = 325



мм. Основной поток газа с ГС-1 направляется на газопоршневую электростанцию ГПЭС и печи Е-1 и Е-2 типа ПП-0,63, в качестве топливного газа. На входе в указанные газопотребляющее оборудование, устанавливаются регуляторы давления газа, для снижения давления газа до рабочего давления горелок печей и газового двигателя ГПЭС, что составляет порядка $0,2 \text{ кгс/см}^2$.

Нефть из С-1 направляется на двухфазный горизонтальный сепаратор второй ступени С-2. Сепаратор С-2 предназначен для сепарации нефти от газа при давлении $1,0-1,5 \text{ кгс/см}^2$. Газ из сепаратора С-2 направляется на газовый сепаратор ГС-2 и далее объединяется с газом с сепаратора ГС-1, после чего потоки газа с ГС-1 и ГС-2 вместе распределяются вместе на потребители газа и на факельную линию.

Нефть из сепаратора второй ступени С-2 направляется на концевую сепарационную установку КСУ, где при атмосферном давлении выполняется дегазация нефти. КСУ располагается выше других сепараторов. После КСУ нефть самотеком направляется на вход насосов, которые далее откачивают нефть в резервуары хранения нефти типа РВС-500 м^3 в общем количестве 3 штук.

Газ из КСУ направляется отдельной линией на трубный конденсатосборник КС-2 из стальных труб $D = 325 \text{ мм}$. На факельной линии низкого давления также установлен расходомер по газу. Газ низкого давления направляется на факельный оголовок, для сжигания газа низкого давления.

Исполнение факельной установке может быть как комбинированным для сжигания газа высокого и низкого давления или раздельным. Более детально будет определено на стадии рабочего проекта по обустройству.

Нефть, находящиеся в резервуарах, будет периодический подаваться на вход циркуляционных насоса, для подогрева нефти в целях защиты оборудования и трубопроводов от замерзания парафинов, а также для улучшения разделения водо-нефтяной эмульсии в составе нефти, которая будет сливаться с нижней части резервуара.

УПСВ имеет систему дренажа. Конденсат с газовых сепараторов ГС-1 и ГС-2, КС-1 и КС-2, а также с дренажных патрубков С-1, С-2 и КСУ имеет дренажную линию направляемую на подземную дренажную емкость типа ЕП объемом 25 м^3 с полупогружным насосом типа НВЕ-50/50. Дренаж с емкости может быть откачан на резервуары либо в начало процесса УПСВ.



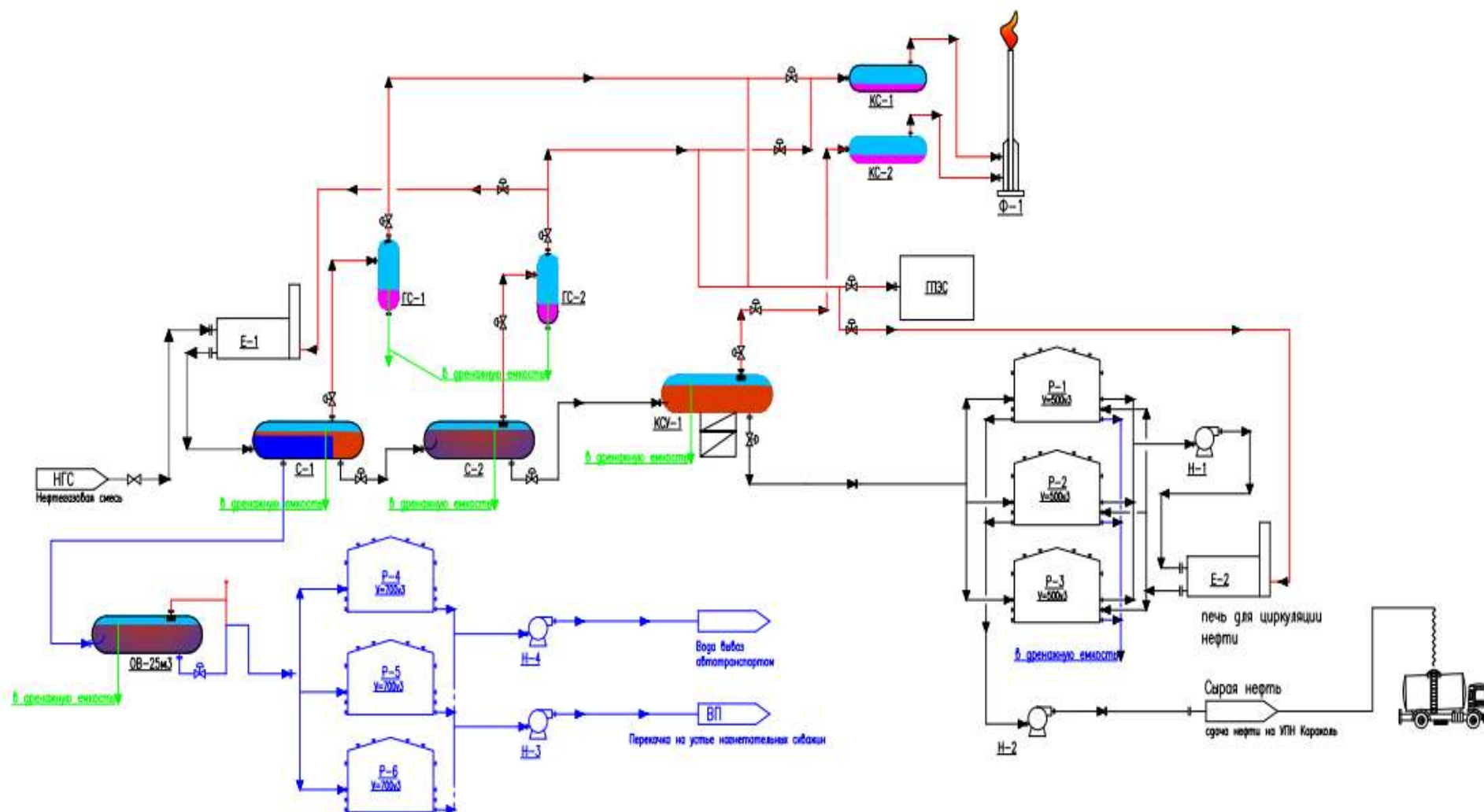


Рисунок 6.3.2-Схема системы предварительной подготовки сырой нефти месторождения Бестобе, для сдачи на УПН месторождения Караколь по рекомендуемому варианту разработки



6.4. Программа утилизации газа

Согласно статье 147 Кодекса «О недрах и недропользовании» (19), недропользователь должен разработать отчет «Программа развития переработки сырого газа на месторождении Бестобе» на ближайшие три года.

На месторождении ранее действовала «Программа развития переработки сырого газа на месторождении Бестобе», на период 2020-2022 гг., при пробной эксплуатации (Протокол № 10 Рабочей группы от 15.10.2020 г.).

Как уже отмечалось выше, пробная эксплуатация месторождения осуществлялась до 01.07.2022 г., и с указанной даты все скважины были законсервированы. На период утвержденной корректировки ПРПСГ, в период 2020-2022 гг., большая часть добытого сырого газа была направлена на сжигание на факеле, оставшиеся объем газа использовался на собственные технологические нужды, в качестве топлива на подогрев продукции при подготовке нефти.

Основанием для разработки «Программы развития переработки сырого газа месторождения Бестобе на 2024-2026 гг.» будут являться:

- «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (приказом МЭ Республики Казахстан № 239 от «15» июня 2018 г.);
- «Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах» (приказ МЭ Республики Казахстан № 140 от «25» апреля 2018 г.);
- «Расчеты объемов утилизации и сжигания газа при промышленной эксплуатации месторождения необходимо в дальнейшем выполнить в соответствии с методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» (приказ МЭ Республики Казахстан № 164 от «05» мая 2018 г.).

В период с июля 2024 по 2026 гг. источниками потребления сырого газа будут являться путевые подогреватели типа ПП-0,63, с расходом топливного газа – 100 м³/час, в количестве 2 ед. (одна рабочая и другая - резервная) и газопоршневая электрическая станция (ГПЭС), мощностью 400 кВт, в количестве 2 ед. (одна рабочая и другая - резервная), с расходом топливного газа – 200 м³/час.

Технические характеристики путевого подогревателя ПП-0,63 приведены в таблице 6.4.1.

Проектный баланс сырого газа по месторождению Бестобе на 2024-2026 гг. представлен в таблице 6.4.2.



Таблица 6.4.1-Техническая характеристика подогревателя нефти ПП-063

Показатель	ПП-063
Номинальная тепловая мощность, МВт (Гкал/ч)	0,73 (0,63)
Нагреваемая среда	Нефть-вязкость при 20 °С не более 100 сСт, содержание кислых газов: H ₂ S не более 0,01 % мол., CO ₂ не более 1,0 % мол
Производительность по нагреваемому продукту, не более: кг/с (т/сут)	13,3 (1150)
Давление на входе в змеевик, не более: МПа (кгс/см ²)	6,3 (63)
Перепад давления в змеевике, не более: МПа (кгс/см ²)	0,25 (2,5)
Температура: на входе продукта в подогреватель, в пределах: °С	5
- нагрева продукта, не более: °С	80
- нагрева промежуточного теплоносителя (пресная вода), не более, °С	100
Топливо	природный или попутный нефтяной газ
Расход топливного газа (нефти), не более, м ³ /ч	не более 100
Теплота сгорания в пределах: МДж/нм ³	35-60
Масса подогревателя в нерабочем состоянии: т	13,0

Таблица 6.4.2-Расход сырого газа на собственные технологические нужды при эксплуатации технологического оборудования по годам за проектный период 2025-2027 гг.

Наименование показателей	Годы		
	2024	2025	2026
Добыча сырого газа, м³	812 818	1 519 961	1 497 952
Расход сырого газа на собственные технологические нужды промысла, м³	781 556	1 486 289	1 464 280
Эксплуатация путевых подогревателей	439 200	876 000	876 000
- Рабочая ПП-0,63	439 200	876 000	876 000
- Рабочая ПП-0,63 (на циркуляцию)	0	0	0
Эксплуатация газопоршневых установок	342 356	610 289	588 280
- Рабочая ГПЭС	342 356	610 289	588 280
- Резерв ГПЭС	0	0	0
Расход сырого газа при пуско-наладочных работах (V₆), м³	14 400	0	0
- Рабочая ПП-0,63	2 400	0	0
- Рабочая ПП-0,63 (на циркуляцию)	2 400	0	0
- Рабочая ГПЭС	4 800	0	0
- Резерв ГПЭС	4 800	0	0
Расход сырого газа при эксплуатации оборудования (V₇), м³	9 662	19 272	19 272
Для поддержания дежурной горелки	9 662	19 272	19 272
Расход сырого газа при планово-профилактических работах (V₈), м³	7 200	14 400	14 400
- Рабочая ПП-0,63	0	0	0
- Рабочая ПП-0,63 (на циркуляцию)	2 400	4 800	4 800
- Рабочая ГПЭС	0	0	0
- Резерв ГПЭС	4 800	9 600	9 600
Расход сырого газа при технологических сбоях оборудования (V₉), м³	0	0	0



7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1. Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

7.1.1. Рекомендации к конструкциям скважин

На месторождении Бестобе в период промышленной разработки, согласно рекомендуемому варианту разработки 2, проектируется ввод из бурения 28 эксплуатационных скважин, из которых: 25 ед. добывающие и 3 ед. – нагнетательные.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, 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 скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Исходя из горно-геологических условий разреза месторождения, а также с учетом опыта бурения поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин на месторождении Бестобе и в соответствии с «Едиными правилами...» (20), «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», предусматривается следующая проектная конструкция вертикальных скважин:

➤ **Направление разбуривается долотом диаметра 393,7 мм, спускается колонна диаметром 323,9 мм на глубину 50 м.** Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под направление цементируется до устья.

➤ **Техническая колонна разбуривается долотом диаметра 295,3 мм, спускается колонна диаметром 244,5 мм на глубину 450 м.** Кондуктор устанавливается



для перекрытия неустойчивых, сыпучих отложений и зоны поглощения водоносных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под кондуктор цементируется до устья.

➤ **Эксплуатационная колонна разбуривается долотом диаметра 215,9 мм, спускается колонна диаметром 168,3 мм на глубину 850/950/1050 м.** Эксплуатационная колонна устанавливается для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

При бурении проектных скважин рекомендуется оборудовать устье противовыбросовым оборудованием: для направления ОП-2-350х35 – спаренный плащечный превентор; для кондуктора – Chinese 2FZ 35-35 или Chinese FH 35-35; для эксплуатационной колонны – ОКК2-35-168х245 или ЗПК 150х35.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1-Рекомендуемая конструкция проектных скважин

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Марка стали	Высота подъема цемента (от устья), м
	долота	колонны			
Направление	393,7	323,9	50	Д	0,0
Кондуктор	295,3	244,5	450	Д	0,0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	850/950/1050	Д	0,0

7.1.2. Рекомендации к производству буровых работ

Исходя из рекомендуемых проектных глубин и конструкции проектных скважин, бурение рекомендуется производить с буровой установки грузоподъемностью не менее 200-300 т, роторным способом и с использованием гидравлического забойного двигателя, долотами с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения. На буровой установке необходимо размещение всего комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора.

При бурении вертикальных скважин с целью недопущения искривления должны применяться компоновки низа бурильной колонны, обеспечивающие вертикальность ствола скважины согласно технологическим регламентам и рабочему проекту на строительство скважин.

Способ бурения – роторный с использованием гидромониторных долот с маслonaполненными опорами, вид привода – дизельный.



Для герметизации обсадных колонн рекомендуется применение герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений типа Р-2, СУ-1, ГС-1, использование фторопластовой ленты.

В целях предотвращения поглощения бурового и цементного раствора в процессе бурения и цементирования колонн не следует допускать резких колебаний гидродинамических давлений.

С помощью стационарных газокаротажных лабораторий типа АГКС-4АЦ при бурении на скважинах необходимо производить непрерывный контроль за содержанием газонасыщенности бурового раствора.

В случае необходимости отбора керна, производство данных работ осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» или другими аналогами.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации должны выполняться следующие мероприятия: строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины; создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

В пределах рассматриваемой территорий в ранее пробуренных скважинах осложнений при проводке ствола типа обвалов пород, поглощении промывочной жидкости, прихватах бурильного инструмента при соблюдении всех технологических мер не наблюдалось.

Учитывая опыт бурения скважин, главным осложнением при проводке проектных скважин является нефте-, газо- и водопроявления.

На каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают по результатам геофизических исследований скважины в открытом стволе. Окончательные решения по конструкции проектных скважин, типе и компонентном составе бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, а также методе освоения для каждой конкретной скважины будут приняты при разработке группового технического проекта на строительство скважин. Технические средства, технология строительства скважин, мероприятия по охране окружающей среды и технике безопасности будут детально изложены в групповом техническом проекте на строительство оценочных скважин.



7.1.3. Рекомендации к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования скважин проведен с учетом рекомендуемой конструкции проектных скважин, а также анализа крепления ранее пробуренных поисково-оценочных и опережающих добывающих скважин.

Для обеспечения качественного цементирования в целом рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

Подготовка ствола скважины:

- шаблонирование и проработка ствола скважины в местах посадок, сужений и отложений глинистой корки; после проработки ствола промывка скважины с доведением параметров бурового раствора в соответствие с проектом;
- применение специальных буферных жидкостей, обладающих разрыхляющими и смывающими свойствами, для удаления толстой глинистой корки;
- обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

Технологическая оснастка обсадных колонн:

- применение центраторов, турбулизаторов и скребков строго в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин, с учётом опыта работы ведущих отечественных и зарубежных фирм для обеспечения степени центрирования эксплуатационной колонны не менее 80 %;
- уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

Технология и способ цементирования обсадных колонн:

- использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента до устья и предотвращения возможных поглощений;
- расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования;
- использование двух цементировочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов.

Тампонажные растворы и материалы:

- использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента типа G (HSR) или тампонажного портландцемента типа ПЦТ I-CC-100 с плотностью 1,85-1,90 г/см³;



- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин, и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;
- выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или пробкового) для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости;
- применение хлорида натрия или хлорида калия в качестве добавки при цементировании соленосных интервалов; использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня.

В качестве продавочной жидкости используется буровой раствор удельным весом $1,14 \text{ г/см}^3$, буферной жидкости – $1,02 \text{ г/см}^3$.

7.2. Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

7.2.1. Рекомендации к типам и характеристикам промывочной жидкости при первичном вскрытии

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть проблемы, связанные как с геологическими условиями проводки скважины, так и другие:

- осыпи стенок скважины;
- сужение ствола скважины;
- кавернообразование;
- прихватоопасность;
- нефтегазопроявления с содержанием углекислого газа (CO_2) в нефти 1,7 %.

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами:

- обеспечивать быстрое и бесперебойное бурение всех интервалов скважины;
- при контакте со стенками скважины обеспечивать их устойчивость, не допускать разбухания глины;
- обладать хорошими реологическими свойствами для качественной очистки забоя от выбуренной породы;
- обеспечивать качественное вскрытие продуктивных горизонтов и бурение с низким риском аварий;
- не допускать приток углеводородов, воды, сероводорода;
- обеспечивать качественное цементирование обсадных колонн;



- оказывать минимальное воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать минимальный уровень образующихся отходов.

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водочувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми. Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в процессе бурения и перед спуском колонн прокачивать вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2 м³.

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявление, сужение ствола скважины, поглощение 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 трехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, а также четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий: принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента; обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины; наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.



Исходя из опыта бурения скважин на месторождении Бестобе, при проводке проектных скважин рекомендуются следующие типы буровых растворов:

- ✓ под направление – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,16-1,18 г/см³;
- ✓ под кондуктор – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,16-1,18 г/см³;
- ✓ под эксплуатационную колонну – полимерный раствор на основе KCl, плотностью 1,12-1,14 г/см³.

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин и корректироваться в процессе бурения с учетом последних данных о пластовых давлениях для каждой скважины.

7.2.2. Требования к типам и характеристикам перфорационной жидкости при вторичном вскрытии

Основными требованиями, предъявляемыми к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, являются:

- 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.

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей (CaCO₃, KCl, K₂O₃), концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Так как флюиды продуктивных пластов содержат CO₂, необходимо вводить нейтрализаторы или поглотители кислорода.

При первичном вскрытии происходит кольматация призабойной зоны продуктивного пласта твердой фазой и фильтратом бурового раствора, которая приводит



к ухудшению ее, (призабойной зоны), фильтрационно-емкостных свойств. Поэтому, для снижения отрицательного воздействия процесса бурения на фильтрационные свойства призабойной зоны, необходимо вторичное вскрытие производить кумулятивными перфораторами, создающими глубокие каналы, проникающие за пределы закольматированной зоны продуктивного пласта.

Перфорацию рекомендуется производить перфораторами, спускаемыми на каротажном кабеле или на колонне насосно-компрессорных труб. В обоих случаях перфорацию рекомендуется производить при репрессии на пласт. Предлагаемая плотность прострела пластов – 16-22 отверстий на 1 погонный метр, в зависимости от местоположения скважины по проницаемости и нефтенасыщенной толщине пласта. После подъема перфораторов спустить внутрискважинное оборудование для фонтанной эксплуатации с пакером и клапаном-отсекателем. В затрубное пространство закачать надпакерную жидкость. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой. Обвязать фонтанную арматуру с наземными коммуникациями и технологическим оборудованием.

В зависимости от местоположения скважин на площади при вскрытии продуктивного горизонта (проведении перфорации) рекомендуется в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения вскрывать не более 1/3 нефтенасыщенных толщин от кровли. Чисто нефтяная зона вскрывается полностью, в газонефтяных зонах во избежание преждевременного прорыва газа следует вскрывать также не более 1/3 нефтенасыщенных толщин от подошвы.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследовании скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- устья скважин с сепарационными и замерными установками оборудовать по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и получить разрешение для сжигания попутного газа;
- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану.

При ликвидации скважин или длительной консервации выполняются все требования, в соответствии с правилами ликвидации и консервации объектов недропользования.

Хранение химических реагентов, цемента, барита должно осуществляться в крытых хранилищах на специальных настилах. Емкости и желоба циркуляционной системы должны быть герметизированы.



8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

По состоянию на 01.10.2023 г. на месторождении Бестобе пробурено 7 скважин (КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-7, Б-9 и Б-10), из которых: скважина КМ-4 – поисковая; скважины Б-9, Б-10 и КМ-4_1 – оценочные и скважины Б-1, Б-5 и Б-7 – опережающие добывающие.

Все скважины в настоящее время находятся во временной консервации.

В разрезе месторождения Бестобе установлены 10 продуктивных горизонтов, из которых: 9 горизонтов приурочены к меловым отложениям (М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6, М-0-6-1, М-0-7 и М-0-8) и 1 – палеозойским отложениям (РЗ).

Месторождение Бестобе характеризуется блоковым строением. Структура осложнена основным тектоническим нарушением, имеющее Северо-Западное – Юго-Восточное простираие, а также «опережающими» нарушениями.

Соотношение подсчитанных начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по категориям, а также материалы проведенного комплекса исследовательских работ и пробной эксплуатации позволили установить месторождение Бестобе. Так, начальные извлекаемые запасы нефти по категории C_1 составили 2 782 тыс.т, а категории C_2 – 2 164 тыс.т, при этом соотношение запасов по категориям (C_1/C_2) составляет – 56,2 / 43,8 %.

Для проведения промышленной разработки месторождения Бестобе рекомендуется выделить **три основных эксплуатационных объекта:**

- **I-й объект** – продуктивный горизонт М-0-1;
- **II-й объект** – продуктивный горизонт М-0-5 (блок II);
- **III-й объект** – продуктивный горизонт М-0-6-1 (блок II).

Остальные продуктивные горизонты выделяются в **качестве возвратных объектов**, а разработку их планируется вести без ввода из бурения дополнительных проектных скважин, путем использования существующих скважин, после выполнения ими технологических назначений на других объектах, при этом только в пределах границ промышленных запасов нефти.

По материалам подсчета запасов (18), из установленных продуктивных горизонтов, на горизонты М-0-1, М-0-5 и М-0-6-1 приходится около 69,5 % начальных геологических и 76,7 % начальных извлекаемых запасов всего месторождения.

В рамках настоящей работы рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения Бестобе, которые различаются между собой режимами эксплуатации продуктивных объектов, проектной плотностью сетки, количеством и схемами



размещения скважин, движениями существующих скважин путем переводов с одних горизонтов на другие и т.д.

Технико-экономическая оценка рассмотренных вариантов, позволила **рекомендовать для реализации на месторождении Бестобе вариант разработки 2**, как наиболее выгодный для недропользователя, так и Государства, по которому достигается максимальная нефтеотдача пластов и дисконтированные накопленные потоки денежной наличности.

Ниже приведено краткое описание основных положений рекомендуемого варианта разработки месторождения Бестобе.

Вариант 2 (рекомендуемый). Вариант соответствует основным проектным решениям утвержденного ГКЗ Республики Казахстан отчета ТЭО КИН (18).

В рассматриваемом варианте основные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать с поддержанием пластового давления, а в качестве агента проектируется использовать попутно-добываемую пластовую воду. Возвратные объекты планируется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии, за счет проявления упругих свойств пород и пластовой жидкости.

Основные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать самостоятельной сеткой проектных скважин, а возвратные объекты – существующим фондом, путем переводов и возвратов из основных эксплуатационных объектов.

Общее количество проектных скважин для ввода из бурения 28 ед., из которых: 25 ед. добывающие и 3 ед. – нагнетательные. Темп бурения – 4-8 скв/год.

Предусматривается перевод двух добывающих скважин (Б-7 и КМ-4) в нагнетательный фонд для закачки воды с целью поддержания пластового давления.

Проектные скважины на эксплуатационных объектах располагаются с учетом существующих скважин по равномерной, избирательной системе расположения, с расстоянием между ними от 330 м до 410 м. Проектируемая система заводнения – площадная внутриконтурная, избирательная. Удельная площадь, приходящаяся на скважину по эксплуатационным объектам, изменяется от 15,3 га/скв до 32,7 га/скв.

На **I-й эксплуатационный объект** планируется ввести в эксплуатацию из консервации одну существующую скважину Б-9 с июля 2024 г., а также дополнительно ввести из бурения 11 проектных эксплуатационных добывающих (Б-11, Б-12, Б-13, Б-14, Б-15, Б-16, Б-17, Б-18, Б-19, Б-20 и Б-21) и 3 проектных эксплуатационных нагнетательных (Б-22, Б-23 и Б-24) скважин.

На **II-й эксплуатационный объект** планируется ввести в эксплуатацию из консервации одну существующую скважину Б-7 с июля 2024 г., а также дополнительно



ввести из бурения 10 проектных эксплуатационных добывающих скважин (Б-30, Б-31, Б-32, Б-33, Б-34, Б-35, Б-36, Б-37, Б-38 и Б-39). Запланирован перевод существующей добывающей скважины Б-7 в нагнетательный фонд для закачки воды с целью поддержания пластового давления.

На **III-й эксплуатационный объект** планируется ввести в эксплуатацию из консервации 3 существующие скважины Б-1, Б-5 и КМ-4 с июля 2024 г., а также дополнительно ввести из бурения 4 проектных эксплуатационных добывающих скважин (Б-40, Б-41, Б-42 и Б-43). Запланирован перевод существующей добывающей скважины КМ-4 в нагнетательный фонд для закачки воды с целью поддержания пластового давления.

На **возвратный М-0-2 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию скважину Б-9 переводом из вышележащего объекта и скважины Б-41, Б-42 – возвратом из нижележащего объекта.

На **возвратный М-0-3 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию существующую скважину КМ-4_1 из консервации с июля 2024 г., а также перевести из вышележащего объекта скважины Б-13, Б-16 и вернуть из нижележащего объекта – скважину Б-36.

На **возвратный М-0-4 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию скважины Б-1 и Б-43 возвратом из нижележащего объекта и скважину Б-18 – переводом из вышележащего объекта.

На **возвратный М-0-6 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию скважины Б-5 и Б-43 возвратом из нижележащего объекта. Скважину Б-43 планируется эксплуатировать одновременно с М-0-4 возвратным горизонтом.

На **возвратный М-0-7 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию существующую скважину КМ-10 из консервации с июля 2024 г., а также перевести из вышележащего объекта скважину Б-18. Скважину Б-18 планируется эксплуатировать одновременно с М-0-4 возвратным горизонтом.

На **возвратный М-0-8 горизонт** планируется ввести в эксплуатацию скважины Б-9, Б-30, Б-33 и Б-37 переводом из вышележащих объектов.

В целом по месторождению Бестобе общий эксплуатационный фонд скважин составит 35 ед., из которых: 30 ед. добывающие и 5 ед. – нагнетательные.

Строительство проектных добывающих скважин планируется осуществлять одной буровой установкой, с темпом бурения – 4-8 скв/год.

Контрактная территория недропользователя в настоящее время находится на этапе разведки до «31» октября 2023 г., согласно Дополнению № 8 к Контракту № 3996-УВС от



«07» февраля 2014 г. В настоящее время между АО «Кристалл Менеджмент» и Компетентным органом подписано Дополнение № 12 (регистрационный номер 5282-УВС от «30» октября 2023 г.) к Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., срок действия подготовительного периода продлен на 3 (три) года – до «30» октября 2026 г. При этом, в подготовительный период предусматривается добычу вести в исследовательских целях существующими скважинами, начиная с июля 2024 по октябрь 2026 гг., с дальнейшим переходом на этап промышленной добычи.

На добывающих скважинах рекомендуется поддерживать забойные давления выше или на уровне давления насыщения нефти газом – не менее 5,9 МПа. Как известно, свойства нефти в пластовых условиях были определены для М-0-1, М-0-3 и М-0-7 продуктивных горизонтов, однако вызывают большие сомнения параметры нефти, определенные по горизонту М-0-3. На этом основании, в рамках настоящего проектного документа, для всех основных эксплуатационных объектов давление насыщения нефти газом рекомендуется принять на уровне 5,9 МПа (по аналогии с продуктивным горизонтом М-0-1), а для всех возвратных объектов – на уровне 2,9 МПа (по аналогии с продуктивным горизонтом М-0-7), до проведения дополнительных отборов и уточняющих исследований глубинных проб нефти по каждому горизонту.

Вместе с тем, согласно рекомендациям п. 105 «Единые правила...» (20), для обоснования эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом необходимо обязательно провести дополнительные специальные режимные исследования скважин, по определению степени уменьшения коэффициента продуктивности от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом. При этом, исследования рекомендуется провести с отработкой на каждом диаметре штуцера (не менее трех режимов) не менее 30-45 суток, при этом: на первом режиме забойное давление должно быть выше давления насыщения нефти газом, а при последующих – ниже.

После уточнения основных свойств нефти в пластовых условиях, а также проведения специальных режимных исследований, на скважинах рекомендуется установить и придерживаться оптимальных режимов работы.

Существующие скважины из временной консервации и проектные эксплуатационные добывающие скважины планируется вводить в эксплуатацию механизированным способом добычи.

Обоснование начальных проектных дебитов скважин по нефти по I, II и III эксплуатационным объектам, а также возвратным горизонтам М-0-3 и М-0-7 проведено на основании результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС). По остальным



горизонтам коэффициент продуктивности был принят на уровне $1,6 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ по аналогии с горизонтом М-0-7 (скважина Б-10). В главе 3, таблице 3.4.2 представлено обоснование начальных проектных дебитов скважин по нефти.

В таблицах 8.1.1-8.1.4 представлены обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ как по месторождению Бестобе, так и эксплуатационным объектам.



Таблица 8.1.1-Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по месторождению Бестобе

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды																
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	10,1	18,8	18,5	29,8	45,9	69,3	103,4	125,6	127,4	122,9	118,7	111,2	105,5	99,6	93,5	93,7	93,6
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	0,0	18,8	18,5	18,2	37,4	49,6	84,3	114,9	127,4	122,9	118,7	111,2	105,5	99,6	93,5	93,7	93,6
1.2	новых скважин	10,1	0,0	0,0	11,6	8,5	19,7	19,1	10,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	10,1	18,8	18,5	29,8	45,9	69,3	103,4	125,6	127,4	122,9	118,7	111,2	105,5	99,6	93,5	93,7	93,6
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	7	0	0	4	3	7	7	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из экспл. бурения	0	0	0	4	3	7	7	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из консервации	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	7,8	0,0	0,0	15,9	15,4	15,4	15,0	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	1288,0	0,0	0,0	730,0	549,0	1277,5	1277,5	730,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	925	925	913	913	900	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,000	0,000	0,000	3,700	3,700	7,300	7,300	3,600	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,000	0,000	0,000	3,700	2,775	6,388	6,388	3,600	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,925	0,913	0,913	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	2555	0	0	1464	1095	2555	2555	1464	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	20,0	0,0	0,0	23,3	16,9	39,4	38,2	21,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	0,0	0,0	18,8	18,5	18,2	37,4	49,6	84,3	114,9	127,4	122,9	118,7	111,2	105,5	99,6	93,5	93,7
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,0	20,0	18,8	18,5	41,5	54,3	89,0	122,5	136,3	127,4	122,9	118,7	111,2	105,5	99,6	93,5	93,7
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,0	18,8	18,5	18,2	37,4	49,6	84,3	114,9	127,4	122,9	118,7	111,2	105,5	99,6	93,5	93,7	93,6
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	0,0	-1,2	-0,3	-0,3	-4,1	-4,7	-4,7	-7,6	-8,9	-4,5	-4,2	-7,5	-5,7	-5,9	-6,1	0,2	-0,1
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	0,0	-5,8	-1,6	-1,6	-9,8	-8,6	-5,3	-6,2	-6,5	-3,5	-3,4	-6,3	-5,1	-5,6	-6,1	0,3	-0,1
14	Мощность новых скважин, тыс.т	20,0	0,0	0,0	23,2	16,9	39,4	38,2	21,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	7	7	7	11	12	19	26	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	7	7	7	11	12	19	26	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	7	0	0	4	3	7	7	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	7	7	7	11	12	19	26	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	8,2	8,2	8,4	11,0	12,9	15,1	17,7	19,4	20,4	20,6	20,6	21,2	21,5	21,8	21,7	20,9	20,2
25.1	в т.ч.: новых	8,2	0,0	0,0	17,6	17,7	18,2	18,1	18,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	4,7	5,5	8,8	14,3	18,9	25,2	31,8	38,0	43,9	48,6	52,6	56,7	60,2	63,4	65,4	66,0	66,8
26.1	в т.ч.: новых	4,7	0,0	0,0	9,7	12,7	15,0	17,3	22,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	7,8	7,7	7,6	9,4	10,5	11,3	12,1	12,0	11,5	10,6	9,8	9,2	8,5	8,0	7,5	7,1	6,7
28	Средняя приеминость нагнетательных скважин, м ³ /сут	0,0	0,0	0,0	0,0	92,3	106,5	138,8	158,4	166,9	168,7	170,0	171,5	173,0	174,6	171,8	169,2	166,6
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	10,6	19,9	20,3	34,8	56,6	92,7	151,5	202,6	227,0	239,3	250,5	257,1	265,3	271,9	270,4	275,9	281,5
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	25,9	45,8	66,1	100,9	157,5	250,1	401,7	604,3	831,3	1070,6	1321,1	1578,1	1843,4	2115,3	2385,7	2661,7	2943,2
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	23,5	42,3	60,8	90,7	136,6	205,9	309,3	434,9	562,3	685,2	803,8	915,0	1020,6	1120,2	1213,7	1307,4	1401,0
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,004	0,006	0,009	0,014	0,021	0,031	0,047	0,066	0,086	0,105	0,123	0,140	0,156	0,171	0,185	0,200	0,214
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	0,8	1,5	2,2	3,3	4,9	7,4	11,1	15,6	20,2	24,6	28,9	32,9	36,7	40,3	43,6	47,0	50,4
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,4	0,7	0,7	1,1	1,6	2,5	3,7	4,5	4,6	4,4	4,3	4,0	3,8	3,6	3,4	3,4	3,4
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,4	0,7	0,7	1,1	1,7	2,6	4,0	5,1	5,4	5,5	5,7	5,6	5,7	5,7	5,6	6,0	6,3
36	Закачка рабочего агента, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	50,7	130,2	217,9	274,6	290,2	292,5	294,8	297,3	300,7	302,7	297,9	293,3	289,7
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	50,7	180,8	398,7	673,3	963,5	1256,0	1550,7	1848,0	2148,7	2451,4	2749,3	3042,6	3332,3
38	Компенсация отбора текущая, %	0	0	0	0	62	100	105	101	98	95	93	93	93	93	93	90	87
39	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,813	1,520	1,498	2,585	4,118	6,346	9,572	11,697	11,894	11,409	10,960	10,258	9,731	9,182	8,608	8,506	8,388
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	3,087	4,607	6,105	8,689	12,807	19,153	28,725	40,422	52,316	63,725	74,685	84,943	94,674	103,856	112,465	120,971	129,359



Продолжение таблицы 8.1.1

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды																
		2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	88,4	83,7	78,6	75,6	73,8	70,7	66,2	63,2	59,7	56,9	54,1	50,6	47,1	44,0	41,7	39,6	36,9
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	88,4	83,7	78,6	75,6	73,8	70,7	66,2	63,2	59,7	56,9	54,1	50,6	47,1	44,0	41,7	39,6	36,9
1.2	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
1.3	мех. способом	88,4	83,7	78,6	75,6	73,8	70,7	66,2	63,2	59,7	56,9	54,1	50,6	47,1	44,0	41,7	39,6	36,9
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из экспл. бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	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
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	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
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Расч. вр. раб. нов. скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расч. доб. нефти из нов. скв. предыд. года в данном году, тыс.т	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
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	93,6	88,4	83,7	78,6	75,6	73,8	70,7	66,2	63,2	59,7	56,9	54,1	50,6	47,1	44,0	41,7	39,6
10	Расч. доб. нефти из перех. скв. данного года, тыс.т	93,6	88,4	83,7	78,6	75,6	73,8	70,7	66,2	63,2	59,7	56,9	54,1	50,6	47,1	44,0	41,7	39,6
11	Ожид. доб. нефти из перех. скв. данного года, тыс.т	88,4	83,7	78,6	75,6	73,8	70,7	66,2	63,2	59,7	56,9	54,1	50,6	47,1	44,0	41,7	39,6	36,9
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	-5,2	-4,7	-5,0	-3,1	-1,8	-3,1	-4,5	-3,0	-3,5	-2,8	-2,8	-3,5	-3,5	-3,1	-2,3	-2,1	-2,7
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	-5,6	-5,3	-6,0	-3,9	-2,4	-4,2	-6,3	-4,5	-5,5	-4,7	-4,9	-6,5	-6,9	-6,6	-5,2	-5,1	-6,9
14	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	28	27	27
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	28	27	27
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	28	27	27
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	19,9	19,6	19,5	19,3	18,9	18,5	18,4	18,2	18,1	17,7	17,4	17,3	17,2	17,1	16,9	16,7	16,6
25.1	в т.ч.: новых	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
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин,	68,4	70,0	71,7	72,9	73,8	75,0	76,4	77,6	78,8	79,8	80,9	82,0	83,2	84,2	85,0	85,8	86,6
26.1	в т.ч.: новых	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
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,3	5,9	5,5	5,2	4,9	4,6	4,3	4,1	3,8	3,6	3,3	3,1	2,9	2,7	2,5	2,4	2,2
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	164,3	162,0	159,8	157,7	155,7	153,8	152,0	150,3	148,6	147,0	145,4	143,9	142,5	141,1	139,7	138,4	137,2
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	280,1	279,3	277,8	279,1	281,5	282,5	281,0	282,3	281,9	282,4	282,8	282,0	279,7	278,2	278,0	278,3	276,1
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	3223,3	3502,6	3780,3	4059,5	4341,0	4623,5	4904,5	5186,8	5468,8	5751,2	6034,0	6316,0	6595,7	6873,9	7151,8	7430,2	7706,3
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1489,4	1573,0	1651,7	1727,2	1801,0	1871,7	1937,9	2001,1	2060,8	2117,7	2171,9	2222,5	2269,6	2313,6	2355,3	2394,9	2431,8
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,227	0,240	0,252	0,264	0,275	0,286	0,296	0,306	0,315	0,323	0,332	0,339	0,347	0,353	0,360	0,366	0,371
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	53,5	56,5	59,4	62,1	64,7	67,3	69,7	71,9	74,1	76,1	78,1	79,9	81,6	83,2	84,7	86,1	87,4
34	Темп отбора от начальных утв. извлекаемых запасов, %	3,2	3,0	2,8	2,7	2,7	2,5	2,4	2,3	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3
35	Темп отбора от текущих утв. извлекаемых запасов, %	6,4	6,5	6,5	6,7	7,0	7,2	7,3	7,5	7,6	7,9	8,1	8,3	8,4	8,6	8,9	9,3	9,5
36	Закачка рабочего агента, тыс.м³	284,8	280,8	277,1	274,2	270,0	266,7	263,6	261,2	257,6	254,8	252,1	250,2	247,0	244,6	242,3	240,7	237,8
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	3617,1	3897,9	4175,0	4449,2	4719,2	4985,9	5249,5	5510,7	5768,4	6023,2	6275,3	6525,5	6772,6	7017,2	7259,5	7500,1	7737,9
38	Компенсация отбора текущая, %	87	86	86	85	84	83	83	82	82	81	81	81	81	81	80	80	80
39	Добыча нефтяного газа, млн.м³	7,902	7,465	7,010	6,684	6,499	6,238	5,841	5,545	5,220	4,974	4,732	4,431	4,128	3,858	3,660	3,477	3,240
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	137,261	144,726	151,735	158,420	164,918	171,157	176,998	182,543	187,762	192,737	197,468	201,899	206,027	209,885	213,545	217,023	220,263



Продолжение таблицы 8.1.1

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды															
		2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	34,5	32,2	30,2	28,1	26,3	24,6	23,1	21,6	20,2	18,9	17,8	16,6	15,6	14,6	13,7	12,8
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	34,5	32,2	30,2	28,1	26,3	24,6	23,1	21,6	20,2	18,9	17,8	16,6	15,6	14,6	13,7	12,8
1.2	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
1.3	мех. способом	34,5	32,2	30,2	28,1	26,3	24,6	23,1	21,6	20,2	18,9	17,8	16,6	15,6	14,6	13,7	12,8
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из экспл. бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	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
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	36,9	34,5	32,2	30,2	28,1	26,3	24,6	23,1	21,6	20,2	18,9	17,8	16,6	15,6	14,6	13,7
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	36,9	34,5	32,2	30,2	28,1	26,3	24,6	23,1	21,6	20,2	18,9	17,8	16,6	15,6	14,6	13,7
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	34,5	32,2	30,2	28,1	26,3	24,6	23,1	21,6	20,2	18,9	17,8	16,6	15,6	14,6	13,7	12,8
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	-2,4	-2,3	-2,0	-2,0	-1,8	-1,7	-1,5	-1,5	-1,4	-1,3	-1,1	-1,2	-1,0	-1,0	-0,9	-0,9
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	-6,6	-6,5	-6,3	-6,8	-6,5	-6,4	-6,2	-6,7	-6,4	-6,3	-6,1	-6,6	-6,3	-6,2	-6,0	-6,5
14	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	27	27	27	26	25	25	25	25	25	24	24	24	24	24	24	24
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	27	27	27	26	25	25	25	25	25	24	24	24	24	24	24	24
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	27	27	27	26	25	25	25	25	25	24	24	24	24	24	24	24
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	16,5	16,4	16,3	16,2	16,1	16,1	16,0	15,9	15,8	15,7	15,6	15,5	15,5	15,4	15,3	15,2
25.1	в т.ч.: новых	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
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	87,5	88,2	88,9	89,6	90,2	90,8	91,3	91,8	92,3	92,8	93,2	93,6	94,0	94,3	94,6	94,9
26.1	в т.ч.: новых	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
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8
28	Средняя приеминость нагнетательных скважин, м³/сут	135,9	134,8	133,6	132,5	131,4	130,3	129,3	128,3	127,3	126,3	125,4	124,4	123,5	122,6	121,8	120,9
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	274,6	273,1	272,4	270,2	268,8	267,3	266,6	264,5	263,0	261,6	260,9	258,8	257,4	256,1	255,4	253,3
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	7980,9	8254,1	8526,5	8796,7	9065,4	9332,7	9599,3	9863,8	10126,8	10388,5	10649,4	10908,2	11165,7	11421,7	11677,1	11930,4
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	2466,3	2498,5	2528,6	2556,8	2583,1	2607,7	2630,9	2652,4	2672,6	2691,6	2709,3	2726,0	2741,5	2756,1	2769,9	2782,2
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,377	0,382	0,386	0,391	0,395	0,398	0,402	0,405	0,408	0,411	0,414	0,416	0,419	0,421	0,423	0,425
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	88,7	89,8	90,9	91,9	92,9	93,7	94,6	95,3	96,1	96,7	97,4	98,0	98,5	99,1	99,6	100,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	9,8	10,2	10,6	11,1	11,7	12,4	13,3	14,3	15,6	17,3	19,7	22,9	27,8	36,1	53,1	100,0
36	Закачка рабочего агента, тыс.м³	235,7	233,6	232,3	229,7	227,8	225,9	224,7	222,4	220,7	219,0	217,9	215,7	214,2	212,6	211,7	209,6
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	7973,7	8207,3	8439,6	8669,2	8897,0	9123,0	9347,7	9570,1	9790,8	10009,8	10227,7	10443,4	10657,6	10870,2	11081,9	11291,5
38	Компенсация отбора текущая, %	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
39	Добыча нефтяного газа, млн.м³	3,029	2,832	2,656	2,478	2,319	2,170	2,037	1,902	1,782	1,669	1,568	1,465	1,374	1,288	1,211	1,132
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	223,292	226,125	228,781	231,259	233,578	235,748	237,786	239,688	241,470	243,139	244,707	246,173	247,546	248,834	250,045	251,178



Таблица 8.1.2-Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по I-му эксплуатационному объекту

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды																
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	1,2	2,2	2,2	8,3	16,8	28,0	43,4	54,0	55,0	50,7	47,0	43,5	40,3	37,2	34,4	31,9	29,6
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	0,0	2,2	2,2	2,2	13,7	19,1	34,8	48,5	55,0	50,7	47,0	43,5	40,3	37,2	34,4	31,9	29,6
1.2	новых скважин	1,2	0,0	0,0	6,1	3,0	8,9	8,6	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	1,2	2,2	2,2	8,3	16,8	28,0	43,4	54,0	55,0	50,7	47,0	43,5	40,3	37,2	34,4	31,9	29,6
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	1	0	0	2	1	3	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из экспл. бурения	0	0	0	2	1	3	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из консервации	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	6,4	0,0	0,0	16,7	16,6	16,3	15,7	14,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	184,0	0,0	0,0	365,0	183,0	547,5	547,5	365,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	850	850	850	850	850	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,000	0,000	0,000	1,700	1,700	3,400	3,400	1,700	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,000	0,000	0,000	1,700	0,850	2,550	2,550	1,700	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,850	0,850	0,850	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	365	0	0	732	365	1095	1095	732	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв. предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	2,4	0,0	0,0	12,3	6,1	17,8	17,2	10,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	0,0	0,0	2,2	2,2	2,2	13,7	19,1	34,8	48,5	55,0	50,7	47,0	43,5	40,3	37,2	34,4	31,9
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,0	2,4	2,2	2,2	14,5	19,8	36,9	52,0	59,4	55,0	50,7	47,0	43,5	40,3	37,2	34,4	31,9
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,0	2,2	2,2	2,2	13,7	19,1	34,8	48,5	55,0	50,7	47,0	43,5	40,3	37,2	34,4	31,9	29,6
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,7	-0,7	-2,1	-3,5	-4,4	-4,2	-3,8	-3,5	-3,1	-3,1	-2,8	-2,6	-2,3
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	0,0	-5,1	-0,3	-0,3	-5,1	-3,6	-5,6	-6,8	-7,5	-7,7	-7,5	-7,5	-7,2	-7,7	-7,5	-7,5	-7,2
14	Мощность новых скважин, тыс.т	2,4	0,0	0,0	12,2	6,1	17,8	17,2	10,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	3	4	7	10	12	12	11	11	11	11	11	11	9	9
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	3	4	7	10	12	12	11	11	11	11	11	11	9	9
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	1	0	0	2	1	3	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	1	1	1	3	4	7	10	12	12	11	11	11	11	11	11	9	9
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	1	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	1	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	7,6	7,6	7,6	13,8	16,3	17,6	18,3	18,5	18,5	18,4	18,3	18,2	18,1	18,0	17,9	17,8	17,7
25.1	в т.ч.: новых	7,6	0,0	0,0	19,5	19,7	19,8	19,7	19,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	15,0	15,1	15,3	15,5	16,2	17,7	20,2	24,0	28,8	33,8	38,3	42,6	46,6	50,3	53,7	56,9	59,9
26.1	в т.ч.: новых	15,0	0,0	0,0	14,0	16,0	18,0	20,0	22,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,4	6,4	6,4	11,7	13,7	14,5	14,6	14,1	13,2	12,2	11,3	10,4	9,7	8,9	8,3	7,7	7,1
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	115,1	118,8	118,5	116,2	113,1	109,7	106,6	103,7	101,0	98,5	96,1	93,9	91,8
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	1,4	2,6	2,6	9,9	20,0	34,0	54,4	71,0	77,3	76,6	76,2	75,7	75,5	74,8	74,4	74,0	73,7
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	10,5	13,2	15,8	25,6	45,6	79,6	134,0	205,0	282,3	358,9	435,1	510,8	586,2	661,1	735,5	809,5	883,2
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	9,6	11,8	14,0	22,4	39,1	67,1	110,5	164,5	219,5	270,2	317,2	360,6	400,9	438,1	472,6	504,4	534,0
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,005	0,006	0,008	0,012	0,021	0,036	0,059	0,088	0,118	0,145	0,170	0,194	0,215	0,235	0,254	0,271	0,287
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	1,1	1,4	1,6	2,6	4,5	7,7	12,7	18,9	25,2	31,0	36,4	41,4	46,0	50,2	54,2	57,8	61,2
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,1	0,3	0,3	1,0	1,9	3,2	5,0	6,2	6,3	5,8	5,4	5,0	4,6	4,3	3,9	3,7	3,4
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,1	0,3	0,3	1,0	2,0	3,4	5,4	7,1	7,8	7,8	7,8	7,8	7,9	7,9	7,9	8,0	8,0
36	Закачка рабочего агента, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	21,1	62,9	103,8	120,9	117,9	114,1	110,9	107,9	105,4	102,4	100,0	97,7	95,7
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	21,1	83,9	187,7	308,6	426,5	540,6	651,6	759,5	864,9	967,3	1067,3	1164,9	1260,7
38	Компенсация отбора текущая, %	0	0	0	0	65	115	120	109	100	100	100	100	100	100	100	100	100
39	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,131	0,247	0,247	0,923	1,859	3,102	4,817	5,984	6,098	5,626	5,207	4,819	4,472	4,126	3,819	3,534	3,279
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	2,114	2,362	2,608	3,532	5,391	8,494	13,310	19,294	25,392	31,018	36,225	41,044	45,516	49,642	53,460	56,994	60,274



Продолжение таблицы 8.1.2

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды																
		2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	27,3	25,3	23,4	21,7	20,0	18,5	17,1	15,9	14,7	13,6	12,6	11,7	10,8	10,0	9,2	8,6	7,9
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	27,3	25,3	23,4	21,7	20,0	18,5	17,1	15,9	14,7	13,6	12,6	11,7	10,8	10,0	9,2	8,6	7,9
1.2	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
1.3	мех. способом	27,3	25,3	23,4	21,7	20,0	18,5	17,1	15,9	14,7	13,6	12,6	11,7	10,8	10,0	9,2	8,6	7,9
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из экспл. бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	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
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	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
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв. предыд. года в данном году, тыс.т	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
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	29,6	27,3	25,3	23,4	21,7	20,0	18,5	17,1	15,9	14,7	13,6	12,6	11,7	10,8	10,0	9,2	8,6
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	29,6	27,3	25,3	23,4	21,7	20,0	18,5	17,1	15,9	14,7	13,6	12,6	11,7	10,8	10,0	9,2	8,6
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	27,3	25,3	23,4	21,7	20,0	18,5	17,1	15,9	14,7	13,6	12,6	11,7	10,8	10,0	9,2	8,6	7,9
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	-2,3	-2,0	-1,9	-1,7	-1,7	-1,5	-1,4	-1,2	-1,2	-1,1	-1,0	-0,9	-0,9	-0,8	-0,7	-0,7	-0,7
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	-7,7	-7,5	-7,5	-7,2	-7,7	-7,5	-7,5	-7,2	-7,7	-7,5	-7,5	-7,2	-7,7	-7,5	-7,5	-7,2	-7,7
14	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	6	6
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	6	6
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	6	6
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	17,6	17,5	17,4	17,3	17,2	17,1	17,0	16,9	16,8	16,7	16,6	16,5	16,4	16,3	16,2	16,1	16,0
25.1	в т.ч.: новых	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
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	62,7	65,3	67,7	69,9	72,0	73,9	75,7	77,4	79,0	80,4	81,8	83,0	84,2	85,3	86,3	87,3	88,2
26.1	в т.ч.: новых	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
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,6	6,1	5,6	5,2	4,8	4,5	4,1	3,8	3,5	3,3	3,0	2,8	2,6	2,4	2,2	2,0	1,9
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	89,8	88,0	86,2	84,6	83,1	81,6	80,2	78,9	77,7	76,6	75,4	74,4	73,4	72,5	71,6	70,7	69,9
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	73,1	72,7	72,3	72,0	71,4	71,0	70,6	70,4	69,8	69,4	69,0	68,8	68,2	67,8	67,4	67,2	66,6
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	956,3	1029,0	1101,3	1173,3	1244,8	1315,8	1386,4	1456,8	1526,6	1596,0	1664,9	1733,7	1801,9	1869,7	1937,1	2004,3	2070,9
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	561,3	586,5	609,9	631,6	651,6	670,1	687,3	703,2	717,8	731,4	744,0	755,7	766,4	776,4	785,6	794,1	802,0
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,301	0,315	0,327	0,339	0,350	0,360	0,369	0,377	0,385	0,393	0,399	0,406	0,411	0,417	0,422	0,426	0,431
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	64,4	67,3	69,9	72,4	74,7	76,8	78,8	80,6	82,3	83,9	85,3	86,7	87,9	89,0	90,1	91,1	92,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,1	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,1	8,1	8,2	8,3	8,3	8,4	8,5	8,6	8,7	8,8	8,9	9,1	9,2	9,4	9,6	9,9	10,1
36	Закачка рабочего агента, тыс.м ³	93,4	91,5	89,7	88,3	86,4	84,9	83,5	82,3	80,8	79,6	78,5	77,6	76,4	75,4	74,4	73,7	72,7
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	1354,1	1445,6	1535,3	1623,6	1710,0	1794,9	1878,4	1960,7	2041,5	2121,2	2199,7	2277,3	2353,6	2429,0	2503,4	2577,2	2649,8
38	Компенсация отбора текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
39	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	3,026	2,800	2,592	2,405	2,219	2,054	1,901	1,764	1,627	1,506	1,394	1,293	1,193	1,104	1,022	0,949	0,875
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	63,300	66,100	68,692	71,096	73,316	75,369	77,270	79,033	80,661	82,167	83,561	84,854	86,048	87,152	88,174	89,123	89,998



Продолжение таблицы 8.1.2

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды															
		2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	7,3	6,8	6,3	5,8	5,4	5,0	4,6	4,2	3,9	3,6	3,4	3,1	2,9	2,7	2,5	2,3
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	7,3	6,8	6,3	5,8	5,4	5,0	4,6	4,2	3,9	3,6	3,4	3,1	2,9	2,7	2,5	2,3
1.2	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
1.3	мех. способом	7,3	6,8	6,3	5,8	5,4	5,0	4,6	4,2	3,9	3,6	3,4	3,1	2,9	2,7	2,5	2,3
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из экспл. бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	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
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	7,9	7,3	6,8	6,3	5,8	5,4	5,0	4,6	4,2	3,9	3,6	3,4	3,1	2,9	2,7	2,5
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	7,9	7,3	6,8	6,3	5,8	5,4	5,0	4,6	4,2	3,9	3,6	3,4	3,1	2,9	2,7	2,5
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	7,3	6,8	6,3	5,8	5,4	5,0	4,6	4,2	3,9	3,6	3,4	3,1	2,9	2,7	2,5	2,3
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	-7,5	-7,5	-7,2	-7,7	-7,5	-7,5	-7,2	-7,7	-7,5	-7,5	-7,2	-7,7	-7,5	-7,5	-7,2	-7,7
14	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	6	6	6	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	6	6	6	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	6	6	6	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	15,9	15,8	15,7	15,6	15,6	15,5	15,4	15,3	15,2	15,1	15,0	14,9	14,8	14,8	14,7	14,6
25,1	в т.ч.: новых	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
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	89,0	89,7	90,4	91,1	91,7	92,3	92,8	93,3	93,8	94,2	94,6	95,0	95,3	95,7	96,0	96,2
26,1	в т.ч.: новых	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
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5
28	Средняя приеминость нагнетательных скважин, м³/сут	69,1	68,3	67,6	66,9	66,2	65,6	65,0	64,4	63,8	63,2	62,7	62,2	61,6	61,1	60,7	60,2
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	66,2	65,8	65,6	65,1	64,7	64,3	64,1	63,6	63,2	62,9	62,7	62,1	61,8	61,4	61,2	60,7
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	2137,1	2203,0	2268,6	2333,7	2398,4	2462,8	2526,9	2590,5	2653,7	2716,6	2779,2	2841,4	2903,1	2964,5	3025,8	3086,5
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	809,3	816,1	822,4	828,2	833,5	838,5	843,1	847,3	851,2	854,9	858,2	861,4	864,2	866,9	869,4	871,7
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,434	0,438	0,441	0,445	0,447	0,450	0,453	0,455	0,457	0,459	0,461	0,462	0,464	0,465	0,467	0,468
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	92,8	93,6	94,3	95,0	95,6	96,2	96,7	97,2	97,6	98,0	98,4	98,8	99,1	99,4	99,7	100,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	10,4	10,8	11,2	11,7	12,2	12,9	13,7	14,7	15,9	17,5	19,7	22,6	27,1	34,4	48,6	100,0
36	Закачка рабочего агента, тыс.м³	71,9	71,1	70,5	69,6	68,9	68,2	67,8	67,0	66,4	65,8	65,4	64,7	64,1	63,6	63,3	62,6
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	2721,7	2792,8	2863,3	2932,9	3001,8	3070,0	3137,8	3204,7	3271,1	3336,9	3402,3	3466,9	3531,0	3594,7	3657,9	3720,5
38	Компенсация отбора текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
39	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,810	0,750	0,696	0,642	0,594	0,550	0,510	0,471	0,436	0,403	0,374	0,345	0,319	0,296	0,274	0,253
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	90,808	91,557	92,253	92,895	93,489	94,039	94,549	95,019	95,455	95,858	96,232	96,577	96,897	97,192	97,467	97,720



Таблица 8.1.3-Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по II-му эксплуатационному объекту

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды																
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	1,4	2,7	2,7	5,4	9,5	18,8	33,8	44,9	47,3	44,7	42,3	40,0	37,9	35,8	33,9	32,1	30,4
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	0,0	2,7	2,7	2,6	6,7	10,5	25,7	39,7	47,3	44,7	42,3	40,0	37,9	35,8	33,9	32,1	30,4
1.2	новых скважин	1,4	0,0	0,0	2,8	2,8	8,3	8,1	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	1,4	2,7	2,7	5,4	9,5	18,8	33,8	44,9	47,3	44,7	42,3	40,0	37,9	35,8	33,9	32,1	30,4
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	1	0	0	1	1	3	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из экспл. бурения	0	0	0	1	1	3	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из консервации	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	7,7	0,0	0,0	15,4	15,3	15,1	14,8	14,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	184,0	0,0	0,0	182,5	183,0	547,5	547,5	365,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	950	950	950	950	950	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,000	0,000	0,000	0,950	0,950	2,850	2,850	1,900	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,000	0,000	0,000	0,950	0,950	2,850	2,850	1,900	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	365	0	0	366	365	1095	1095	732	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв. предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	2,8	0,0	0,0	5,6	5,6	16,6	16,2	10,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	0,0	0,0	2,7	2,7	2,6	6,7	10,5	25,7	39,7	47,3	44,7	42,3	40,0	37,9	35,8	33,9	32,1
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,0	2,8	2,7	2,7	8,3	12,3	27,1	42,0	50,2	47,3	44,7	42,3	40,0	37,9	35,8	33,9	32,1
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,0	2,7	2,7	2,6	6,7	10,5	25,7	39,7	47,3	44,7	42,3	40,0	37,9	35,8	33,9	32,1	30,4
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	0,0	-0,1	0,0	0,0	-1,6	-1,8	-1,3	-2,3	-2,8	-2,7	-2,4	-2,3	-2,0	-2,1	-1,9	-1,8	-1,6
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	0,0	-5,1	-0,3	-0,3	-19,0	-14,5	-4,9	-5,4	-5,7	-5,6	-5,4	-5,1	-5,6	-5,4	-5,4	-5,4	-5,1
14	Мощность новых скважин, тыс.т	2,8	0,0	0,0	5,6	5,6	16,6	16,2	10,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	2	2	5	8	10	10	9	9	9	9	9	9	8	8
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	2	2	5	8	10	10	9	9	9	9	9	9	8	8
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	1	0	0	1	1	3	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	1	1	1	2	2	5	8	10	10	9	9	9	9	9	9	8	8
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	8,7	8,7	9,9	14,9	17,4	21,0	25,3	28,2	30,5	32,7	34,6	36,5	38,3	40,1	39,9	39,6	39,4
25.1	в т.ч.: новых	8,7	0,0	0,0	18,1	18,4	18,7	18,8	18,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	12,0	12,2	22,6	30,9	37,8	43,7	49,1	54,4	59,4	64,2	68,0	71,3	74,1	76,6	77,7	78,8	79,8
26.1	в т.ч.: новых	12,0	0,0	0,0	15,0	17,0	19,0	21,0	23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	7,7	7,7	7,6	10,3	10,8	11,8	12,9	12,9	12,4	11,7	11,1	10,5	9,9	9,4	8,9	8,4	8,0
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	106,3	120,0	234,8	341,1	395,4	416,4	434,2	451,9	469,3	486,5	481,2	476,1	471,1
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	1,6	3,0	3,4	7,9	15,3	33,3	66,4	98,4	116,6	124,8	132,0	139,2	146,6	153,1	152,1	151,2	150,6
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	4,5	7,5	11,0	18,8	34,1	67,4	133,8	232,3	348,9	473,6	605,7	744,9	891,5	1044,6	1196,7	1347,9	1498,5
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	4,0	6,6	9,3	14,7	24,2	43,0	76,8	121,7	169,1	213,7	256,0	296,0	333,9	369,7	403,6	435,7	466,1
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,002	0,003	0,005	0,008	0,012	0,022	0,040	0,063	0,087	0,110	0,132	0,152	0,172	0,190	0,208	0,224	0,240
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	0,4	0,7	1,0	1,6	2,7	4,7	8,4	13,3	18,5	23,4	28,0	32,4	36,5	40,5	44,2	47,7	51,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,2	0,3	0,3	0,6	1,0	2,1	3,7	4,9	5,2	4,9	4,6	4,4	4,2	3,9	3,7	3,5	3,3
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,2	0,3	0,3	0,6	1,1	2,1	3,9	5,4	6,0	6,0	6,0	6,1	6,1	6,2	6,2	6,3	6,4
36	Закачка рабочего агента, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	19,5	41,6	81,4	118,3	137,5	144,4	150,6	156,7	163,2	168,7	166,9	165,1	163,8
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	19,5	61,1	142,5	260,7	398,2	542,6	693,2	849,9	1013,0	1181,7	1348,6	1513,7	1677,5
38	Компенсация отбора текущая, %	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
39	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,117	0,220	0,220	0,452	0,787	1,556	2,805	3,724	3,924	3,702	3,503	3,315	3,146	2,968	2,808	2,657	2,522
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,117	0,338	0,558	1,009	1,796	3,352	6,158	9,881	13,806	17,508	21,011	24,327	27,472	30,440	33,248	35,906	38,427



Продолжение таблицы 8.1.3

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды																
		2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	28,7	27,2	25,7	24,4	23,0	21,8	20,6	19,5	18,4	17,4	16,5	15,7	14,8	14,0	13,2	12,6	11,8
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	28,7	27,2	25,7	24,4	23,0	21,8	20,6	19,5	18,4	17,4	16,5	15,7	14,8	14,0	13,2	12,6	11,8
1.2	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
1.3	мех. способом	28,7	27,2	25,7	24,4	23,0	21,8	20,6	19,5	18,4	17,4	16,5	15,7	14,8	14,0	13,2	12,6	11,8
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из экспл. бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	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
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	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
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	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
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	30,4	28,7	27,2	25,7	24,4	23,0	21,8	20,6	19,5	18,4	17,4	16,5	15,7	14,8	14,0	13,2	12,6
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	30,4	28,7	27,2	25,7	24,4	23,0	21,8	20,6	19,5	18,4	17,4	16,5	15,7	14,8	14,0	13,2	12,6
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	28,7	27,2	25,7	24,4	23,0	21,8	20,6	19,5	18,4	17,4	16,5	15,7	14,8	14,0	13,2	12,6	11,8
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	-1,7	-1,5	-1,5	-1,3	-1,4	-1,2	-1,2	-1,1	-1,1	-1,0	-0,9	-0,8	-0,9	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	-5,6	-5,4	-5,4	-5,1	-5,6	-5,4	-5,4	-5,1	-5,6	-5,4	-5,4	-5,1	-5,6	-5,4	-5,4	-5,1	-5,6
14	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	8	8	8	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	8	8	8	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	8	8	8	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	39,1	38,9	38,6	38,4	38,1	37,9	37,7	37,4	37,2	36,9	36,7	36,5	36,2	36,0	35,8	35,6	35,3
25.1	в т.ч.: новых	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
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	80,8	81,7	82,6	83,4	84,2	84,9	85,7	86,3	87,0	87,6	88,2	88,8	89,3	89,8	90,3	90,8	91,2
26.1	в т.ч.: новых	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
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	7,5	7,1	6,7	6,4	6,0	5,7	5,4	5,1	4,8	4,6	4,3	4,1	3,9	3,7	3,5	3,3	3,1
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	466,2	461,5	456,9	452,4	448,1	443,8	439,7	435,6	431,6	427,8	424,0	420,3	416,6	413,1	409,6	406,2	402,8
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	149,3	148,3	147,4	146,8	145,5	144,6	143,7	143,1	141,8	140,9	140,0	139,5	138,3	137,4	136,5	136,0	134,8
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1647,7	1796,0	1943,4	2090,2	2235,7	2380,3	2523,9	2667,1	2808,9	2949,8	3089,9	3229,4	3367,6	3505,0	3641,5	3777,5	3912,3
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	494,8	521,9	547,6	572,0	595,0	616,8	637,4	656,9	675,3	692,8	709,3	725,0	739,8	753,7	767,0	779,5	791,4
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,254	0,268	0,282	0,294	0,306	0,317	0,328	0,338	0,347	0,356	0,365	0,373	0,380	0,388	0,394	0,401	0,407
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	54,1	57,1	59,9	62,6	65,1	67,5	69,7	71,9	73,9	75,8	77,6	79,3	80,9	82,5	83,9	85,3	86,6
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,1	3,0	2,8	2,7	2,5	2,4	2,3	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	6,4	6,5	6,6	6,7	6,7	6,8	6,9	7,1	7,2	7,3	7,5	7,7	7,8	8,0	8,3	8,5	8,8
36	Закачка рабочего агента, тыс.м³	161,7	160,0	158,4	157,3	155,4	153,9	152,5	151,5	149,7	148,3	147,0	146,1	144,5	143,2	142,0	141,2	139,7
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	1839,1	1999,2	2157,6	2314,9	2470,3	2624,2	2776,6	2928,1	3077,7	3226,1	3373,1	3519,2	3663,7	3806,9	3949,0	4090,2	4229,9
38	Компенсация отбора текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
39	Добыча нефтяного газа, млн.м³	2,379	2,251	2,130	2,021	1,907	1,805	1,708	1,620	1,529	1,447	1,369	1,299	1,225	1,160	1,097	1,041	0,982
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	40,807	43,058	45,188	47,209	49,116	50,921	52,629	54,249	55,778	57,224	58,593	59,892	61,117	62,277	63,374	64,415	65,398



Продолжение таблицы 8.1.3

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды															
		2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	11,2	10,6	10,1	9,5	9,0	8,5	8,1	7,6	7,2	6,8	6,5	6,1	5,8	5,5	5,2	4,9
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	11,2	10,6	10,1	9,5	9,0	8,5	8,1	7,6	7,2	6,8	6,5	6,1	5,8	5,5	5,2	4,9
1.2	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
1.3	мех. способом	11,2	10,6	10,1	9,5	9,0	8,5	8,1	7,6	7,2	6,8	6,5	6,1	5,8	5,5	5,2	4,9
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из экспл. бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	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
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	11,8	11,2	10,6	10,1	9,5	9,0	8,5	8,1	7,6	7,2	6,8	6,5	6,1	5,8	5,5	5,2
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	11,8	11,2	10,6	10,1	9,5	9,0	8,5	8,1	7,6	7,2	6,8	6,5	6,1	5,8	5,5	5,2
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	11,2	10,6	10,1	9,5	9,0	8,5	8,1	7,6	7,2	6,8	6,5	6,1	5,8	5,5	5,2	4,9
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	-0,6	-0,6	-0,5	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	-5,4	-5,4	-5,1	-5,6	-5,4	-5,4	-5,1	-5,6	-5,4	-5,4	-5,1	-5,6	-5,4	-5,4	-5,1	-5,6
14	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	35,1	34,9	34,7	34,4	34,2	34,0	33,8	33,6	33,4	33,2	32,9	32,7	32,5	32,3	32,1	31,9
25.1	в т.ч.: новых	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
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	91,6	92,0	92,4	92,8	93,1	93,4	93,8	94,1	94,3	94,6	94,9	95,1	95,3	95,6	95,8	96,0
26.1	в т.ч.: новых	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
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,9	2,8	2,6	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	399,6	396,3	393,2	390,0	387,0	384,0	381,0	378,1	375,2	372,4	369,6	366,9	364,2	361,5	358,9	356,3
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	133,9	133,1	132,6	131,4	130,5	129,7	129,2	128,1	127,3	126,5	126,0	124,9	124,1	123,3	122,8	121,7
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	4046,2	4179,3	4311,9	4443,3	4573,8	4703,5	4832,8	4960,9	5088,1	5214,6	5340,6	5465,4	5589,5	5712,8	5835,6	5957,3
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	802,6	813,2	823,3	832,8	841,8	850,3	858,3	865,9	873,2	880,0	886,4	892,5	898,3	903,8	909,0	913,9
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,413	0,418	0,423	0,428	0,433	0,437	0,441	0,445	0,449	0,452	0,456	0,459	0,462	0,465	0,467	0,470
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	87,8	89,0	90,1	91,1	92,1	93,0	93,9	94,7	95,5	96,3	97,0	97,7	98,3	98,9	99,4	100,0
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	9,1	9,5	10,0	10,5	11,1	11,8	12,7	13,7	15,0	16,7	19,0	22,1	26,9	34,9	50,8	100,0
36	Закачка рабочего агента, тыс.м ³	138,5	137,4	136,7	135,2	134,2	133,1	132,5	131,1	130,1	129,1	128,5	127,2	126,3	125,4	124,8	123,5
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	4368,4	4505,9	4642,6	4777,8	4912,0	5045,1	5177,6	5308,7	5438,8	5568,0	5696,5	5823,7	5950,0	6075,3	6200,1	6323,7
38	Компенсация отбора текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
39	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,930	0,880	0,835	0,787	0,745	0,705	0,669	0,631	0,597	0,565	0,536	0,506	0,479	0,453	0,430	0,406
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	66,327	67,207	68,042	68,829	69,574	70,279	70,948	71,579	72,177	72,742	73,278	73,784	74,263	74,716	75,146	75,552



Таблица 8.1.4-Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по III-му эксплуатационному объекту

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды																
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	3,9	7,2	7,1	9,6	13,3	16,4	20,1	20,7	19,3	17,8	16,5	15,2	14,1	13,1	12,1	11,2	10,4
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	0,0	7,2	7,1	6,9	10,7	13,9	17,7	20,7	19,3	17,8	16,5	15,2	14,1	13,1	12,1	11,2	10,4
1.2	новых скважин	3,9	0,0	0,0	2,7	2,6	2,5	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	3,9	7,2	7,1	9,6	13,3	16,4	20,1	20,7	19,3	17,8	16,5	15,2	14,1	13,1	12,1	11,2	10,4
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	3	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из экспл. бурения	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из консервации	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	7,0	0,0	0,0	14,8	14,4	13,8	13,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	552,0	0,0	0,0	182,5	183,0	182,5	182,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	1050	1050	1050	1050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,000	0,000	0,000	1,050	1,050	1,050	1,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,000	0,000	0,000	1,050	1,050	1,050	1,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	1095	0	0	366	365	365	365	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв. предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	7,7	0,0	0,0	5,4	5,3	5,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	0,0	0,0	7,2	7,1	6,9	10,7	13,9	17,7	20,7	19,3	17,8	16,5	15,2	14,1	13,1	12,1	11,2
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,0	7,7	7,2	7,1	12,3	15,9	18,9	22,5	20,7	19,3	17,8	16,5	15,2	14,1	13,1	12,1	11,2
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,0	7,2	7,1	6,9	10,7	13,9	17,7	20,7	19,3	17,8	16,5	15,2	14,1	13,1	12,1	11,2	10,4
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	0,0	-0,5	-0,1	-0,1	-1,7	-2,0	-1,2	-1,7	-1,5	-1,5	-1,3	-1,2	-1,1	-1,1	-1,0	-0,9	-0,8
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	0,0	-6,0	-2,0	-2,0	-13,5	-12,8	-6,4	-7,7	-7,2	-7,6	-7,4	-7,4	-7,2	-7,6	-7,4	-7,4	-7,2
14	Мощность новых скважин, тыс.т	7,7	0,0	0,0	5,4	5,3	5,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	4	4	5	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	3	3	3	4	4	5	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	3	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	3	3	3	4	4	5	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	7,0	7,0	7,0	8,3	9,1	9,6	10,5	10,8	10,8	10,7	10,7	10,7	10,6	10,6	10,6	10,6	10,5
25,1	в т.ч.: новых	7,0	0,0	0,0	14,8	15,2	15,0	14,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	0,0	1,0	2,9	4,8	7,4	11,0	15,5	20,9	26,6	31,8	36,7	41,2	45,4	49,3	52,9	56,3	59,4
26,1	в т.ч.: новых	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	8,0	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	7,0	6,9	6,8	7,9	8,4	8,6	8,9	8,5	7,9	7,3	6,8	6,3	5,8	5,4	5,0	4,6	4,3
28	Средняя приеминость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	55,4	74,2	94,3	102,2	100,0	97,9	96,0	94,2	92,5	91,0	89,5	88,1	86,8
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	3,9	7,3	7,3	10,1	14,4	18,4	23,8	26,2	26,2	26,1	26,0	25,9	25,9	25,8	25,7	25,6	25,6
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	3,9	11,1	18,1	27,7	41,0	57,4	77,5	98,3	117,5	135,3	151,8	167,0	181,1	194,2	206,3	217,5	227,9
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	3,9	11,1	18,1	27,7	41,0	57,4	77,5	98,3	117,5	135,3	151,8	167,0	181,1	194,2	206,3	217,5	227,9
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,005	0,015	0,024	0,037	0,055	0,077	0,104	0,132	0,158	0,182	0,205	0,225	0,244	0,262	0,278	0,293	0,307
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	1,1	3,2	5,2	8,0	11,8	16,5	22,3	28,3	33,9	39,0	43,7	48,1	52,2	56,0	59,5	62,7	65,7
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,1	2,1	2,0	2,8	3,8	4,7	5,8	6,0	5,5	5,1	4,7	4,4	4,1	3,8	3,5	3,2	3,0
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	1,1	2,1	2,1	2,9	4,2	5,4	6,9	7,7	7,7	7,7	7,8	7,8	7,9	7,9	7,9	8,0	8,0
36	Закачка рабочего агента, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	10,1	25,7	32,7	35,4	34,8	34,0	33,3	32,7	32,2	31,5	31,0	30,6	30,2
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	10,1	35,9	68,5	104,0	138,7	172,7	206,0	238,7	270,8	302,4	333,4	364,0	394,1
38	Компенсация отбора текущая, %	0	0	0	0	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
39	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,284	0,529	0,518	0,706	0,976	1,203	1,474	1,523	1,413	1,305	1,209	1,119	1,038	0,959	0,888	0,822	0,763
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,284	0,812	1,330	2,036	3,012	4,216	5,690	7,213	8,626	9,931	11,140	12,259	13,297	14,256	15,144	15,966	16,729



Продолжение таблицы 8.1.4

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды																
		2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	9,6	8,9	8,2	7,6	7,1	6,5	6,0	5,6	5,2	4,8	4,4	4,1	3,8	3,5	3,3	3,0	2,8
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	9,6	8,9	8,2	7,6	7,1	6,5	6,0	5,6	5,2	4,8	4,4	4,1	3,8	3,5	3,3	3,0	2,8
1.2	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
1.3	мех. способом	9,6	8,9	8,2	7,6	7,1	6,5	6,0	5,6	5,2	4,8	4,4	4,1	3,8	3,5	3,3	3,0	2,8
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из экспл. бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	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
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	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
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв. предыд. года в данном году, тыс.т	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
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	10,4	9,6	8,9	8,2	7,6	7,1	6,5	6,0	5,6	5,2	4,8	4,4	4,1	3,8	3,5	3,3	3,0
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	10,4	9,6	8,9	8,2	7,6	7,1	6,5	6,0	5,6	5,2	4,8	4,4	4,1	3,8	3,5	3,3	3,0
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	9,6	8,9	8,2	7,6	7,1	6,5	6,0	5,6	5,2	4,8	4,4	4,1	3,8	3,5	3,3	3,0	2,8
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	-0,8	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	-7,6	-7,4	-7,4	-7,2	-7,6	-7,4	-7,4	-7,2	-7,6	-7,4	-7,4	-7,2	-7,6	-7,4	-7,4	-7,2	-7,6
14	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	1	1	1
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	4	4	4	4	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	1	1	1
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	4	4	4	4	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	1	1	1
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	10,5	10,5	10,4	10,4	10,4	10,3	10,3	10,3	10,2	10,2	10,2	10,1	10,1	10,1	10,1	10,0	10,0
25.1	в т.ч.: новых	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
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	62,3	65,0	67,5	69,8	72,0	74,0	75,8	77,6	79,2	80,6	82,0	83,3	84,5	85,6	86,6	87,6	88,5
26.1	в т.ч.: новых	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
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,0	3,7	3,4	3,1	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,3	1,2	1,2
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	85,6	84,5	83,4	82,4	81,5	80,6	79,7	78,9	78,2	77,5	76,8	76,1	75,6	75,0	74,5	73,9	73,4
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	25,5	25,4	25,3	25,3	25,2	25,1	25,0	25,0	24,9	24,8	24,7	24,7	24,6	24,5	24,4	24,4	24,3
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	237,5	246,4	254,6	262,2	269,3	275,8	281,9	287,5	292,7	297,5	301,9	306,0	309,8	313,4	316,6	319,7	322,5
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	237,5	246,4	254,6	262,2	269,3	275,8	281,9	287,5	292,7	297,5	301,9	306,0	309,8	313,4	316,6	319,7	322,5
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,320	0,332	0,343	0,353	0,363	0,372	0,380	0,387	0,394	0,401	0,407	0,412	0,418	0,422	0,427	0,431	0,435
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	68,4	71,0	73,4	75,6	77,6	79,5	81,2	82,8	84,3	85,7	87,0	88,2	89,3	90,3	91,2	92,1	92,9
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,8	2,6	2,4	2,2	2,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,1	8,1	8,2	8,3	8,3	8,4	8,5	8,6	8,7	8,8	9,0	9,1	9,3	9,5	9,7	10,0	10,2
36	Закачка рабочего агента, тыс.м³	29,7	29,3	28,9	28,6	28,2	27,9	27,6	27,4	27,1	26,9	26,6	26,5	26,2	26,0	25,8	25,7	25,5
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	423,8	453,1	482,1	510,7	538,9	566,9	594,5	622,0	649,1	675,9	702,6	729,1	755,3	781,3	807,1	832,8	858,2
38	Компенсация отбора текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
39	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,705	0,652	0,604	0,561	0,518	0,479	0,444	0,412	0,380	0,352	0,326	0,303	0,279	0,259	0,240	0,222	0,205
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	17,434	18,086	18,690	19,251	19,768	20,248	20,692	21,103	21,484	21,836	22,162	22,465	22,744	23,003	23,243	23,465	23,670



Продолжение таблицы 8.1.4

№№ п/п	Показатели	Годы и периоды															
		2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	2,6	2,4	2,2	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8
1.1	в т.ч.: из переходящих скважин	2,6	2,4	2,2	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8
1.2	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
1.3	мех. способом	2,6	2,4	2,2	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч.: из экспл. бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Общее число дней работы новых скважин, сут	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
5	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.1	в т.ч.: добывающих скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6.2	нагнетательных и специальных скважин	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	Расчетное время работы новых скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расчетная добыча нефти из новых скв предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	2,8	2,6	2,4	2,2	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	2,8	2,6	2,4	2,2	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	2,6	2,4	2,2	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	-7,4	-7,4	-7,2	-7,6	-7,4	-7,4	-7,2	-7,6	-7,4	-7,4	-7,2	-7,6	-7,4	-7,4	-7,2	-7,6
14	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд механизированных скважин, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Перевод доб. скважин в нагнетательный фонд, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	10,0	9,9	9,9	9,9	9,9	9,8	9,8	9,8	9,7	9,7	9,7	9,7	9,6	9,6	9,6	9,5
25,1	в т.ч.: новых	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
26	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	89,3	90,1	90,8	91,4	92,0	92,6	93,1	93,6	94,1	94,5	94,9	95,3	95,6	95,9	96,2	96,5
26,1	в т.ч.: новых	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
27	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3
28	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	73,0	72,5	72,0	71,6	71,2	70,9	70,5	70,1	69,8	69,4	69,1	68,8	68,5	68,2	67,9	67,6
29	Добыча жидкости всего, тыс.т	24,2	24,1	24,1	24,0	23,9	23,9	23,8	23,7	23,6	23,6	23,6	23,4	23,4	23,3	23,3	23,2
30	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	325,0	327,4	329,7	331,7	333,6	335,4	337,0	338,5	339,9	341,2	342,4	343,5	344,6	345,5	346,4	347,2
31	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	325,0	327,4	329,7	331,7	333,6	335,4	337,0	338,5	339,9	341,2	342,4	343,5	344,6	345,5	346,4	347,2
32	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,438	0,441	0,444	0,447	0,450	0,452	0,454	0,456	0,458	0,460	0,461	0,463	0,464	0,466	0,467	0,468
33	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	93,7	94,4	95,0	95,6	96,1	96,7	97,1	97,6	98,0	98,3	98,7	99,0	99,3	99,6	99,8	100,1
34	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
35	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	10,6	10,9	11,4	11,9	12,5	13,2	14,1	15,1	16,5	18,3	20,8	24,3	29,7	39,1	59,6	100,0
36	Закачка рабочего агента, тыс.м³	25,3	25,1	25,0	24,8	24,7	24,6	24,5	24,3	24,2	24,1	24,0	23,9	23,8	23,6	23,6	23,5
37	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	883,5	908,7	933,7	958,6	983,3	1007,8	1032,3	1056,6	1080,8	1104,9	1128,9	1152,8	1176,6	1200,2	1223,8	1247,3
38	Компенсация отбора текущая, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
39	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,190	0,176	0,163	0,151	0,140	0,129	0,120	0,111	0,103	0,095	0,088	0,081	0,075	0,070	0,065	0,060
40	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	23,860	24,036	24,200	24,351	24,490	24,620	24,740	24,851	24,953	25,048	25,136	25,218	25,293	25,363	25,428	25,488



9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Эффективность контроля за процессом пробной эксплуатации зависит от наличия полной и качественной информации о гидродинамических параметрах продуктивных пластов, емкостно-фильтрационных свойствах пластов-коллекторов, техническом состоянии скважин и т.д. В связи с этим, для получения более полной информации, в данном проекте предусмотрен комплекс необходимого объема исследовательских работ.

Получение такой информации обеспечивается качественным выполнением комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических методов исследований пластов и скважин в сочетании с промысловыми данными и результатами лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.

В таблице 9.1.1 представлен рекомендуемый комплекс исследовательских работ на месторождении Бестобе.

9.1. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

В процессе бурения эксплуатационных скважин промыслово-геофизические исследования (ГИС) должны проводиться по двум направлениям:

1. В открытом стволе после окончания проводки скважины;
2. В эксплуатационных скважинах – исследования по контролю за разработкой.

Исследования в открытом стволе.

Исходя из анализа материалов качественной и количественной интерпретации геофизических исследований в скважинах, выходящих из бурения, с целью расчленения разреза на коллекторы и вмещающие, выделения эффективных газо-, нефте- и водонасыщенных толщин и определения характера их насыщения, оценки фильтрационно-емкостных свойств, наиболее рационально выполнение следующего комплекса промыслово-геофизических исследований в открытом стволе.

Общие исследования по всему стволу в масштабе глубин 1:500: запись кажущегося сопротивления КС; боковой каротаж (БК); самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность (ГК); нейтронный каротаж (НК).

Детальные исследования в интервалах продуктивных отложений в масштабе глубин 1:200, включают в себя: запись кажущегося сопротивления (КС); самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность (ГК); нейтронный каротаж (НК); индукционный каротаж (ИК); боковой каротаж (БК); микробоковой каротаж (МБК); акустический каротаж по скорости пробега упругих волн (АК); плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П).

Для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве необходимо выполнить инклинометрию.



Особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн – акустической цементометрии (АКЦ).

Исследования в эксплуатационной скважине

В период промышленной разработки месторождения основными задачами промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС) за разработкой являются: изучение охвата процессом дренирования продуктивных пластов; изучение профиля притока пластового флюида; исследования динамики продуктивности и энергетического состояния объектов эксплуатации; контроль за текущим положением водонефтяного контакта; контроль технического состояния обсадных колонн и качеством их цементирования.

Результаты интерпретации геофизических исследований по контролю используются также: для разработки геолого-технических мероприятий при оперативной оценке работы скважин в процессе их эксплуатации; в расчетах, проводимых по результатам гидродинамических исследований; при оценке эффективности обработок призабойной зоны, проводимых для интенсификации добычи.

Для решения поставленных задач в добывающих скважинах комплекс ГИС обычно включает высокоточную термометрию (ВТ) и барометрию для изучения распределения по всему стволу температуры и давления.

В интервале перфорации помимо термометрии и барометрии комплекс содержит: гамма-каротаж (ГК) – для привязки методов ГИС к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий; локатор муфт (ЛМ); механическую ((РГД) и термокондуктивную (СТД) дебитометрии – для определения профиля притока пластового флюида; влагометрию (ВГД) – для обнаружения мест притока воды и установления водонефтяного раздела в стволе скважины; плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК) – для разделения пластового флюида в стволе скважины на составляющие компоненты – газ, нефть, вода.

В скважинах, расположенных вблизи ВНК, в комплекс следует включить резистивиметрию для обнаружения начальных признаков обводнения.

В процессе эксплуатации каждой скважины комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от работы скважины и состава поступающего пластового флюида.

В соответствии с «Едиными правилами...» (20) первые исследования методами ГИС по контролю проводятся после вызова притока и достижения устойчивого режима работы скважины. Последующие исследования проводятся после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважин, изменений состава добываемого флюида.



Неотъемлемой частью контроля за разработкой месторождения является контроль за техническим состоянием скважин, в задачу которого входит выявление нарушений герметичности цементного кольца и обсадной колонны.

Такой контроль на месторождении с начала разработки осуществляется следующим образом: первоначальные исследования проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения, спуска обсадной колонны и цементации для определения высоты подъема цемента и сцепления цементного камня с колонной. Данные этих исследований используются также в качестве фоновых измерений для изучения динамики образования дефектов в процессе эксплуатации скважины.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, интервалов затрубной циркуляции проводятся повторные исследования АКЦ, исследования толщиномером-дефектомером (СГДТ), а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн – метод естественной гамма-активности, расходомерию, локатор муфт, термометрию, причем термометрию проводят по всему стволу скважины.

Анализ материалов геофизических исследований, наряду с промысловыми данными позволит выделить работающие интервалы, определить профиль притока и характер поступающей из пласта жидкости, отбить водонефтяной контакт, контролировать глубину спуска башмака НКТ, следить за техническим состоянием колонн и выявлять интервалы межколонных перетоков.

ГИС в действующих скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

9.2. Комплекс физико-химических исследований нефти, газа и воды

Цель исследований нефти, нефтяного газа и пластовой воды состоит в получении исчерпывающих данных об их свойствах и составе, которые в пределах продуктивных горизонтов месторождений, как правило, непостоянны.

Игнорирование неоднородности свойств нефти по площади залежи и отсутствие контроля за изменением физико-химических свойств в процессе эксплуатации месторождения могут привести к серьезным ошибкам при прогнозировании параметров разработки месторождения.

В связи с обширной областью применения результатов исследования нефти, нефтяного газа и пластовой воды, требующихся для проектирования разработки месторождения, при проектировании промыслового оборудования, а также при решении многих других задач нефтедобычи, нефтесбора и нефтетранспорта необходим большой комплекс исследований, в который входят:



- физические параметры нефти в условиях пласта, включающие в себя давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадка нефти, температуру насыщения нефти парафином;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти; содержание неуглеводородных (азота, углекислого газа, сероводорода, гелия) и углеводородных (метана, этана, пропана, бутанов, пентанов, гексанов и высших) компонентов;
- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и температуры;
- исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;
- физико-химическая характеристика дегазированной нефти, в которую входят следующие параметры – плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования в соответствии с действующими в отрасли стандартами.

Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируется в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Главным условием отбора качественных глубинных проб является наличие однофазного притока пластовых флюидов на забой скважины, что возможно при превышении забойного давления над давлением насыщения. Отбор качественных проб пластовой нефти в условиях предельной или близкой к предельной насыщенности нефти газом имеет ряд особенностей и трудностей.

Для отбора качественных глубинных проб необходимо правильно подготовить скважину, главным условием, которого является работа скважины только на минимальном режиме.

Подготовка скважины для отбора глубинных проб выполняется в следующем порядке:

- оборудование устья скважины лубрикаторной площадкой;
- предварительная отработка скважины в течение трех суток на минимальном



режиме;

- остановка скважины на восстановление пластового давления;
- замер пластового давления и пластовой температуры;
- пуск скважины на минимальном режиме;
- отбор не менее трех проб пластовой нефти.

Порядок выполнения экспериментов на установке высокого давления в зависимости от комплексов исследований (обязательный, расширенный или плотный) и методики расчетов определены ОСТ 39-112-80. По результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти строятся графические зависимости газосодержания, плотности пластовой нефти и объемного коэффициента от давления.

По месторождению Бестобе для получения исчерпывающей информации рекомендуется продолжить отбор и изучение глубинных проб.

По отобранным пробам выполнить полный комплекс исследований, в который входят следующие характеристики: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, плотность, вязкость, молекулярная масса, структурно-механические свойства, коэффициенты сжимаемости и термического расширения пластовой нефти, компонентный состав газа, пластовой и дегазированной нефти. Кроме того, должно быть выполнено дифференциальное разгазирование с определением вышеперечисленных характеристик в зависимости от давления и температуры.

Как известно, глубинные пробы, отобранные из поисковой скважины КМ-4, признаны некондиционными. В период испытания из оценочной скважины КМ-4_1 была отобрана глубинная проба нефти, приуроченная к горизонту М-0-3, а также из оценочной скважины Б-10 – из интервала М-0-7 горизонта. Отобранные глубинные пробы, судя по свойствам, вызывают сомнение.

Так, по горизонту М-0-7 (район скважины Б-10), в которой установлена газовая шапка, давление насыщения составило 2,9 МПа, при пластовом 8,7 МПа, т.е. нефть в пластовых условиях недонасыщена газом, чего априори не должно быть в газонефтяных залежах. Вместе с тем, нефть характеризуется низким газосодержанием 64,5 м³/т. По горизонту М-0-3 давление насыщения составило 1,0 МПа, газосодержание пластовой нефти – 8,1 м³/т и это при плотности нефти в дегазированном состоянии 0,768 г/см³.

После утверждения и согласно рекомендациям действующего второго дополнения к проекту пробной эксплуатации (17), дополнительно глубинные пробы не отбирались и не изучались.

Учитывая вышеизложенное, во всех рекомендованных к вводу в эксплуатацию из



бурения проектных скважинах, при получении притока нефти, необходимо произвести отбор и анализ не менее 3-х проб нефти в пластовых и поверхностных условиях, по каждому продуктивному горизонту. По скважинам, вводимым из временной консервации как возвратные, так и основные эксплуатационные объекты, рекомендуется провести разовые отборы и исследования глубинных и поверхностных проб нефти.

Периодичность отбора и исследования глубинных и поверхностных проб нефти: по новым скважинам вводимых в эксплуатацию из бурения – разовые; по переходящим скважинам – не менее одного раза в два года.

Контроль за свойствами и составом пластовой воды необходимо вести по следующим основополагающим показателям:

- физико-химическая характеристика воды, в которую входят физические параметры – плотность, вязкость, температура, водородный показатель (pH) и химические параметры – 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;
- микробиологический анализ – определение количества сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) в попутно-добываемой воде обводняющихся скважин.

Данные исследования по пластовым водам включают отбор проб и определение физико-химического и микробиологического состава вод с периодичностью 1 раз в год при наличии воды в добывающих скважинах.

9.3. Комплекс гидродинамических исследований скважин и пластов

Рекомендуется предусматривать надежный контроль за изменением технологических параметров работы скважин и промысловых характеристик пластовой системы в течение всего времени реализации проектного документа. В связи с этим приводится минимально необходимый объем исследовательских работ:

1. Изучение режима работы продуктивной толщи по данным длительной эксплуатации скважин.

Важнейшим критерием рациональности разработки залежи является расход естественной пластовой энергии на единицу добычи нефти, который контролируется следующими характеристиками: снижение пластового давления на единицу добычи нефти; изменение профиля притока нефти.

В соответствии с этим необходимо организовать контроль за изменением забойного давления, пластового давления, температуры при длительной работе скважин



на постоянном режиме; на каждом установившемся режиме проводить исследование притока дебитометром.

2. Изучение дебитной характеристики скважин. Определить характер устойчивости дебитов скважин при различных режимах работы. Контроль за выносом механических примесей для оценки устойчивости коллекторов. Для оценки текущей продуктивности скважин в конце каждого периода длительной эксплуатации на одном режиме проводится гидродинамическое исследование скважин методом установившихся отборов (прослеживание уровня). Таким образом, будет возможность сравнения длительных и кратковременных режимных характеристик продуктивной толщи.

Исследования методом установившихся отборов (МУО).

При исследовании работы скважин на трех режимах необходимо замерить ее дебиты и забойное давление (динамический уровень), а также измерить пластовое давление в остановленной скважине.

Исследования МУО/МУУ в период промышленной эксплуатации должны проводиться как разовые по всем новым скважинам перед вводом в эксплуатацию, а также по переходящим скважинам – при изменении режима работы (перед и после проведения ГТМ и оптимизации режима работы скважины). Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор, и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность и содержание механических примесей. На основании данных исследования строятся индикаторная диаграмма (зависимость дебит – депрессия на забое).

Метод установившихся отборов/уровней (МУО/МУУ) позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины, а также оценить значение комплексного параметра – гидропроводности пласта.

Исследования методом восстановления давления/уровня (КВД/КВУ).

Метод восстановления давления/уровня (КВД/КВУ) также используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств в районе этих скважин.

В процессе исследования методом восстановления давления/уровня регистрируется забойное давление (динамический уровень) добывающей скважины при ее эксплуатации на установившемся режиме (с постоянным дебитом жидкости) и изменение забойного давления (статического уровня) после остановки скважины. До остановки скважины на исследовании КВД/КВУ необходимым условием является работа скважины в течение продолжительного времени на установившемся режиме. Наиболее точные результаты



исследования обеспечивает непосредственная регистрация давлений на забоях скважин при помощи глубинных манометров. При исследовании добывающих скважин, имеющих избыточное буферное и затрубное давление, одновременно с регистрацией КВД/КВУ на забое регистрируется изменение буферного и затрубного давления. Эта информация используется при обработке КВД/КВУ, с учетом дополнительного притока жидкости. Перед остановкой скважин должны быть определены с возможно большей точностью дебит скважины и обводненность ее продукции.

Исследования скважин методом восстановления давления (КВД/КВУ) в период промышленной эксплуатации должны проводиться в виде разовых исследований по всем новым скважинам, по переходящим скважинам – при изменении режима работы (перед и после проведения ГТМ и оптимизации режима работы скважины).

В результате обработки материалов исследований скважин методом восстановления давления определяются комплексные параметры: гидропроводность и отношение пьезопроводности к приведенному радиусу скважины, а также проницаемость пласта в зоне вокруг скважины, коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях.

В процессе промышленной добычи рекомендуется замерять пластовые и забойные давления (статические и динамические уровни жидкости в скважинах), периодичность замера пластового давления (статического уровня) два раза в год, забойного давления (динамического уровня) – раз в квартал. Замеры давлений (уровней) должны производиться в каждой действующей скважине.

Согласно «Единые правила...» (20), в обязательный комплекс промысловых измерений входят: замеры промыслового газового фактора и определение обводненности продукции скважин.

Разработку эксплуатационных объектов месторождения Бестобе планируется вести с поддержанием пластового давления, нагнетанием попутно-добываемой воды. Тестовые замеры газового фактора должны производиться с периодичностью 1 раз в год при пластовом и забойном давлениях больше давления насыщения и 1 раз в квартал – при давлениях ниже давления насыщения нефти газом.

Замеры обводненности скважин осуществляются с периодичностью, зависящей от состояния их обводнения:

- ✓ по безводным скважинам – ежемесячно;
- ✓ по обводнившимся скважинам – 1 раз в 7 дней.



Замеры дебита скважины по нефти, жидкости, устьевого, трубного и затрубного давлений рекомендуется производить ежедневно.

Согласно рекомендациям п. 105 «Единые правила...» (20), для обоснования эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом необходимо обязательно провести дополнительные специальные режимные исследования скважин, по определению степени уменьшения коэффициента продуктивности от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом. При этом, исследования рекомендуется провести с отработкой на каждом диаметре штуцера (не менее трех режимов) не менее 30-45 суток, при этом: на первом режиме забойное давление должно быть выше давления насыщения нефти газом, а при последующих – ниже.

Такие исследования рекомендуется произвести в подготовительный период на скважинах Б-7, Б-9 и КМ-4, которые будут эксплуатироваться на трех основных эксплуатационных объектах.

После уточнения основных свойств нефти в пластовых условиях, а также проведения специальных режимных исследований, на скважинах рекомендуется установить и придерживаться оптимальных режимов работы.

В обязательный комплекс исследований также рекомендуется включить исследование скважины Б-10, но не ограничиваясь ею, по определению приемистости пластов-коллекторов, не менее чем на 3-х режимах, по результатам чего принять оптимальный режим для пробной закачки воды. Продолжительность исследования – не менее 10 суток. Рекомендуется придерживаться к качеству закачиваемой воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007.

При возможности недропользователю рекомендуется провести специальные исследования в скважине Б-10 по гидропрослушиванию или закачке «меченной» жидкости, для изучения вопроса влияния законтурной закачки на динамику изменения пластового давления в продуктивной части продуктивных горизонтов.



Таблица 9.1.1-Рекомендуемый комплекс исследовательских работ

№№ п/п	Виды исследований	Периодичность
1. Геофизические исследования		
1.1	Общие геофизические исследования (М 1:500) методами ПС (SP), КС, БК (DLL), ГК (GR), НК (CN), КВ (CALI), инклинометрия (ORIT)	Разовые исследования во вновь пробуренных скважинах
1.2	Детальные геофизические исследования в продуктивной части разреза (М 1:200) методами ПС (SP), КС, индукционный широкополосный многозондовый каротаж ВИКИЗ (HDIL/AIT), БК (DLL), МБК (MLL), ГК (GR), НК (CN), КВ (CALI), АК (DT), литоплотностной каротаж ГТКП (ZDL)	Разовые исследования во вновь пробуренных скважинах
1.3	Определение положения флюидных контактов и коллекторских свойств пластов-коллекторов RCI / MDT	По мере необходимости
1.4	Геофизические исследования в колонне: - уточнение выбора объекта и привязка к разрезу методами ЛМ (CCL), ГК (GR), ИНК (PNL), ТМ (TEMP); - контроль притока методами ЛМ (CCL), ИНК (PNL), ГК (GR), ТМ (TEMP), расходомерия, влагомерия, барометрия, резистивиметрия	Разовые исследования во вновь пробуренных скважинах. В процессе эксплуатации – по мере необходимости
1.5	Определение технического состояния обсадных колонн и цементного камня методами ЛМ (CCL), АКЦ (CBL)	Разовые исследования во вновь пробуренных скважинах. В процессе эксплуатации – по мере необходимости
2. Отбор и исследование проб нефти, газа и воды		
2.1	Отбор и исследование глубинных проб нефти и растворенного газа	Во всех вновь пробуренных скважинах – разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в два года
2.2	Отбор и исследование поверхностных проб нефти и газа	Во всех вновь пробуренных скважинах – разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в год
2.3	Отбор и исследование проб пластовой воды	Во всех вновь пробуренных скважинах – разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в год
2.4	Определение источников обводненности	Во всех действующих скважинах – разовые исследования
3. Гидродинамические и промысловые исследования		
3.1	Замер дебитов нефти, жидкости, буферного и затрубного давления	Ежедневно по всем скважинам
3.2	Определение обводненности добываемой продукции	По скважинам с высокой обводненностью – раз в неделю, по остальным – не менее одного раза в месяц
3.3	Определение газового фактора	При $R_{пл}$ и $R_{зоб} > R_{нас}$ – раз в год и при $R_{пл}$ и $R_{зоб} < R_{нас}$ – ежемесячно
3.4	Определение пластового давления (статического уровня) и температуры	По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в полугодие
3.5	Определение забойного давления (динамического уровня)	По переходящему фонду скважин – не менее одного раза в квартал



Продолжение таблицы 9.1.1

№№ п/п	Виды исследований	Периодичность
3.6	Исследования МУО (не менее 3-х режимов)	Во всех вновь пробуренных скважинах – разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – перед и после проведения ГТМ и оптимизации режимов работы скважин
3.7	Исследования методом КВД/КВУ	Во всех вновь пробуренных скважинах – разовые, перед вводом в эксплуатацию. По переходящему фонду скважин – перед и после проведения ГТМ и оптимизации режимов работы скважин
3.8	Специальные режимные исследования по определению изменения коэффициента продуктивности от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом, согласно рекомендациям «Единые правила...»	На каждом эксплуатационном объекте по одной добывающей скважине, не менее чем на 3-х режимах, с продолжительностью не менее 30-45 суток
3.9	Исследование скважин и пластов-коллекторов на приемистость продуктивных пластов-коллекторов	Исследования рекомендуется провести в существующей скважине Б-10, но не ограничиваясь ею, не менее чем на 3-х режимах, с продолжительностью исследования – не менее 10 суток.



10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Сущность проблемы охраны недр и окружающей среды состоит в обеспечении рационального использования природных ресурсов и безопасном проведении работ на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Охрана и рациональное использование природных ресурсов в условиях высоких темпов развития производства является одной из важнейших социальных и экономических задач.

Промышленность, связанная с добычей и подготовкой нефти, относится к числу основных отраслей – загрязнителей. Наибольшую опасность представляет загрязнение гидросферы, атмосферы, земельных ресурсов и недр. Различные по химическому составу твердые отходы, а также сточные воды, образующиеся при нефтедобыче, загрязняя почвогрунты, поверхностные и грунтовые воды, ухудшают их санитарно-гигиеническое состояние и снижают биологическую продуктивность.

В связи с этим необходимы особые меры по охране недр и окружающей среды.

Планирование мероприятий по охране окружающей среды осуществляется инициатором хозяйственной деятельности. Мероприятия по охране недр и окружающей среды в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на другие объекты окружающей среды – атмосферу, поверхностные и подземные воды, почвенные и земельные ресурсы, флору и фауну, и социально-экономические аспекты, должны обеспечить формирование системы экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства в окружающую среду в районе разрабатываемого месторождения.

Данным разделом предусмотрены мероприятия, снижающие в процессе разработки месторождения Бестобе, загрязнение водных ресурсов, атмосферного воздуха, почв, растительного и животного мира.

Добыча нефти и газа по воздействию на природные комплексы относится к экологически опасным видам хозяйственной деятельности. Влияние её сказывается на компонентах природной среды – атмосферном воздухе, рельефе местности, подземных и поверхностных водах, животном мире, растительности, почве и, в конечном итоге, на человеке.

10.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Бестобе являются технологическое оборудование, системы и сооружения основного и вспомогательного производств, необходимые для добычи, сбора и транспорта продукции (углеводородного сырья).



Учитывая продолжительность ведения работ, площадь воздействия, расположение источников воздействия на атмосферный воздух, отсутствие крупных источников загрязнения атмосферы, способность атмосферы к самоочищению при незначительном вкладе в загрязнение от объектов воздействия, качество атмосферного воздуха, практически, сохранится на прежнем уровне.

Основными мероприятиями по уменьшению образования загрязняющих веществ и охране атмосферного воздуха в процессе разработки месторождения являются:

- использование современных новых технологий, а также современного нефтяного оборудования и строительной техники с минимальными выбросами в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- временное прекращение плановых ремонтов, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования и трубопроводов;
- герметизированная система сбора и подготовки газа с технологическим режимом по нормам проектирования, с целью уменьшения объема выбросов вредных веществ в атмосферу при возможных авариях;
- эксплуатация аппаратов, работающих под давлением, должна производиться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности;
- проведение мониторинговых исследований за состоянием атмосферного воздуха.

10.2. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая может возникнуть в процессе разработки месторождения Бестобе, проектом предусмотрен ряд мер по предотвращению негативного воздействия планируемых работ на компоненты окружающей среды:

- производственные процессы исключают какие-либо стоки с площадок



технологических сооружений на рельеф;

- обвалование технологических площадок, исключающее разлив нефтепродуктов на рельеф;
- внедрение системы автоматики и телемеханики, обеспечивающих работу системы сбора и транспорта углеводородного сырья в безаварийном режиме;
- обеспечение регулярного режима наблюдений за уровнем и качеством грунтовых вод на месторождении.

Мероприятия по снижению воздействия на подземные воды условно можно разделить на две группы: общие меры и мероприятия по защите непосредственно грунтовых вод. Они в свою очередь делятся на технические и технологические меры для первой группы и профилактические и специальные для второй группы.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- выбор такого местоположения загрязняющего объекта, при котором его отрицательное воздействие на окружающую среду и грунтовые воды, в частности, будет минимальным;
- оценка воздействия проектируемого объекта на грунтовые воды и окружающую среду;
- изучение защищенности грунтовых вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения грунтовых вод.

К специальным мероприятиям относятся:

- ликвидация областей загрязнения подземных вод путем откачки их из центра области загрязнения;
- откачку загрязненных подземных вод для локализации области загрязнения и недопущения дальнейшего распространения загрязняющих веществ по водоносному горизонту.

Осуществление специальных защитных мероприятий требует больших материальных затрат и зачастую сопряжено со значительными техническими трудностями. Особенно сложным является сброс больших количеств откачиваемых загрязненных подземных вод. Поэтому в охране подземных вод важное значение имеют профилактические мероприятия.



10.3. Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова при разработке месторождения необходимо:

- систематизировать движение наземных видов транспорта;
- движение наземных видов транспорта осуществлять только по имеющимся и отведенным дорогам;
- производить захоронение отходов только на специально оборудованных полигонах;
- до минимума сократить объемы земляных работ по срезке или выравниванию рельефа;
- бережно относиться и сохранять растительность;
- разработать и строго выполнять мероприятия по сохранению почвенных покровов, исключению эрозионных, склоновых и др. негативных процессов изменения природного ландшафта.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами в соответствии с нормативными требованиями в Республике Казахстан («Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр») запланированы:

- инвентаризация, сбор отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и на специально оборудованных площадках;
- контроль выполнения запланированных мероприятий;
- обучение работающего персонала экологически безопасным методам ведения работ.

Для объективной оценки влияния загрязнения на почвы необходимо учитывать их устойчивость к загрязнению. Степень устойчивости почвы к химическим загрязняющим веществам оценивают по отношению к конкретному химическому загрязняющему веществу. Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы данной территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью. К местам повышенного риска загрязнения почвенного покрова месторождения относятся участки, непосредственно прилегающие к площадкам скважин и местам транспортировки в пределах месторождения.



Программой производственного мониторинга на месторождении предусматривается система наблюдений за почвами месторождения, которая заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению на предмет определения их загрязнения нефтью, химическими реагентами, солями, тяжелыми металлами и т.д.

В районе проведения запроектированных работ необходимо обеспечение следующих мероприятий по охране животного мира:

- защита окружающей воздушной среды;
- защиту поверхностных, подземных вод от техногенного воздействия;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- ввести на территории месторождения запрет на охоту;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- проектные решения по обустройству месторождения принять с учетом требований РК в области охраны окружающей среды, включая проведение работ по технической рекультивации после окончания работ.

Основными требованиями по сохранению объектов флоры и фауны является:

- сохранение фрагментов естественных экосистем,
- предотвращение случайной гибели животных и растений,
- создание условий производственной дисциплины, исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

В целях предупреждения нарушения почвенно-растительного покрова и для охраны животного мира при разработке месторождения намечаются нижеследующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- принятие административных мер в целях пресечения браконьерства на территории месторождения;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производить только на специально оборудованных полигонах;
- поддержание в чистоте территории площадок и прилегающих площадей;



- исключение проливов нефти и нефтепродуктов, своевременная их ликвидация;
- проведение на заключительном этапе обустройства месторождения технической рекультивации.
- организация и проведение мониторинговых работ.

10.4. Мероприятия по защите окружающей среды от негативного действия отходов

Процесс разработки месторождения Бестобе сопровождается образованием различных видов отходов, временное хранение которых, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками воздействия на различные компоненты окружающей среды. Для минимизации воздействия влияния отходов на процесс жизнедеятельности окружающей среды необходима четко работающая схема сбора, хранения и утилизации отходов производства и потребления с учетом всех современных средств и технологий в этой области.

В целях более полного обеспечения защиты окружающей среды от отрицательного воздействия отходов разработаны организационно-технические мероприятия по снижению негативного воздействия и предотвращению загрязнения компонентов окружающей природной среды отходами производства и потребления.

Основными мероприятиями по уменьшению влияния отходов производства на окружающую среду являются:

- содержание производственной территории в должном санитарном состоянии;
- совершенствование технологических процессов с целью минимизации образования отходов производства, достижения уровня безотходного производства;
- осуществление дозировки химических реагентов только в специально оборудованных местах, исключающих их попадание в почву и водные объекты;
- разработка методов нейтрализации парящих отходов;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов, технологий;
- предотвращение смешивания различных видов отходов;
- организация максимально возможного вторичного использования отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- сбор и безопасная для окружающей среды утилизация всех категорий сточных вод и отходов;



Суммарное воздействие всех отходов, так или иначе, затрагивает все компоненты окружающей природной среды.

10.5. Охрана недр

В целях наиболее организованного подхода к проведению мероприятий по охране недр деятельность нефтегазового предприятия по недропользованию должна проводиться в рамках директивных документов и нормативных требований, в соответствии с законами Республики Казахстан о недрах и по согласованию с местными и республиканскими недроохранными и природоохранными контролирующими органами.

Мероприятия по охране недр должны быть, прежде всего, направлены на высокую экологическую и экономическую эффективность при наименьшем отрицательном воздействии на состояние окружающей среды.

Мероприятия по охране недр в процессе разработки месторождения предусматривают:

- геологические исследования, направленные на полную и достоверную оценку месторождения;
 - рациональное и комплексное использование природных ресурсов на всех этапах технологического процесса;
 - полное извлечение нефти и газа;
 - защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных бедствий, усложняющих эксплуатацию месторождения;
 - предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
 - учет и контроль запасов основных полезных ископаемых;
 - осуществления технических решений по предотвращению потерь нефти вследствие нарушений технологии разработки и эксплуатации нефтяных скважин, приводящих к обводнению и дегазации скважин;
 - предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин, перетоков нефти, газа и воды в пласте;
 - изоляцию пробуренных нефтяных, газовых скважин;
 - герметичность обсадных колонн и надежность их цементирования;
 - правильное выполнение работ по ликвидации и консервации скважин.
- Общими экологическими требованиями на стадиях недропользования являются:
- сохранение земной поверхности;
 - предотвращение техногенного опустынивания;



- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель в связи со строительством дорог, скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов добычи и переработки минерального сырья;
- предотвращение ветровой эрозии почвы, отвалов и отходов производства;
- изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
- предотвращения истощения и загрязнения подземных вод;

Основу охраны недр составляют полнота и достоверность гидрогеологического, геологического, экологического, инженерно-геологического и технологического изучения объектов недропользования.

10.6. Мероприятия по ликвидации аварий

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при эксплуатации промышленных объектов на предприятии разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий.

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

- Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;
- Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;
- Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведут контроль за планировочными работами;
- Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;
- Проводится контроль технического состояния оборудования;



- Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;
- При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;
- Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;
- Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;
- Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;
- Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;
- Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.
- Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;
- Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;
- Задействована система автоматического контроля, включающая аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;
- Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором РК;



➤ Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках устанавливаются передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголок по технике безопасности.

Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ при эксплуатации месторождений.

10.7. Противоэпидемическая безопасность

Эпидемиологическая ситуация по группе острых кишечных инфекций (ОКИ) в основном определяется уровнем санитарной благоустроенности населенных мест. Заболеваемость ОКИ, связанная с водным фактором распространения инфекции, регистрируется преимущественно в летне-осенний период, что обусловлено большей степенью контакта населения с водой.

Основные противоэпидемические мероприятия:

- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- инженерно-техническим работникам вменяется в обязанность организация и контроль санитарного просвещения персонала по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- в связи с сезонной регистрацией чумы персонал, работающий на перемещении грунта, планировке, ремонтных работах, должен обеспечиваться защитной обувью (сапогами) и спецодеждой установленного типа;
- контроль за эпидемиологической обстановкой в районе месторождения и ежегодным взятием бактериологическим проб у животных – переносчиков особо опасных инфекций с привлечением специалистов противочумной станции и районной ветеринарной станции.



- Результаты проведенных наблюдений показали, что производственная деятельность предприятия не оказывает существенного влияния на состояние наблюдаемых компонентов. В то же время следует отметить, что даже небольшие отклонения от технологических режимов производственных процессов могут привести к отрицательным последствиям. Необходимо четко контролировать выполнение всех природоохранных мероприятий, предусматриваемых программами работ, не допуская при этом возникновения аварийных ситуаций.



11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

По результатам бурения и опробования скважин, данных ГИС и сейсморазведки МОГТ-3Д, структура Бестобе представляет собой многопластовое месторождение нефти и газа, где установлены 10 продуктивных горизонтов: М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-0-6, М-0-6-1, М-0-7, М-0-8 и PZ.

Месторождение Бестобе характеризуется блоковым строением. Структура осложнена основным тектоническим нарушением, имеющее Северо-Западное – Юго-Восточное простирание, а также «оперяющими» нарушениями. Продуктивный горизонт М-0-1 состоит из одного блока, а продуктивные горизонты М-0-2, М-0-3 и М-0-4 состоят из двух блоков, горизонты М-0-5, М-0-6, М-0-6-1, М-0-7, М-0-8 и PZ – из трех блоков.

Таким образом, в пределах месторождения Бестобе установлено 22 залежи, в том числе: 21 нефтяные и 1 – газонефтяная. По 13-ти нефтяным залежам запасы нефти оценены по категориям C_1 (всего 5 залежей) и C_1+C_2 (всего 8 залежей), по 8-ми остальным – категории C_2 . Утвержденные начальные извлекаемые запасы нефти месторождения Бестобе по категории C_1 составили 2 782 тыс.т, а категории C_2 – 2 164 тыс.т, при этом соотношение запасов по категориям (C_1/C_2) составляет – 56,2 / 43,8 %.

Основными задачами доизучения залежей являются отбор и исследование керна и проб флюидов и недропользователю при дальнейшей работе на месторождении необходимо:

- продолжить работы по уточнению структурно-тектонической модели, в частности границ выхода фундамента и уточнение тектонических нарушений;
- предусмотреть бурение оценочных скважин с отбором керна и провести комплекс специальных и стандартных исследований;
- продолжить отбор и анализ поверхностных и глубинных проб флюидов (нефть, вода) для уточнения физико-химических свойств;
- доразведать залежи, оцененные по категории C_2 с целью перевода их в более высокие категории.

Для доразведки месторождения и перевода запасов УВС из категории C_2 в C_1 рекомендуется бурение 2-х проектных оценочных скважин, а также опробование и испытание интервалов продуктивных горизонтов в существующих и проектных эксплуатационных скважинах.

Бурение **проектной оценочной скважины Б-25**, глубиной 1000 м (проектный горизонт – PZ), рекомендуется заложить на расстоянии 1000 м в Северо-Западном направлении от существующей скважины КМ-4_1. Бурение проектной оценочной скважины планируется в 2028 г.



Бурение **проектной оценочной скважины Б-26**, глубиной 1000 м (проектный горизонт – PZ), рекомендуется заложить на середине расстояния между существующими скважинами Б-5 и Б-10. Бурение проектной оценочной скважины планируется в 2029 г.

На графическом приложении 20 представлены местоположения проектных оценочных скважин Б-25 и Б-26.

Переводы запасов категории C_2 в C_1 по продуктивным горизонтам, также возлагаются на существующие и проектные эксплуатационные добывающие скважины.

При бурении проектных оценочных скважин рекомендуется отобрать керн и провести как стандартные, так и специальные лабораторные исследования по определению физико-гидродинамических характеристик. В частности, отбор керна рекомендуется провести со всех интервалов продуктивных горизонтов и специальными исследованиями обязательно охватить интервалы продуктивных горизонтов М-0-1, М-0-4, М-0-6, М-0-7, М-0-8 и PZ.

В проектных скважинах, при получении притоков УВС и воды в процессе опробования продуктивных горизонтов, рекомендуется отобрать и исследовать глубинные и поверхностные пробы нефти, газа и воды. Периодичность отбора и исследования – разовые, не менее 3-х проб из каждой оценочной и существующей скважины.

При получении фонтанных притоков в скважинах при опробовании интервалов продуктивных горизонтов, рекомендуется проведение гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом установившихся отборов (МУО) и регистрацией кривой восстановления давления (КВД). При получении не фонтанирующих притоков, рекомендуется проведение исследований методом установившихся уровней (МУУ) и регистрацией кривой восстановления уровней (КВУ). При опробовании рекомендуется обязательный замер пластовых давлений и температур.

Также при проведении в скважинах опробования интервалов продуктивных горизонтов, рекомендуется проведение геофизических исследований скважин в колонне, по определению герметичности и профиля притока.

Также рекомендуется провести переработку и переинтерпретацию сейсмических работ МОГТ-3Д по данным бурения скважин в 2024-2025 гг.

В таблице 11.1.1 представлены мероприятия по доразведке месторождения Бестобе, а в таблице 11.1.2 – ориентировочные объемы сжигания сырого газа при опробовании объектов в проектных скважинах.



Таблица 11.1.1-Рекомендации по доразведке месторождения

Продуктивный горизонт	Запасы нефти, категории С ₂ , тыс.т		Рекомендуемые мероприятия по доразведке месторождения и переводу запасов нефти категории С ₂ в С ₁
	геологические	извлекаемые	
М-0-1	1 251	439	Бурение и опробование проектной оценочной скважины Б-25, в Северо-Западном направлении от существующей скважины КМ-4_1, на расстоянии 1000 м. Бурение и опробование проектной оценочной скважины Б-26, в створе между существующими скважинами Б-5 и Б-10. Опробование существующих скважин Б-1, Б-5 и Б-10.
М-0-2	527	139	Бурение и опробование проектной оценочной скважины Б-26, в створе между существующими скважинами Б-5 и Б-10. Опробование существующих скважин КМ-4_1.
М-0-4	9	2	Бурение и опробование проектной оценочной скважины Б-26, в створе между существующими скважинами Б-5 и Б-10.
М-0-5	2 552	900	Бурение и опробование проектной оценочной скважины Б-25, в Северо-Западном направлении от существующей скважины КМ-4_1, на расстоянии 1000 м. Бурение и опробование проектной оценочной скважины Б-26, в створе между существующими скважинами Б-5 и Б-10. Опробование существующих скважин КМ-4_1, Б-1, Б-9 и Б-10.
М-0-6	118	32	Бурение и опробование проектной оценочной скважины Б-26, в створе между существующими скважинами Б-5 и Б-10. Опробование существующей скважины Б-10.
М-0-6-1	1 594	559	Бурение и опробование проектной оценочной скважины Б-26, в створе между существующими скважинами Б-5 и Б-10. Опробование существующих скважин КМ-4_1 и Б-10
М-0-7	37	9	Бурение и опробование проектной эксплуатационной скважины Б-18.
М-0-8	168	47	Бурение и опробование проектной оценочной скважины Б-26, в створе между существующими скважинами Б-5 и Б-10. Опробование существующей скважины Б-9
PZ	117	37	Бурение и опробование проектной оценочной скважины Б-26, в створе между существующими скважинами Б-5 и Б-10. Опробование существующей скважины КМ-4
ВСЕГО:	6 373	2 164	



Таблица 11.1.2-Ориентировочные объемы сжигания сырого газа при опробовании объектов

Сква- жина	Категория проектных скважин	Горизонт	Ожидаемый дебит нефти, т/сут	Ожидаемый газовый фактор, м ³ /т	Время испытания, сут	Ориентировочный объем сжигания сырого газа при опробовании объектов, млн.м ³
Б-25	Оценочная	М-0-1	17,0	110,90	15	0,028280
		М-0-5	15,5	82,91	15	0,019277
Б-26	Оценочная	М-0-1	17,0	110,90	15	0,028280
		М-0-2	5,7	99,26	15	0,008487
		М-0-4	5,7	87,13	15	0,007450
		М-0-5	15,5	82,91	15	0,019277
		М-0-6	3,7	77,10	15	0,004279
		М-0-6-1	15,6	73,41	15	0,017178
		М-0-8	10,0	58,63	15	0,008795
		Pz	3,7	55,99	15	0,003107
Б-18	Эксплуата- ционная	М-0-7	10,0	64,50	15	0,009675
ИТОГО:						0,154082



12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В качестве опытно-промышленных испытаний на месторождении Бестобе рекомендуется рассмотреть бурение проектных скважин с горизонтальным окончанием стволов длиной 250-500 м.

Также в существующих скважинах, при выработке запасов нефти, высокой обводненности добываемой продукции, низких притоков рекомендуется бурение дополнительных боковых стволов в качестве реабилитации скважин.

В последнее время на месторождениях Российской Федерации находят широкое применение управляемого радиального вскрытия пластов (УРВП), с длиной каналов от 10 до 25 м, диаметром каналов – 69 мм. С одной глубины зарезки в скважине возможно бурение до 4-х каналов, а количество точек зарезки – не ограничено.

Вышеназванный метод интенсификации притока также рекомендуется недропользователю для рассмотрения возможности применения.

Краткая, но исчерпывающая информация по рассматриваемому методу приводится ниже, в виде схем (рисунок 12.1.1).



3 | О ТЕХНОЛОГИИ

Управляемое радиальное вскрытие пласта – новый вид геолого-технического мероприятия (ГТМ)

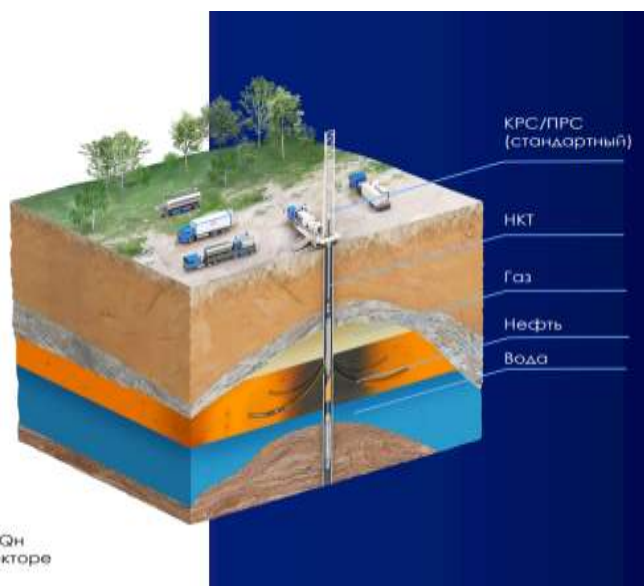
- Длина каналов 10-25м
- Контролируемая траектория (подтверждается инклинометрией)
- Многократный вход:
 - СКО внутри каналов
 - Обсадка фильтрами
 - Запись ГИС
 - Трассерные установки
- Азимутальное ориентирование каналов
- Работы на НКТ со стандартного подъемника КРС/ПРС
- 100% отечественное производство

+40 т/сут

Наибольший прирост Q_n на карбонатном коллекторе

+100 т/сут

Наибольший прирост Q_n на терригенном коллекторе

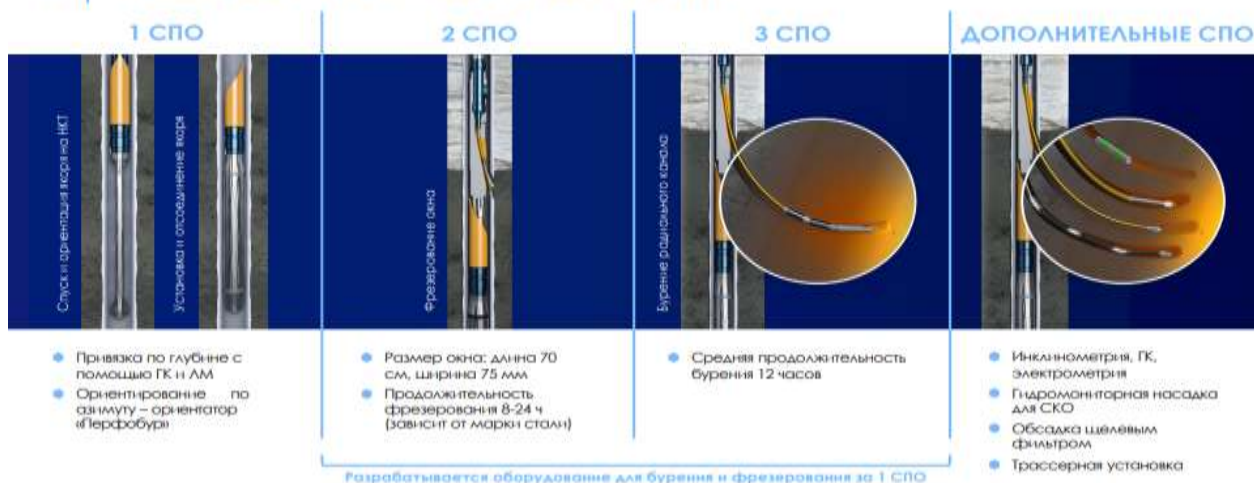


4 | ВНУТРИСКВАЖИННЫЙ ИНСТРУМЕНТ

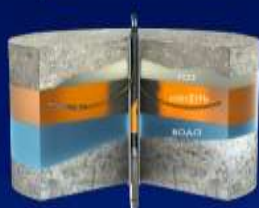
- Длина до 25м, диаметр 69мм
- Каналы различной траектории
- Азимутальное ориентирование каналов
- Интенсивность набора угла – 8град/м
- До 4-х каналов с одной точки резки
- Количество точек резки не ограничено
- Повторный вход в любой канал (в том числе при последующих ремонтах)
- В отличие от конкурентов в компоновке не используется ГНКТ



5 | ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ОПЕРАЦИЙ



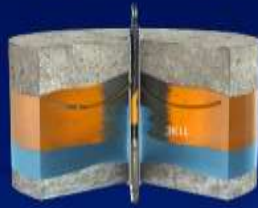
7 | ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ



Интенсификация притока

- Интенсификация нефтяных оторочек
- Интенсификация водоплавающих залежей
- Собственная разработка для интенсификации карбонатных коллекторов

*Примеры: АО «Самаранефтегаз» (п. 14)
АО «Самаранефтегаз» (п. 15)
ООО «Искандер-Айлар» (п. 18)
ООО «Искандер-Айлар» (п. 17)
ООО «Искандер-Айлар» (п. 19)



Метод вскрытия

- Применяется после проведения РИР по изоляции ЗКЦ
- Щадящее вскрытие
- Удаление до 10 м от скважины

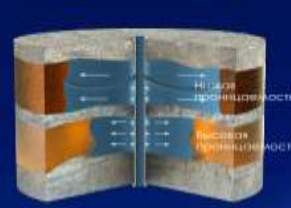
*Примеры: АО «Самаранефтегаз» (п. 13)
ПАО «Газпромнефть» (п. 30)



Альтернатива 35С

- При наличии аварийного оборудования
- Нет необходимости в извлечении/разбуривании аварийного оборудования
- Зарезка каналов над пластом (до 15 м выше)

*Пример: ООО «РНТЭК» (п. 12)

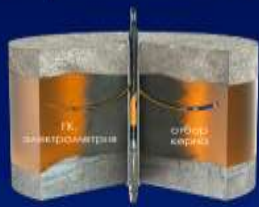


Скважины ППД

- Применяется на неоднородных залежах с разными проницаемостями
- Позволяет организовать закачку в низкопроницаемые пропластки без использования ГРП

*Первые работы планируются в 2023 г.

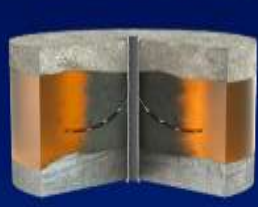
8 | ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ



Метод испытания скважин

- Метод испытания / перенесения разведочных скважин
- Возможность записи ГК / электрометрин в каналах (на удалении до 10 м от скважины)
- Возможность отбора керна в обсаженных скважинах (2023 год)

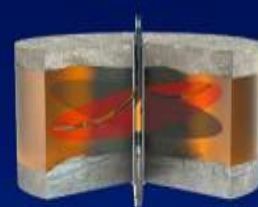
*Первые работы планируются в АО «Самаранефтегаз» в 2023 г.



Заканчивание скважин

- Бурение каналов в открытом стволе до спуска не цементируемого хвостовика
- Бурение каналов в обсаженных скважинах (в том числе взамен кумулятивной перфорации при плохом качестве цементирования)
- Возможность работы как в вертикальных, так и горизонтальных скважинах

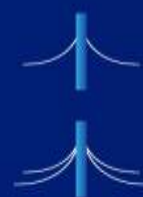
*Примеры: ПАО «Газпромнефть» (п. 30)



Совмещение с ГРП

- Позволяет провести ГРП в зонах с высоким горным напряжением
- Снижение риска получения «СТОП»
- Ориентирование трещин ГРП
- Возможность разработки разбухающего пакера для установки в каналах

9 | ВЫПОЛНЕННЫЕ РАБОТЫ



65% СКВАЖИН
с 2-я каналами

4 КАНАЛА
максимально
пробурено
на скважине

- Технологическая эффективность — 100%
- Геологическая эффективность — 80%
- Средний прирост по нефти — 211%
- Максимальная доп. добыча 36 тыс. т
- Наибольший прирост Qн на карбонатном коллекторе +44 т/сут
- Наибольший прирост Qн на терригенном коллекторе +100 т/сут
- Наибольший прирост Qг +217 тыс. м³/сут
- Работа на глубинах 700–4500 м



10 РАСЧЕТНЫЙ СКИН-ФАКТОР



- Оценочная длительность эффекта от проведения РВП - 3 года
- Первые работы выполнены в 2019 году, эффект от РВП продолжается

РЕЗУЛЬТАТЫ ГДИ ПОСЛЕ РВП С СКО

Компания	Месторождение	Скважина	Пласт	S план	S факт	Достижение, %
ПАО "Татнефть"	Ново-Елховское	A	СКЗ+СЧР	-3,2	-3,2	100%
ПАО "Татнефть"	Ново-Елховское	B	СКЗ+СЧР	-3,2	-4,9	153%
ООО "ЛУКОЙЛ-Камг"	Освинское	C	С1s-3+С1s-4	-3,2	-6,9	217%
Sanoat Energetika Guruli	Шурчи	D	XVI	-3,2	-4,8	150%

* Расчет скин-фактора выполнен по известным полулучным значениям ГРП.

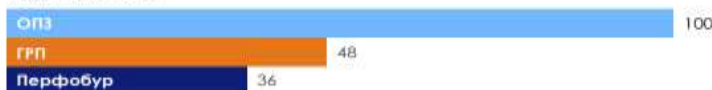
11 СРАВНЕНИЕ С ДРУГИМИ МЕТОДАМИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ

СРАВНЕНИЕ ПО ПРЕДПРИЯТИЮ УРАЛО-ПОВОЛЖЬЯ

Средний прирост, т/сут



Темп падения, %



Количество скважин



* 100 скв/год – потенциал внедрения по оценке Заказчика

- Эффект от технологии Перфобур в 2 раза превышает эффект от ГРП и в 4,5 раза от ОПС
- Темп падения на 25% ниже, чем после ГРП
- Согласно оценке специалистов геологической службы Заказчика объем тиражирования технологии Перфобур составляет 100 скважин в год, что сопоставимо объемам скважин под ГРП

12 КАЗАХСТАН
М/Р В КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ

ОБЪЕКТ: терригенный М-II

ПРОБЛЕМА:

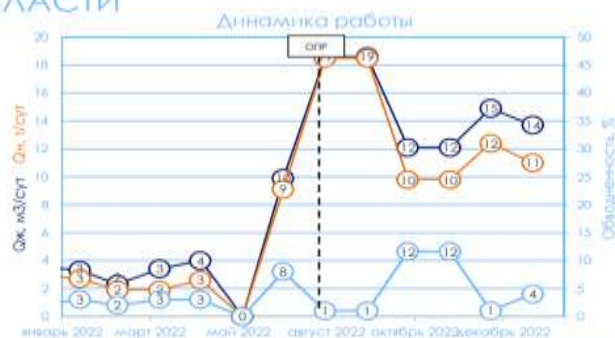
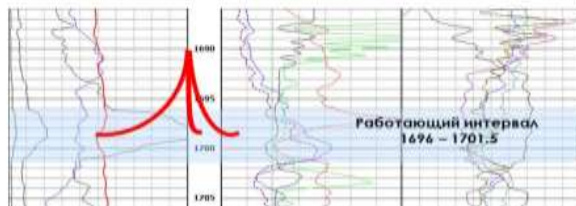
- низкопроницаемые маломощные коллектора 0,9 - 5 мД
- снижение дебита после запуска в 2019г

ЗАДАЧА: интенсификация добычи

ВЫПОЛНЕННЫЕ РАБОТЫ: пробурено 3 канала длиной более 13м каждый + промывка каналов

РЕЗУЛЬТАТЫ:

- достигнут прирост Qн 6,9 т/сут
- увеличение Kпр в 2,5 раза



Остановочные параметры			Расчетные параметры			Запускные параметры			Прирост	Текущие параметры (01.01.2023)		
Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обв, %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обв, %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обв, %	Qн, т/сут	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обв, %
3,9	2,9	10	8,5	6,3	10	3,9	7,5	1,7	6,9	13,7	11	4



13 | КАЗАХСТАН М/Р в Кызылординской области

ОБЪЕКТ: терригенный М-1

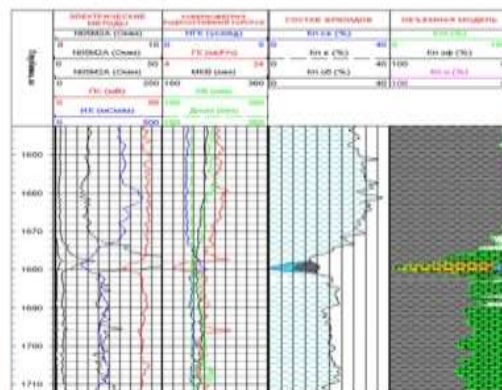
ПРОБЛЕМА:

- наличие АСПО
- пониженное Рпл
- низкое качество цементирования

ЗАДАЧА: интенсификация притока

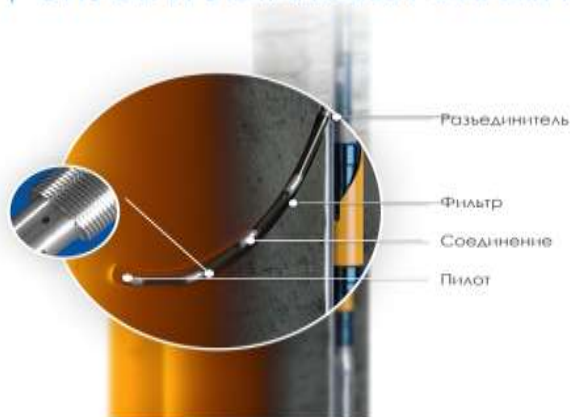
ВЫПОЛНЕННЫЕ РАБОТЫ: пробурено 3 канала длиной 13м каждый

РЕЗУЛЬТАТЫ: достигнут прирост Qн 6.3 т/сут



Остановочные параметры			Расчетные параметры			Запускные параметры			Прирост	Достижение
Qж, м³/сут	Qн, т/сут	ОБв, %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	ОБв, %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	ОБв, %	Qн, т/сут	%
2	1	50	14	6,5	50	11	7,3	27	6,3	114

24 | СПУСК И УСТАНОВКА ФИЛЬТРА



- Внешний диаметр фильтра OD – 43 мм
- Внутренний диаметр фильтра ID – 20 мм



- Возможность использования фильтра разной конструкции (щелевые, перфорированные)

25 | СРАВНЕНИЕ С ГРП



- Отсутствие возможности контролировать траекторию трещины
- Риск прорыва воды/газа



- Контролируемая траектория канала позволяет работать в водоупорных залежах/подгазовых зонах
- Подтверждается записью инклинометрии
- Отсутствие риска прорыва в нижележащие водоносные пласты

Количество единиц техники Перфобур на устье **меньше в 5 раз**



Рисунок 12.1. 1-Информация по области применения управляемого радиального вскрытия пластов



13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (19).

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (19) по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 8 и 9 статьи 126:

- п.8 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательств по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов»;

- Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;
- расчет затрат на рекультивацию земли;
- платежи за выбросы в атмосферу, образующиеся в процессе демонтажных работ, размещение отходов производства.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов



обустройства промысла, рекультивацию земли, платежи за выбросы от демонтажных работ и размещение отходов.

13.1. Расчет затрат на ликвидацию скважин

Согласно предоставленным данным недропользователя ликвидация одной проектной скважины составляет **5 000 000 тенге**, с учетом НДС.

Предполагаемое количество скважин, подлежащих ликвидации на конец действия Контракта (25 лет) и рентабельного периода, составит **35 скважин**, при этом общая сумма на ликвидацию скважин месторождения Бестобе составит **175 000 000 тенге**, с учетом НДС.

13.2. Расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства

При расчете затрат ликвидации объектов нефтепромыслового обустройства был составлен перечень и определена предполагаемая стоимость демонтажа наземных объектов.

Предполагаемая стоимость демонтажных работ была рассчитана в размере 1 % от остаточной стоимости строительства объектов обустройства что составляет **79 612 700 тенге**.

13.3. Расчет рекультивации земли

Согласно пп. 3, п. 2, ст. 217 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Расчет объема рекультивируемых земель были рассчитаны исходя из следующих факторов:

- территория, принятая на рекультивацию скважин, составляет 20х20 метров;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель- 0,3 метра;
- норматив на производство земельных работ составляет 8 000 тенге.

Таким образом, получается, объем рекультивации земли на одну скважину составил:

$$20 \text{ м} * 20 \text{ м} * 0,3 \text{ м} = 120 \text{ м}^3$$

Объем рекультивации на 35 скважин:

$$120 \text{ м}^3 * 35 \text{ скважин} = 4 200 \text{ м}^3$$

Итого стоимость рекультивации при устьевых площадок скважин составляет:

$$2400 \text{ м}^3 * 8 000 \text{ тенге} = 33 600 000 \text{ тенге}.$$



13.4. Расчет размера удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

Согласно Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений в рамках проекта разработки может быть определен удельный норматив в тенге на 1 тонну добытой нефти. Суммарная добыча нефти за расчетный период разработки месторождения принимается из последних проектных документов, утвержденных уполномоченными органами Республики Казахстан.

Согласно данным предоставленным АО «Кристалл Менеджмент» на специальном депозитном счете по состоянию на 01.10.2023г. имеется сумма в размере 762 5000 долларов. Доля накопленной суммы отчислений, приходящаяся на месторождение Бестобе, составляет 65 % или 495 652 долларов.

Расчет удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 13.4.1.

В таблице 13.4.2 представлены проектируемые отчисления в ликвидационный фонд по годам, согласно Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».

По данным таблицы 13.4.2. видно, что на основании произведенных расчетов, сумма обеспечения ликвидационного фонда по разработке месторождения Бестобе на период 2024-2048 гг. составит 57 747 000 тенге.

Выше произведённые расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки. Кроме того, 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.



Таблица 13.4. 1-Расчет предполагаемого удельного норматива отчислений в ликвидационный фонд

№ п/п	Наименование	Ед.	Показатель
		Измерения	
1	2	3	4
1	Стоимость затрат по ликвидации скважин	тыс.тенге	175 000,0
		тыс.\$	376,3
2	Стоимость демонтажных работ объектов наземного обустройства промысла	тыс.тенге	79 612,7
		тыс.\$	171,2
3	Стоимость рекультивации земли	тыс.тенге	33 600,0
		тыс.\$	72,3
4	Всего общая сумма затрат по ликвидации последствий недропользования	тыс.тенге	288 212,7
		тыс.\$	619,8
5	Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд по состоянию на момент расчета	тыс.тенге	230 465,6
		тыс.\$	495,6
6	Сумма отчислений в ликвидационный фонд за лицензионный период	тыс.тенге	57 747,0
		тыс.\$	124,2
7	Проектная добыча нефти за лицензионный период	тыс.тонн	1 987,6
8	Предполагаемый удельный норматив отчислений в ликвидационный	тенге/тонна	29,1
		\$/тонна	0,0625

Таблица 13.4. 2-Расчет суммы отчислений в ликвидационный фонд месторождения Бестобе

год	Годовая добыча нефти, тыс.т.	Отчисления в ликвидационный фонд	
		тыс.\$	тыс.тенге
2024	10,1	0,6	292,4
2025	18,8	1,2	546,4
2026	18,5	1,2	537,8
2027	29,8	1,9	866,8
2028	45,9	2,9	1 333,1
2029	69,3	4,3	2 014,1
2030	103,4	6,5	3 004,6
2031	125,6	7,8	3 647,9
2032	127,4	8,0	3 701,5
2033	122,9	7,7	3 571,0
2034	118,7	7,4	3 447,8
2035	111,2	6,9	3 230,8
2036	105,5	6,6	3 066,1
2037	99,6	6,2	2 894,3
2038	93,5	5,8	2 716,4
2039	93,7	5,9	2 723,2
2040	93,6	5,8	2 719,3
2041	88,4	5,5	2 567,3
2042	83,7	5,2	2 430,5
2043	78,6	4,9	2 284,7
2044	75,6	4,7	2 195,0
2045	73,8	4,6	2 142,9
2046	70,7	4,4	2 053,8
2047	66,2	4,1	1 923,4
2048	63,2	3,9	1 835,9
Итого	1 987,6	124,2	57 747,0



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Проект поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «Кен Багдар», г. Алматы, 2013 г.
2. «Дополнение к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «SED», г. Алматы, 2014 г.
3. «Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2014 - 3-й квартал 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «LARGEО ENERGY», г. Алматы, 2015 г.
4. «Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «LARGEО ENERGY», г. Алматы, 2015 г.
5. «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2015 г. на участках Ровное и Жинишкекум (Блок А) на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «ReservoirEvaluationServices», г. Алматы, 2016 г.
6. «Дополнение № 2 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «SED», г. Алматы, 2015 г.
7. «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2016 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «ReservoirEvaluationServices», г. Алматы, 2016 г.
8. «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенных в пределах северной части Блока А (Черкитаусской грабен-синклинали), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «ReservoirEvaluationServices», г. Алматы, 2016 г.
9. «Дополнение № 3 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2016 г.
10. «Дополнение № 4 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «SED», г. Алматы, 2017 г.
11. «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2017 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент». ТОО «ReservoirEvaluationServices», г. Алматы, 2017 г.
12. «Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Бестобе, Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.06.2018 г.)». ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2018 г.
13. «Проект пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.01.2019 г.)». ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2019 г.



14. «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Бестобе в Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2020 г.)». ТОО «TimalConsultingGroup», г. Алматы, 2019 г.
15. «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.06.2020 г.)». ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2020 г.
16. «Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Бестобе, Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 05.02.2021 г.)». ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2021 г.
17. «Дополнение № 2 к Проекту пробной эксплуатации месторождения Бестобе (по состоянию изученности на 01.09.2021 г.)». ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2021 г.
18. «Подсчет запасов нефти и газа на месторождении Бестобе в Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.09.2022 г.)». АО «КИНГ», г. Алматы, 2022 г.
19. Кодекс Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании».
20. «Единые правила по комплексному и рациональному использованию недр». Приказ Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от «15» июня 2018 г.
21. «Методические рекомендации по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)». Приказ И.о. Министра энергетики Республики Казахстан № 329 от «24» августа 2018 г.
22. «Разработка нефтяных месторождений», В. Лысенко. г. Москва, «Недра», 2003 г.



ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ



Табличное приложение 4.1.1-Месторождение Бестобе. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	10,1	0,4	0,4	23,5	0,8	0,004	10,6	10,6	25,9	14,7	4,7	0,0	0,0	0	0,813	3,087
2025	18,8	0,7	0,7	42,3	1,5	0,006	19,9	19,9	45,8	34,6	5,5	0,0	0,0	0	1,520	4,607
2026	18,5	0,7	0,7	60,8	2,2	0,009	20,3	20,3	66,1	54,9	8,8	0,0	0,0	0	1,498	6,105
2027	31,1	1,1	1,1	92,0	3,3	0,014	38,0	38,0	104,0	92,9	18,0	0,0	0,0	0	2,513	8,618
2028	51,8	1,9	1,9	143,8	5,2	0,022	70,5	70,5	174,5	163,4	26,5	0,0	0,0	0	4,263	12,881
2029	71,3	2,6	2,7	215,1	7,7	0,033	108,2	108,2	282,7	271,5	34,1	0,0	0,0	0	6,101	18,982
2030	89,9	3,2	3,5	305,0	11,0	0,047	151,7	151,7	434,4	423,2	40,8	0,0	0,0	0	7,902	26,885
2031	98,5	3,5	4,0	403,5	14,5	0,062	184,1	184,1	618,5	607,3	46,5	0,0	0,0	0	8,781	35,666
2032	93,2	3,4	3,9	496,7	17,9	0,076	196,7	196,7	815,2	804,1	52,6	0,0	0,0	0	8,345	44,010
2033	81,8	2,9	3,6	578,6	20,8	0,088	195,6	195,6	1010,8	999,7	58,2	0,0	0,0	0	7,340	51,350
2034	72,2	2,6	3,3	650,7	23,4	0,099	195,0	195,0	1205,9	1194,7	63,0	0,0	0,0	0	6,484	57,834
2035	63,7	2,3	3,0	714,5	25,7	0,109	194,4	194,4	1400,3	1389,2	67,2	0,0	0,0	0	5,734	63,568
2036	57,2	2,1	2,8	771,7	27,7	0,118	195,4	195,4	1595,6	1584,5	70,7	0,0	0,0	0	5,163	68,731
2037	51,8	1,9	2,6	823,5	29,6	0,126	196,1	196,1	1791,8	1780,6	73,6	0,0	0,0	0	4,691	73,422
2038	46,4	1,7	2,4	869,9	31,3	0,133	196,4	196,4	1988,2	1977,0	76,4	0,0	0,0	0	4,213	77,635
2039	41,8	1,5	2,2	911,7	32,8	0,139	196,8	196,8	2185,0	2173,8	78,7	0,0	0,0	0	3,804	81,440
2040	38,2	1,4	2,0	949,9	34,1	0,145	197,0	197,0	2382,0	2370,8	80,6	0,0	0,0	0	3,482	84,922
2041	35,6	1,3	1,9	985,6	35,4	0,151	197,6	197,6	2579,6	2568,5	82,0	0,0	0,0	0	3,245	88,167
2042	33,2	1,2	1,8	1018,8	36,6	0,156	198,5	198,5	2778,1	2767,0	83,3	0,0	0,0	0	3,025	91,193
2043	29,6	1,1	1,7	1048,3	37,7	0,160	196,9	196,9	2975,1	2963,9	85,0	0,0	0,0	0	2,696	93,888
2044	26,9	1,0	1,6	1075,2	38,7	0,164	197,1	197,1	3172,2	3161,0	86,3	0,0	0,0	0	2,457	96,345
2045	24,6	0,9	1,4	1099,9	39,5	0,168	197,9	197,9	3370,1	3358,9	87,6	0,0	0,0	0	2,239	98,584
2046	22,4	0,8	1,3	1122,2	40,3	0,171	198,0	198,0	3568,1	3556,9	88,7	0,0	0,0	0	2,021	100,605
2047	20,0	0,7	1,2	1142,2	41,1	0,174	196,2	196,2	3764,3	3753,2	89,8	0,0	0,0	0	1,806	102,411
2048	17,8	0,6	1,1	1160,0	41,7	0,177	195,2	195,2	3959,5	3948,3	90,9	0,0	0,0	0	1,609	104,020
2049	15,9	0,6	1,0	1175,9	42,3	0,180	194,9	194,9	4154,3	4143,2	91,9	0,0	0,0	0	1,436	105,456



Табличное приложение 4.1.2-Месторождение Бестобе. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м ³ /сут	
2024	0	0	0	0	7	0	7	0,000	0	0	7	7	7	0	0	7,8	8,2	0,631	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	7	7	7	0	0	7,7	8,2	0,626	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	7	7	7	0	0	7,6	8,4	0,617	0,0
2027	4	4	0	5	0	0	11	3,800	0	0	11	11	11	0	0	8,3	10,2	0,672	0,0
2028	4	4	0	0	0	0	15	3,800	0	0	15	15	15	0	0	9,6	13,0	0,787	0,0
2029	5	5	0	0	0	0	20	4,650	0	0	20	20	20	0	0	10,2	15,5	0,873	0,0
2030	5	5	0	0	0	0	25	4,650	0	0	25	25	25	0	0	9,9	16,7	0,871	0,0
2031	3	3	0	0	0	0	28	2,750	0	0	28	28	28	0	0	9,3	17,4	0,828	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	8,4	17,7	0,750	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	7,4	17,6	0,662	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	6,5	17,6	0,584	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	5,7	17,5	0,517	0,0
2036	0	0	0	1	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	5,1	17,3	0,456	0,0
2037	0	0	0	1	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	4,5	16,9	0,404	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	3,9	16,7	0,357	0,0
2039	0	0	0	1	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	3,5	16,4	0,318	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	3,1	16,2	0,286	0,0
2041	0	0	0	1	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	2,8	15,8	0,260	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	2,6	15,5	0,236	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	2,3	15,3	0,210	0,0
2044	0	0	0	1	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	2,1	15,1	0,188	0,0
2045	0	0	0	1	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	1,8	14,8	0,168	0,0
2046	0	0	0	1	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	1,6	14,4	0,147	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	1,4	14,1	0,130	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	1,3	14,0	0,116	0,0
2049	0	0	0	1	0	0	28	0,000	0	0	28	28	28	0	0	1,1	13,9	0,102	0,0



Табличное приложение 4.1.3-Эксплуатационный объект I. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	1,2	0,1	0,1	9,6	1,1	0,005	1,4	1,4	10,5	2,8	15,0	0,0	0,0	0	0,131	2,114
2025	2,2	0,3	0,3	11,8	1,4	0,006	2,6	2,6	13,2	5,4	15,1	0,0	0,0	0	0,247	2,362
2026	2,2	0,3	0,3	14,0	1,6	0,008	2,6	2,6	15,8	8,0	15,3	0,0	0,0	0	0,247	2,608
2027	4,1	0,5	0,5	18,2	2,1	0,010	4,9	4,9	20,7	13,0	16,2	0,0	0,0	0	0,458	3,066
2028	8,6	1,0	1,0	26,7	3,1	0,014	10,4	10,4	31,1	23,3	17,1	0,0	0,0	0	0,952	4,018
2029	16,7	1,9	2,0	43,4	5,0	0,023	20,6	20,6	51,7	43,9	19,0	0,0	0,0	0	1,852	5,870
2030	26,3	3,0	3,2	69,8	8,0	0,037	34,0	34,0	85,7	77,9	22,6	0,0	0,0	0	2,918	8,788
2031	31,3	3,6	3,9	101,0	11,6	0,054	43,6	43,6	129,3	121,6	28,3	0,0	0,0	0	3,468	12,256
2032	30,2	3,5	3,9	131,2	15,0	0,070	46,6	46,6	175,9	168,1	35,2	0,0	0,0	0	3,345	15,600
2033	26,7	3,1	3,6	157,9	18,1	0,085	46,0	46,0	221,9	214,2	41,9	0,0	0,0	0	2,965	18,565
2034	23,8	2,7	3,3	181,7	20,8	0,098	45,6	45,6	267,6	259,8	47,9	0,0	0,0	0	2,637	21,202
2035	21,1	2,4	3,1	202,8	23,3	0,109	45,3	45,3	312,8	305,1	53,3	0,0	0,0	0	2,345	23,547
2036	18,9	2,2	2,8	221,7	25,4	0,119	45,0	45,0	357,8	350,1	58,1	0,0	0,0	0	2,091	25,637
2037	16,7	1,9	2,6	238,4	27,3	0,128	44,5	44,5	402,3	394,6	62,4	0,0	0,0	0	1,853	27,491
2038	14,9	1,7	2,3	253,3	29,0	0,136	44,1	44,1	446,4	438,7	66,3	0,0	0,0	0	1,648	29,139
2039	13,2	1,5	2,1	266,5	30,6	0,143	43,7	43,7	490,2	482,4	69,8	0,0	0,0	0	1,466	30,605
2040	11,8	1,4	1,9	278,3	31,9	0,149	43,5	43,5	533,7	525,9	72,9	0,0	0,0	0	1,307	31,912
2041	10,4	1,2	1,8	288,7	33,1	0,155	43,0	43,0	576,7	568,9	75,7	0,0	0,0	0	1,159	33,070
2042	9,3	1,1	1,6	298,0	34,2	0,160	42,6	42,6	619,3	611,5	78,2	0,0	0,0	0	1,030	34,101
2043	8,3	0,9	1,4	306,3	35,1	0,164	42,3	42,3	661,5	653,8	80,5	0,0	0,0	0	0,916	35,017
2044	7,4	0,8	1,3	313,6	36,0	0,168	42,0	42,0	703,6	695,8	82,5	0,0	0,0	0	0,817	35,834
2045	6,5	0,7	1,2	320,2	36,7	0,172	41,6	41,6	745,1	737,4	84,3	0,0	0,0	0	0,724	36,558
2046	5,8	0,7	1,1	326,0	37,4	0,175	41,2	41,2	786,3	778,6	85,9	0,0	0,0	0	0,644	37,202
2047	5,2	0,6	0,9	331,1	38,0	0,178	40,8	40,8	827,2	819,4	87,4	0,0	0,0	0	0,573	37,775
2048	4,6	0,5	0,9	335,7	38,5	0,180	40,6	40,6	867,8	860,0	88,7	0,0	0,0	0	0,511	38,286
2049	4,1	0,5	0,8	339,8	39,0	0,182	40,2	40,2	907,9	900,2	89,8	0,0	0,0	0	0,453	38,738



Табличное приложение 4.1.4-Эксплуатационный объект I. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	1	0	1	0,000	0	0	1	1	0	0	0	6,4	7,6	0,714	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,4	7,6	0,713	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,4	7,6	0,711	0,0
2027	1	1	0	0	0	0	2	0,850	1	0	1	1	1	0	0	11,3	13,5	1,254	0,0
2028	1	1	0	0	0	0	3	0,850	0	0	2	2	2	0	0	16,2	19,5	1,793	0,0
2029	2	2	0	0	0	0	5	1,700	0	0	4	4	4	0	0	15,8	19,5	1,750	0,0
2030	2	2	0	0	0	0	7	1,700	0	0	6	6	6	0	0	15,0	19,4	1,665	0,0
2031	1	1	0	0	0	0	8	0,850	0	0	7	7	7	0	0	13,8	19,3	1,532	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	7	7	7	0	0	12,4	19,1	1,374	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	7	7	7	0	0	11,0	19,0	1,222	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	7	7	7	0	0	9,8	18,8	1,086	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	7	7	7	0	0	8,7	18,6	0,966	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	7	7	7	0	0	7,7	18,5	0,859	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	7	7	7	0	0	6,9	18,3	0,764	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	7	7	7	0	0	6,1	18,2	0,679	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	8	0,000	1	0	6	6	6	0	0	5,4	18,0	0,604	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	6	6	6	0	0	4,8	17,9	0,537	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	6	6	6	0	0	4,3	17,7	0,477	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	6	6	6	0	0	3,8	17,6	0,424	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	6	6	6	0	0	3,4	17,4	0,377	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	8	0,000	1	0	5	5	5	0	0	3,0	17,3	0,336	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	5	5	5	0	0	2,7	17,1	0,298	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	5	5	5	0	0	2,4	17,0	0,265	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	5	5	5	0	0	2,1	16,8	0,236	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	5	5	5	0	0	1,9	16,7	0,210	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	8	0,000	1	0	4	4	4	0	0	1,7	16,5	0,187	0,0



Табличное приложение 4.1.5-Эксплуатационный объект II. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	1,4	0,2	0,2	4,0	0,4	0,002	1,6	1,6	4,5	2,0	12,0	0,0	0,0	0	0,117	0,117
2025	2,7	0,3	0,3	6,6	0,7	0,003	3,0	3,0	7,5	5,0	12,2	0,0	0,0	0	0,220	0,338
2026	2,7	0,3	0,3	9,3	1,0	0,005	3,4	3,4	11,0	8,5	22,6	0,0	0,0	0	0,220	0,558
2027	6,9	0,8	0,8	16,2	1,8	0,008	10,1	10,1	21,1	18,6	31,9	0,0	0,0	0	0,572	1,129
2028	15,8	1,7	1,8	31,9	3,5	0,016	26,0	26,0	47,1	44,6	39,4	0,0	0,0	0	1,307	2,436
2029	24,9	2,7	2,8	56,9	6,2	0,029	46,9	46,9	94,0	91,5	46,8	0,0	0,0	0	2,066	4,503
2030	32,4	3,5	3,8	89,2	9,8	0,046	70,8	70,8	164,8	162,3	54,3	0,0	0,0	0	2,683	7,186
2031	37,5	4,1	4,5	126,7	13,9	0,065	90,2	90,2	254,9	252,4	58,4	0,0	0,0	0	3,108	10,294
2032	36,3	4,0	4,6	163,1	17,8	0,084	98,9	98,9	353,8	351,3	63,3	0,0	0,0	0	3,012	13,307
2033	31,2	3,4	4,2	194,3	21,3	0,100	97,6	97,6	451,5	449,0	68,0	0,0	0,0	0	2,588	15,895
2034	26,9	2,9	3,7	221,2	24,2	0,114	96,6	96,6	548,1	545,6	72,2	0,0	0,0	0	2,230	18,125
2035	23,2	2,5	3,3	244,4	26,7	0,126	95,6	95,6	643,7	641,2	75,7	0,0	0,0	0	1,922	20,047
2036	20,0	2,2	3,0	264,4	28,9	0,136	94,9	94,9	738,5	736,0	78,9	0,0	0,0	0	1,661	21,709
2037	17,2	1,9	2,7	281,6	30,8	0,145	93,6	93,6	832,2	829,7	81,6	0,0	0,0	0	1,427	23,136
2038	14,8	1,6	2,3	296,5	32,4	0,152	92,6	92,6	924,8	922,3	84,0	0,0	0,0	0	1,230	24,366
2039	12,8	1,4	2,1	309,2	33,8	0,159	91,7	91,7	1016,5	1014,0	86,1	0,0	0,0	0	1,060	25,426
2040	11,0	1,2	1,8	320,3	35,0	0,165	91,0	91,0	1107,4	1104,9	87,9	0,0	0,0	0	0,916	26,342
2041	9,5	1,0	1,6	329,8	36,1	0,170	89,8	89,8	1197,2	1194,7	89,4	0,0	0,0	0	0,787	27,129
2042	8,2	0,9	1,4	338,0	37,0	0,174	88,8	88,8	1286,1	1283,6	90,8	0,0	0,0	0	0,678	27,807
2043	7,1	0,8	1,2	345,0	37,7	0,177	87,9	87,9	1374,0	1371,5	92,0	0,0	0,0	0	0,585	28,392
2044	6,1	0,7	1,1	351,1	38,4	0,181	87,2	87,2	1461,2	1458,7	93,0	0,0	0,0	0	0,505	28,897
2045	5,2	0,6	0,9	356,3	39,0	0,183	86,1	86,1	1547,3	1544,8	93,9	0,0	0,0	0	0,434	29,331
2046	4,5	0,5	0,8	360,9	39,5	0,186	85,2	85,2	1632,5	1630,0	94,7	0,0	0,0	0	0,374	29,705
2047	3,9	0,4	0,7	364,7	39,9	0,188	84,3	84,3	1716,8	1714,3	95,4	0,0	0,0	0	0,322	30,027
2048	3,4	0,4	0,6	368,1	40,3	0,189	83,7	83,7	1800,5	1798,0	96,0	0,0	0,0	0	0,279	30,306
2049	2,9	0,3	0,5	371,0	40,6	0,191	82,6	82,6	1883,0	1880,5	96,5	0,0	0,0	0	0,239	30,545



Табличное приложение 4.1.6-Эксплуатационный объект II. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	1	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,7	8,7	0,637	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,7	8,7	0,636	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,6	9,9	0,634	0,0
2027	2	2	0	0	0	0	3	1,900	1	0	2	2	2	0	0	18,9	27,7	1,566	0,0
2028	2	2	0	0	0	0	5	1,900	0	0	4	4	4	0	0	29,7	49,0	2,463	0,0
2029	2	2	0	0	0	0	7	1,900	0	0	6	6	6	0	0	20,1	37,8	1,665	0,0
2030	2	2	0	0	0	0	9	1,900	0	0	8	8	8	0	0	14,2	31,0	1,176	0,0
2031	2	2	0	0	0	0	11	1,900	0	0	10	10	10	0	0	11,9	28,7	0,990	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	10	10	10	0	0	10,5	28,5	0,866	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	10	10	10	0	0	9,0	28,2	0,746	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	10	10	10	0	0	7,8	27,9	0,643	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	10	10	10	0	0	6,7	27,6	0,554	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	11	0,000	1	0	9	9	9	0	0	5,8	27,3	0,478	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	9	9	9	0	0	5,0	27,0	0,412	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	9	9	9	0	0	4,3	26,7	0,355	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	9	9	9	0	0	3,7	26,4	0,306	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	9	9	9	0	0	3,2	26,2	0,263	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	11	0,000	1	0	8	8	8	0	0	2,7	25,9	0,227	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	8	8	8	0	0	2,4	25,6	0,196	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	8	8	8	0	0	2,0	25,4	0,169	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	8	8	8	0	0	1,8	25,1	0,145	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	8	8	8	0	0	1,5	24,8	0,125	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	11	0,000	1	0	7	7	7	0	0	1,3	24,6	0,108	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	7	7	7	0	0	1,1	24,3	0,093	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	7	7	7	0	0	1,0	24,1	0,080	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	11	0,000	0	0	7	7	7	0	0	0,8	23,8	0,069	0,0



Табличное приложение 4.1.7-Эксплуатационный объект III. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	3,9	1,1	1,1	3,9	1,1	0,005	3,9	3,9	3,9	3,9	0,0	0,0	0,0	0	0,284	0,284
2025	7,2	2,1	2,1	11,1	3,2	0,015	7,3	7,3	11,1	11,1	1,0	0,0	0,0	0	0,529	0,812
2026	7,1	2,0	2,1	18,1	5,2	0,024	7,3	7,3	18,4	18,4	2,9	0,0	0,0	0	0,518	1,330
2027	5,9	1,7	1,8	24,0	6,9	0,032	6,6	6,6	25,1	25,1	11,8	0,0	0,0	0	0,430	1,761
2028	6,9	2,0	2,1	30,9	8,9	0,042	8,2	8,2	33,3	33,3	15,6	0,0	0,0	0	0,509	2,270
2029	10,8	3,1	3,4	41,7	12,0	0,056	13,5	13,5	46,8	46,8	20,1	0,0	0,0	0	0,794	3,064
2030	13,7	4,0	4,5	55,5	16,0	0,075	18,8	18,8	65,7	65,7	27,2	0,0	0,0	0	1,006	4,071
2031	13,6	3,9	4,6	69,0	19,9	0,093	21,3	21,3	86,9	86,9	36,3	0,0	0,0	0	0,995	5,065
2032	11,6	3,3	4,2	80,6	23,2	0,109	21,2	21,2	108,1	108,1	45,2	0,0	0,0	0	0,852	5,918
2033	9,9	2,8	3,7	90,5	26,1	0,122	21,0	21,0	129,1	129,1	53,0	0,0	0,0	0	0,726	6,643
2034	8,4	2,4	3,3	98,9	28,5	0,133	20,9	20,9	150,0	150,0	59,6	0,0	0,0	0	0,620	7,263
2035	7,2	2,1	2,9	106,2	30,6	0,143	20,8	20,8	170,8	170,8	65,3	0,0	0,0	0	0,529	7,792
2036	6,2	1,8	2,6	112,3	32,4	0,151	20,7	20,7	191,5	191,5	70,2	0,0	0,0	0	0,453	8,246
2037	5,3	1,5	2,2	117,6	33,9	0,158	20,5	20,5	212,0	212,0	74,4	0,0	0,0	0	0,386	8,632
2038	4,5	1,3	2,0	122,1	35,2	0,165	20,4	20,4	232,4	232,4	78,0	0,0	0,0	0	0,330	8,961
2039	3,8	1,1	1,7	125,9	36,3	0,170	20,3	20,3	252,7	252,7	81,1	0,0	0,0	0	0,282	9,243
2040	3,3	0,9	1,5	129,2	37,2	0,174	20,2	20,2	272,9	272,9	83,7	0,0	0,0	0	0,241	9,484
2041	2,8	0,8	1,3	132,0	38,0	0,178	20,0	20,0	293,0	293,0	86,0	0,0	0,0	0	0,205	9,690
2042	2,4	0,7	1,1	134,4	38,7	0,181	19,9	19,9	312,9	312,9	88,0	0,0	0,0	0	0,175	9,865
2043	2,0	0,6	1,0	136,4	39,3	0,184	19,8	19,8	332,7	332,7	89,7	0,0	0,0	0	0,150	10,015
2044	1,7	0,5	0,8	138,2	39,8	0,186	19,8	19,8	352,5	352,5	91,1	0,0	0,0	0	0,128	10,144
2045	1,5	0,4	0,7	139,7	40,3	0,188	19,6	19,6	372,1	372,1	92,4	0,0	0,0	0	0,109	10,253
2046	1,3	0,4	0,6	140,9	40,6	0,190	19,5	19,5	391,5	391,5	93,5	0,0	0,0	0	0,093	10,346
2047	1,1	0,3	0,5	142,0	40,9	0,191	19,4	19,4	410,9	410,9	94,4	0,0	0,0	0	0,080	10,426
2048	0,9	0,3	0,5	143,0	41,2	0,193	19,3	19,3	430,2	430,2	95,2	0,0	0,0	0	0,068	10,494
2049	0,8	0,2	0,4	143,8	41,4	0,194	19,1	19,1	449,3	449,3	95,9	0,0	0,0	0	0,058	10,553



Табличное приложение 4.1.8-Эксплуатационный объект III. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	3	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	7,0	7,0	0,514	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	6,9	7,0	0,508	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	6,8	7,0	0,498	0,0
2027	1	1	0	0	0	0	4	1,050	3	0	1	1	1	0	0	4,8	5,4	0,352	0,0
2028	1	1	0	0	0	0	5	1,050	0	0	2	2	2	0	0	4,4	5,2	0,324	0,0
2029	1	1	0	0	0	0	6	1,050	0	0	3	3	3	0	0	5,6	7,1	0,414	0,0
2030	1	1	0	0	0	0	7	1,050	0	0	4	4	4	0	0	6,1	8,3	0,445	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	4	4	4	0	0	5,6	8,8	0,410	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	4	4	4	0	0	4,8	8,7	0,350	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	4	4	4	0	0	4,1	8,7	0,299	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	4	4	4	0	0	3,5	8,6	0,255	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	4	4	4	0	0	3,0	8,6	0,218	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	4	4	4	0	0	2,5	8,5	0,186	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	7	0,000	1	0	3	3	3	0	0	2,2	8,5	0,159	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,9	8,4	0,136	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,6	8,4	0,116	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,4	8,3	0,099	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,2	8,3	0,085	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,0	8,2	0,072	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	3	3	3	0	0	0,8	8,2	0,062	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	3	3	3	0	0	0,7	8,1	0,053	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	7	0,000	1	0	2	2	2	0	0	0,6	8,1	0,045	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,5	8,0	0,038	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,4	8,0	0,033	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,4	7,9	0,028	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	2	2	2	0	0	0,3	7,9	0,024	0,0



Табличное приложение 4.1.9-Возвратный горизонт М-0-2. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2025	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2026	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2027	1,0	1,2	1,2	2,4	2,7	0,010	1,0	1,0	2,4	2,4	1,5	0,0	0,0	0	0,100	0,311
2028	1,9	2,2	2,2	4,3	4,9	0,017	2,0	2,0	4,3	4,3	3,5	0,0	0,0	0	0,187	0,499
2029	1,8	2,1	2,2	6,1	7,0	0,025	2,0	2,0	6,3	6,3	8,3	0,0	0,0	0	0,179	0,678
2030	1,7	2,0	2,1	7,8	9,0	0,032	2,0	2,0	8,3	8,3	11,8	0,0	0,0	0	0,172	0,850
2031	1,7	1,9	2,1	9,5	10,9	0,038	2,0	2,0	10,2	10,2	15,2	0,0	0,0	0	0,165	1,015
2032	1,6	1,8	2,1	11,1	12,7	0,045	2,0	2,0	12,2	12,2	18,5	0,0	0,0	0	0,159	1,174
2033	1,5	1,8	2,0	12,6	14,5	0,051	2,0	2,0	14,2	14,2	21,6	0,0	0,0	0	0,152	1,327
2034	1,5	1,7	2,0	14,1	16,2	0,057	2,0	2,0	16,1	16,1	24,6	0,0	0,0	0	0,146	1,473
2035	1,4	1,6	1,9	15,5	17,8	0,063	2,0	2,0	18,1	18,1	27,5	0,0	0,0	0	0,140	1,613
2036	2,1	2,4	2,9	17,6	20,2	0,071	3,0	3,0	21,0	21,0	30,3	0,0	0,0	0	0,206	1,819
2037	3,2	3,7	4,6	20,8	23,9	0,084	4,9	4,9	26,0	26,0	34,4	0,0	0,0	0	0,319	2,139
2038	3,4	3,9	5,2	24,2	27,8	0,098	5,8	5,8	31,8	31,8	40,8	0,0	0,0	0	0,341	2,480
2039	3,0	3,5	4,8	27,2	31,3	0,110	5,8	5,8	37,5	37,5	47,7	0,0	0,0	0	0,300	2,780
2040	2,7	3,1	4,5	29,9	34,4	0,121	5,8	5,8	43,3	43,3	53,7	0,0	0,0	0	0,265	3,045
2041	2,3	2,7	4,1	32,2	37,1	0,131	5,7	5,7	49,0	49,0	59,1	0,0	0,0	0	0,232	3,277
2042	2,1	2,4	3,8	34,3	39,4	0,139	5,7	5,7	54,7	54,7	63,8	0,0	0,0	0	0,204	3,481
2043	1,8	2,1	3,4	36,1	41,5	0,146	5,7	5,7	60,4	60,4	68,0	0,0	0,0	0	0,180	3,661
2044	1,6	1,8	3,1	37,7	43,3	0,153	5,7	5,7	66,0	66,0	71,7	0,0	0,0	0	0,159	3,820
2045	1,4	1,6	2,8	39,1	45,0	0,158	5,6	5,6	71,7	71,7	75,0	0,0	0,0	0	0,139	3,959
2046	1,2	1,4	2,6	40,4	46,4	0,163	5,6	5,6	77,2	77,2	77,9	0,0	0,0	0	0,123	4,082
2047	1,1	1,2	2,3	41,4	47,6	0,168	5,6	5,6	82,8	82,8	80,5	0,0	0,0	0	0,108	4,190
2048	1,0	1,1	2,1	42,4	48,7	0,172	5,5	5,5	88,3	88,3	82,7	0,0	0,0	0	0,095	4,285
2049	0,8	1,0	1,9	43,2	49,7	0,175	5,5	5,5	93,8	93,8	84,7	0,0	0,0	0	0,083	4,368



Табличное приложение 4.1.10-Возвратный горизонт М-0-2. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,5	5,6	0,550	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,4	5,6	0,539	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,2	5,7	0,517	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,0	5,7	0,496	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,8	5,7	0,477	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,6	5,7	0,457	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,4	5,6	0,439	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,2	5,6	0,422	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,1	5,6	0,405	0,0
2036	0	0	0	1	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,9	5,6	0,388	0,0
2037	0	0	0	1	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	3,7	5,6	0,365	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	3,3	5,6	0,328	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,9	5,6	0,288	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,6	5,5	0,254	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,2	5,5	0,223	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,0	5,5	0,196	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,7	5,4	0,173	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,5	5,4	0,152	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,3	5,4	0,134	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,2	5,4	0,118	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,0	5,3	0,104	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	0,9	5,3	0,091	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	0,8	5,3	0,080	0,0



Табличное приложение 4.1.11-Возвратный горизонт М-0-3. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	1,8	0,8	0,8	2,3	1,0	0,003	1,8	1,8	2,7	2,7	0,2	0,0	0,0	0	0,162	0,162
2025	3,3	1,5	1,5	5,6	2,5	0,008	3,3	3,3	6,1	6,1	0,9	0,0	0,0	0	0,303	0,465
2026	3,3	1,5	1,5	8,8	4,0	0,012	3,3	3,3	9,4	9,4	2,1	0,0	0,0	0	0,299	0,764
2027	3,2	1,5	1,5	12,0	5,5	0,017	3,3	3,3	12,7	12,7	3,4	0,0	0,0	0	0,295	1,059
2028	3,2	1,5	1,5	15,2	6,9	0,021	3,3	3,3	16,0	16,0	4,6	0,0	0,0	0	0,292	1,351
2029	3,1	1,4	1,5	18,3	8,4	0,026	3,3	3,3	19,4	19,4	5,8	0,0	0,0	0	0,287	1,638
2030	3,1	1,4	1,5	21,4	9,8	0,030	3,3	3,3	22,7	22,7	7,0	0,0	0,0	0	0,283	1,922
2031	3,0	1,4	1,5	24,5	11,2	0,034	3,3	3,3	26,0	26,0	8,2	0,0	0,0	0	0,280	2,201
2032	3,0	1,4	1,5	27,5	12,5	0,039	3,3	3,3	29,3	29,3	9,4	0,0	0,0	0	0,277	2,478
2033	3,0	1,4	1,5	30,4	13,9	0,043	3,4	3,4	32,7	32,7	12,3	0,0	0,0	0	0,272	2,750
2034	2,9	1,3	1,6	33,4	15,2	0,047	3,4	3,4	36,1	36,1	13,4	0,0	0,0	0	0,269	3,019
2035	2,9	1,3	1,6	36,2	16,5	0,051	3,4	3,4	39,5	39,5	14,5	0,0	0,0	0	0,265	3,284
2036	2,9	1,3	1,6	39,1	17,9	0,055	3,4	3,4	42,8	42,8	15,6	0,0	0,0	0	0,262	3,546
2037	2,8	1,3	1,6	41,9	19,1	0,059	3,4	3,4	46,2	46,2	16,7	0,0	0,0	0	0,258	3,804
2038	2,8	1,3	1,6	44,7	20,4	0,063	3,4	3,4	49,6	49,6	17,8	0,0	0,0	0	0,255	4,059
2039	3,5	1,6	2,0	48,2	22,0	0,068	4,4	4,4	54,0	54,0	20,4	0,0	0,0	0	0,321	4,379
2040	4,4	2,0	2,6	52,6	24,0	0,074	5,8	5,8	59,7	59,7	23,2	0,0	0,0	0	0,406	4,786
2041	5,3	2,4	3,2	57,9	26,4	0,081	7,2	7,2	67,0	67,0	26,7	0,0	0,0	0	0,488	5,273
2042	5,9	2,7	3,7	63,8	29,1	0,090	8,6	8,6	75,6	75,6	31,0	0,0	0,0	0	0,545	5,818
2043	5,5	2,5	3,6	69,3	31,7	0,097	8,6	8,6	84,1	84,1	35,7	0,0	0,0	0	0,507	6,325
2044	5,1	2,3	3,4	74,5	34,0	0,104	8,6	8,6	92,7	92,7	40,1	0,0	0,0	0	0,473	6,798
2045	4,8	2,2	3,3	79,3	36,2	0,111	8,6	8,6	101,3	101,3	44,3	0,0	0,0	0	0,438	7,236
2046	4,4	2,0	3,2	83,7	38,2	0,117	8,5	8,5	109,8	109,8	48,1	0,0	0,0	0	0,408	7,644
2047	4,1	1,9	3,0	87,8	40,1	0,123	8,5	8,5	118,4	118,4	51,7	0,0	0,0	0	0,379	8,023
2048	3,8	1,8	2,9	91,7	41,9	0,129	8,5	8,5	126,9	126,9	55,0	0,0	0,0	0	0,353	8,376
2049	3,6	1,6	2,8	95,2	43,5	0,134	8,5	8,5	135,4	135,4	58,1	0,0	0,0	0	0,328	8,704



Табличное приложение 4.1.12-Возвратный горизонт М-0-3. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	1	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,6	9,6	0,880	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,5	9,6	0,874	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,4	9,6	0,862	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,3	9,6	0,851	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,1	9,6	0,840	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,0	9,6	0,828	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,9	9,6	0,817	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,8	9,6	0,806	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,7	9,6	0,796	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,5	9,7	0,785	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,4	9,7	0,775	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,3	9,7	0,764	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,2	9,7	0,754	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,1	9,7	0,744	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,0	9,7	0,734	0,0
2039	0	0	0	1	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	6,6	8,3	0,606	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	6,4	8,3	0,584	0,0
2041	0	0	0	1	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	6,1	8,3	0,557	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	5,7	8,3	0,524	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	5,3	8,3	0,487	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	4,9	8,2	0,453	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	4,6	8,2	0,421	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	4,3	8,2	0,392	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	4,0	8,2	0,364	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	3,7	8,2	0,339	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	3,4	8,2	0,315	0,0



Табличное приложение 4.1.13-Возвратный горизонт М-0-4. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кoeffициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2027	1,0	1,3	1,3	1,0	1,3	0,004	1,3	1,3	1,3	1,3	20,0	0,0	0,0	0	0,091	0,091
2028	1,9	2,4	2,4	3,0	3,7	0,011	2,5	2,5	3,8	3,8	21,4	0,0	0,0	0	0,169	0,260
2029	1,9	2,3	2,4	4,9	6,0	0,017	2,5	2,5	6,2	6,2	24,0	0,0	0,0	0	0,163	0,423
2030	1,8	2,2	2,4	6,7	8,2	0,024	2,5	2,5	8,7	8,7	26,6	0,0	0,0	0	0,157	0,580
2031	1,7	2,2	2,3	8,4	10,4	0,030	2,5	2,5	11,2	11,2	29,0	0,0	0,0	0	0,152	0,732
2032	1,7	2,1	2,3	10,1	12,5	0,036	2,5	2,5	13,6	13,6	31,4	0,0	0,0	0	0,147	0,879
2033	1,6	2,0	2,3	11,7	14,5	0,042	2,4	2,4	16,1	16,1	33,7	0,0	0,0	0	0,141	1,020
2034	1,6	1,9	2,3	13,3	16,4	0,047	2,4	2,4	18,5	18,5	35,9	0,0	0,0	0	0,136	1,157
2035	1,5	1,9	2,2	14,8	18,3	0,053	2,4	2,4	20,9	20,9	38,1	0,0	0,0	0	0,132	1,288
2036	1,5	1,8	2,2	16,2	20,1	0,058	2,4	2,4	23,4	23,4	40,2	0,0	0,0	0	0,127	1,415
2037	1,4	1,7	2,2	17,7	21,8	0,063	2,4	2,4	25,8	25,8	42,2	0,0	0,0	0	0,122	1,538
2038	1,4	1,7	2,1	19,0	23,5	0,068	2,4	2,4	28,2	28,2	44,1	0,0	0,0	0	0,118	1,656
2039	1,3	1,6	2,1	20,3	25,1	0,072	2,4	2,4	30,7	30,7	46,0	0,0	0,0	0	0,114	1,770
2040	1,3	1,6	2,1	21,6	26,6	0,077	2,4	2,4	33,1	33,1	47,8	0,0	0,0	0	0,110	1,880
2041	1,9	2,3	3,1	23,4	28,9	0,083	3,7	3,7	36,8	36,8	49,5	0,0	0,0	0	0,162	2,042
2042	2,3	2,8	4,0	25,7	31,8	0,092	4,8	4,8	41,6	41,6	52,1	0,0	0,0	0	0,201	2,243
2043	2,1	2,6	3,9	27,9	34,4	0,099	4,8	4,8	46,4	46,4	55,3	0,0	0,0	0	0,187	2,430
2044	2,5	3,1	4,7	30,4	37,5	0,108	6,1	6,1	52,4	52,4	58,3	0,0	0,0	0	0,220	2,649
2045	2,7	3,4	5,4	33,1	40,9	0,118	7,1	7,1	59,6	59,6	61,9	0,0	0,0	0	0,237	2,886
2046	2,4	3,0	5,1	35,6	43,9	0,127	7,1	7,1	66,7	66,7	65,7	0,0	0,0	0	0,212	3,098
2047	2,2	2,7	4,8	37,7	46,6	0,134	7,1	7,1	73,7	73,7	69,2	0,0	0,0	0	0,190	3,288
2048	2,0	2,4	4,5	39,7	49,0	0,141	7,0	7,0	80,8	80,8	72,3	0,0	0,0	0	0,170	3,458
2049	1,7	2,1	4,2	41,4	51,2	0,147	7,0	7,0	87,7	87,7	75,1	0,0	0,0	0	0,152	3,610



Табличное приложение 4.1.14-Возвратный горизонт М-0-4. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,7	7,1	0,497	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,6	7,1	0,487	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,4	7,1	0,470	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,2	7,1	0,454	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,0	7,1	0,438	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,8	7,1	0,422	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,7	7,1	0,407	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,5	7,0	0,393	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,4	7,0	0,379	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,2	7,0	0,366	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,1	7,0	0,353	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,9	7,0	0,341	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,8	7,0	0,329	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,6	7,0	0,317	0,0
2041	0	0	0	1	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,5	7,0	0,306	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,3	6,9	0,289	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,1	6,9	0,269	0,0
2044	0	0	0	1	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,9	6,9	0,250	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,6	6,9	0,228	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,3	6,8	0,204	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	2,1	6,8	0,182	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,9	6,8	0,163	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,7	6,7	0,146	0,0



Табличное приложение 4.1.15-Возвратный горизонт М-0-6. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2027	0,7	2,9	2,9	0,7	2,9	0,011	0,8	0,8	0,8	0,8	15,0	0,0	0,0	0	0,052	0,052
2028	1,2	5,3	5,4	1,9	8,2	0,031	1,6	1,6	2,4	2,4	24,3	0,0	0,0	0	0,094	0,146
2029	1,1	4,7	5,1	3,0	12,9	0,050	1,6	1,6	4,0	4,0	32,1	0,0	0,0	0	0,083	0,229
2030	1,0	4,2	4,8	3,9	17,1	0,066	1,6	1,6	5,6	5,6	39,0	0,0	0,0	0	0,074	0,303
2031	0,9	3,7	4,5	4,8	20,9	0,080	1,6	1,6	7,1	7,1	45,2	0,0	0,0	0	0,066	0,370
2032	0,8	3,4	4,2	5,6	24,2	0,093	1,6	1,6	8,7	8,7	50,8	0,0	0,0	0	0,060	0,429
2033	0,7	3,0	3,9	6,3	27,2	0,104	1,6	1,6	10,3	10,3	55,9	0,0	0,0	0	0,053	0,482
2034	0,6	2,7	3,7	6,9	29,9	0,115	1,5	1,5	11,8	11,8	60,4	0,0	0,0	0	0,047	0,530
2035	0,5	2,4	3,4	7,4	32,3	0,124	1,5	1,5	13,4	13,4	64,4	0,0	0,0	0	0,042	0,572
2036	0,5	2,1	3,2	7,9	34,4	0,132	1,5	1,5	14,9	14,9	68,0	0,0	0,0	0	0,038	0,610
2037	0,4	1,9	2,9	8,3	36,3	0,139	1,5	1,5	16,4	16,4	71,3	0,0	0,0	0	0,034	0,644
2038	0,4	1,7	2,7	8,7	38,0	0,146	1,5	1,5	17,9	17,9	74,2	0,0	0,0	0	0,030	0,674
2039	0,3	1,5	2,4	9,1	39,5	0,151	1,5	1,5	19,4	19,4	76,9	0,0	0,0	0	0,027	0,701
2040	0,3	1,4	2,2	9,4	40,9	0,157	1,5	1,5	20,9	20,9	79,2	0,0	0,0	0	0,024	0,725
2041	0,3	1,2	2,0	9,7	42,1	0,161	1,5	1,5	22,4	22,4	81,4	0,0	0,0	0	0,021	0,746
2042	0,2	1,1	1,9	9,9	43,2	0,165	1,5	1,5	23,9	23,9	83,3	0,0	0,0	0	0,019	0,765
2043	0,2	1,0	1,7	10,1	44,1	0,169	1,5	1,5	25,4	25,4	85,0	0,0	0,0	0	0,017	0,782
2044	0,2	0,9	1,5	10,3	45,0	0,172	1,5	1,5	26,9	26,9	86,5	0,0	0,0	0	0,015	0,798
2045	0,2	0,8	1,4	10,5	45,8	0,175	1,5	1,5	28,3	28,3	87,9	0,0	0,0	0	0,014	0,811
2046	0,2	0,7	1,3	10,7	46,4	0,178	1,5	1,5	29,8	29,8	89,1	0,0	0,0	0	0,012	0,823
2047	0,1	0,6	1,1	10,8	47,1	0,180	1,4	1,4	31,2	31,2	90,2	0,0	0,0	0	0,011	0,834
2048	0,1	0,5	1,0	10,9	47,6	0,182	1,4	1,4	32,7	32,7	91,2	0,0	0,0	0	0,010	0,844
2049	0,1	0,5	0,9	11,1	48,1	0,184	1,4	1,4	34,1	34,1	92,1	0,0	0,0	0	0,009	0,853



Табличное приложение 4.1.16-Возвратный горизонт М-0-6. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,7	4,4	0,285	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,5	4,6	0,269	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,1	4,6	0,240	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,8	4,6	0,215	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,5	4,5	0,192	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,2	4,5	0,171	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,0	4,5	0,153	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,8	4,5	0,137	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,6	4,4	0,122	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,4	4,4	0,109	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,3	4,4	0,097	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,1	4,4	0,087	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,0	4,3	0,078	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,9	4,3	0,069	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,8	4,3	0,062	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,7	4,3	0,055	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,6	4,3	0,049	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,6	4,2	0,044	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,5	4,2	0,039	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,5	4,2	0,035	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,4	4,2	0,031	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,4	4,1	0,028	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,3	4,1	0,025	0,0



Табличное приложение 4.1.17-Возвратный горизонт М-0-7. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	1,8	1,6	1,6	1,9	1,6	0,005	1,9	1,9	2,0	2,0	5,0	0,0	0,0	0	0,119	0,199
2025	3,4	2,9	3,0	5,3	4,5	0,014	3,6	3,6	5,6	5,6	6,3	0,0	0,0	0	0,220	0,419
2026	3,3	2,8	3,0	8,6	7,4	0,023	3,6	3,6	9,3	9,3	8,7	0,0	0,0	0	0,214	0,633
2027	4,7	4,0	4,3	13,3	11,4	0,036	5,6	5,6	14,8	14,8	15,8	0,0	0,0	0	0,301	0,935
2028	5,7	4,9	5,5	19,0	16,2	0,052	7,3	7,3	22,1	22,1	21,7	0,0	0,0	0	0,368	1,302
2029	5,1	4,4	5,3	24,1	20,6	0,066	7,2	7,2	29,3	29,3	29,0	0,0	0,0	0	0,332	1,634
2030	4,7	4,0	5,0	28,8	24,6	0,078	7,2	7,2	36,6	36,6	35,5	0,0	0,0	0	0,301	1,935
2031	4,2	3,6	4,8	33,0	28,2	0,090	7,2	7,2	43,8	43,8	41,5	0,0	0,0	0	0,272	2,207
2032	3,8	3,3	4,6	36,8	31,5	0,100	7,2	7,2	51,0	51,0	46,9	0,0	0,0	0	0,247	2,455
2033	3,5	3,0	4,3	40,3	34,5	0,110	7,2	7,2	58,2	58,2	51,8	0,0	0,0	0	0,223	2,678
2034	3,1	2,7	4,1	43,4	37,1	0,118	7,2	7,2	65,3	65,3	56,2	0,0	0,0	0	0,202	2,880
2035	2,8	2,4	3,9	46,3	39,6	0,126	7,1	7,1	72,5	72,5	60,2	0,0	0,0	0	0,183	3,063
2036	2,6	2,2	3,6	48,9	41,8	0,133	7,1	7,1	79,6	79,6	63,9	0,0	0,0	0	0,166	3,230
2037	2,3	2,0	3,4	51,2	43,8	0,139	7,1	7,1	86,7	86,7	67,2	0,0	0,0	0	0,150	3,380
2038	2,1	1,8	3,2	53,3	45,6	0,145	7,1	7,1	93,8	93,8	70,3	0,0	0,0	0	0,136	3,516
2039	1,9	1,6	3,0	55,2	47,2	0,150	7,1	7,1	100,9	100,9	73,0	0,0	0,0	0	0,123	3,640
2040	1,7	1,5	2,8	57,0	48,7	0,155	7,1	7,1	108,0	108,0	75,5	0,0	0,0	0	0,112	3,752
2041	1,6	1,3	2,6	58,5	50,0	0,159	7,0	7,0	115,1	115,1	77,8	0,0	0,0	0	0,101	3,853
2042	1,4	1,2	2,4	59,9	51,2	0,163	7,0	7,0	122,1	122,1	79,8	0,0	0,0	0	0,092	3,944
2043	1,3	1,1	2,3	61,2	52,3	0,166	7,0	7,0	129,1	129,1	81,7	0,0	0,0	0	0,083	4,027
2044	1,2	1,0	2,1	62,4	53,3	0,170	7,0	7,0	136,1	136,1	83,4	0,0	0,0	0	0,075	4,103
2045	1,3	1,1	2,4	63,7	54,5	0,173	8,8	8,8	144,9	144,9	84,9	0,0	0,0	0	0,086	4,189
2046	1,4	1,2	2,6	65,1	55,7	0,177	10,4	10,4	155,4	155,4	86,7	0,0	0,0	0	0,090	4,279
2047	1,2	1,0	2,3	66,3	56,7	0,180	10,4	10,4	165,8	165,8	88,5	0,0	0,0	0	0,077	4,356
2048	1,0	0,9	2,0	67,4	57,6	0,183	10,4	10,4	176,2	176,2	90,1	0,0	0,0	0	0,066	4,422
2049	1,0	0,9	2,1	68,4	58,5	0,186	12,2	12,2	188,4	188,4	91,5	0,0	0,0	0	0,067	4,489



Табличное приложение 4.1.18-Возвратный горизонт М-0-7. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	1	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	10,0	10,5	0,645	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,9	10,5	0,636	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,6	10,5	0,618	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	8,8	10,5	0,570	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	8,2	10,5	0,529	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	7,4	10,4	0,479	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	6,7	10,4	0,434	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	6,1	10,4	0,393	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,5	10,4	0,356	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,0	10,4	0,322	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,5	10,3	0,292	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,1	10,3	0,264	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,7	10,3	0,239	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,4	10,3	0,217	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,0	10,2	0,196	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,8	10,2	0,178	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,5	10,2	0,161	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,3	10,2	0,146	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,0	10,1	0,132	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,9	10,1	0,120	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,7	10,1	0,108	0,0
2045	0	0	0	1	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,5	10,1	0,098	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,3	10,0	0,086	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,2	10,0	0,074	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,0	10,0	0,064	0,0
2049	0	0	0	1	0	0	4	0,000	0	0	4	4	4	0	0	0,8	9,9	0,055	0,0



Табличное приложение 4.1.19-Возвратный горизонт М-0-8. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кoeffициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2027	3,7	3,0	3,0	3,7	3,0	0,011	4,3	4,3	4,3	4,3	15,0	0,0	0,0	0	0,214	0,214
2028	6,6	5,4	5,5	10,2	8,4	0,031	9,2	9,2	13,5	13,5	28,7	0,0	0,0	0	0,385	0,599
2029	5,9	4,8	5,2	16,1	13,2	0,049	10,5	10,5	24,0	24,0	44,4	0,0	0,0	0	0,343	0,942
2030	5,2	4,3	4,9	21,3	17,5	0,065	11,5	11,5	35,6	35,6	54,6	0,0	0,0	0	0,307	1,249
2031	4,7	3,8	4,7	26,0	21,3	0,079	12,5	12,5	48,1	48,1	62,6	0,0	0,0	0	0,275	1,524
2032	4,2	3,4	4,4	30,2	24,7	0,092	13,5	13,5	61,6	61,6	69,0	0,0	0,0	0	0,246	1,770
2033	3,7	3,1	4,1	33,9	27,8	0,103	14,5	14,5	76,1	76,1	74,1	0,0	0,0	0	0,219	1,989
2034	3,3	2,7	3,8	37,3	30,6	0,114	15,4	15,4	91,5	91,5	78,3	0,0	0,0	0	0,196	2,186
2035	3,0	2,5	3,5	40,3	33,0	0,123	16,3	16,3	107,8	107,8	81,7	0,0	0,0	0	0,176	2,361
2036	2,7	2,2	3,3	43,0	35,2	0,131	17,3	17,3	125,1	125,1	84,5	0,0	0,0	0	0,157	2,519
2037	2,4	2,0	3,0	45,4	37,2	0,138	18,2	18,2	143,3	143,3	86,8	0,0	0,0	0	0,140	2,659
2038	2,1	1,8	2,8	47,5	38,9	0,145	19,0	19,0	162,3	162,3	88,8	0,0	0,0	0	0,125	2,784
2039	1,9	1,6	2,6	49,4	40,5	0,151	19,9	19,9	182,2	182,2	90,4	0,0	0,0	0	0,112	2,897
2040	1,7	1,4	2,4	51,1	41,9	0,156	19,8	19,8	202,0	202,0	91,3	0,0	0,0	0	0,101	2,997
2041	1,5	1,3	2,2	52,7	43,2	0,161	19,6	19,6	221,6	221,6	92,2	0,0	0,0	0	0,090	3,087
2042	1,4	1,1	2,0	54,0	44,3	0,165	19,5	19,5	241,1	241,1	93,0	0,0	0,0	0	0,080	3,167
2043	1,2	1,0	1,8	55,2	45,3	0,168	19,4	19,4	260,5	260,5	93,7	0,0	0,0	0	0,072	3,239
2044	1,1	0,9	1,6	56,3	46,2	0,172	19,3	19,3	279,8	279,8	94,3	0,0	0,0	0	0,064	3,303
2045	1,0	0,8	1,5	57,3	47,0	0,175	19,1	19,1	298,9	298,9	94,9	0,0	0,0	0	0,057	3,361
2046	1,1	0,9	1,7	58,4	47,9	0,178	19,0	19,0	317,9	317,9	94,2	0,0	0,0	0	0,065	3,426
2047	1,1	0,9	1,8	59,6	48,8	0,182	18,7	18,7	336,6	336,6	93,9	0,0	0,0	0	0,067	3,492
2048	1,0	0,8	1,5	60,5	49,6	0,185	18,6	18,6	355,3	355,3	94,8	0,0	0,0	0	0,056	3,549
2049	0,8	0,7	1,3	61,3	50,3	0,187	18,4	18,4	373,7	373,7	95,6	0,0	0,0	0	0,047	3,596



Табличное приложение 4.1.20-Возвратный горизонт М-0-8. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
2024	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2027	0	0	0	2	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	10,0	11,8	0,586	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	9,4	13,2	0,554	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	8,4	15,2	0,495	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	7,6	16,6	0,443	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	6,8	18,1	0,396	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	6,0	19,5	0,354	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,4	20,8	0,316	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,8	22,2	0,283	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,3	23,6	0,253	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,9	24,9	0,226	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,5	26,2	0,202	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,1	27,4	0,181	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,8	28,7	0,162	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,5	28,5	0,145	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,2	28,3	0,129	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,0	28,1	0,116	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,8	27,9	0,103	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,6	27,7	0,093	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,4	27,6	0,083	0,0
2046	0	0	0	1	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,3	21,7	0,074	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	1,1	18,0	0,064	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	0,9	17,9	0,054	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	0,8	17,7	0,045	0,0



Табличное приложение 4.1.21-Месторождение Бестобе. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	10,1	0,4	0,4	23,5	0,8	0,004	10,6	10,6	25,9	14,7	4,7	0,0	0,0	0	0,813	3,087
2025	18,8	0,7	0,7	42,3	1,5	0,006	19,9	19,9	45,8	34,6	5,5	0,0	0,0	0	1,520	4,607
2026	18,5	0,7	0,7	60,8	2,2	0,009	20,3	20,3	66,1	54,9	8,8	0,0	0,0	0	1,498	6,105
2027	57,0	2,1	2,1	117,9	4,2	0,018	68,0	68,0	134,0	122,9	16,1	0,0	0,0	0	4,880	10,985
2028	103,4	3,7	3,9	221,3	8,0	0,034	134,8	134,8	268,8	257,7	23,3	26,7	26,7	14	9,216	20,201
2029	138,0	5,0	5,4	359,4	12,9	0,055	198,2	198,2	467,0	455,9	30,4	130,8	157,6	48	12,661	32,862
2030	157,2	5,7	6,5	516,6	18,6	0,079	252,9	252,9	719,9	708,8	37,8	251,6	409,2	74	14,520	47,382
2031	157,8	5,7	7,0	674,3	24,2	0,103	283,7	283,7	1003,6	992,5	44,4	322,9	732,1	87	14,572	61,955
2032	148,6	5,3	7,1	822,9	29,6	0,126	295,9	295,9	1299,5	1288,3	49,8	348,0	1080,0	92	13,737	75,692
2033	137,1	4,9	7,0	960,0	34,5	0,147	304,4	304,4	1603,9	1592,7	55,0	349,8	1429,8	92	12,646	88,338
2034	126,9	4,6	7,0	1087,0	39,1	0,166	312,2	312,2	1916,1	1904,9	59,3	351,7	1781,5	92	11,681	100,020
2035	117,6	4,2	6,9	1204,5	43,3	0,184	319,9	319,9	2236,0	2224,8	63,2	353,8	2135,3	92	10,795	110,814
2036	109,2	3,9	6,9	1313,8	47,2	0,201	328,3	328,3	2564,2	2553,1	66,7	357,2	2492,5	92	10,007	120,821
2037	101,0	3,6	6,9	1414,7	50,9	0,216	334,7	334,7	2898,9	2887,7	69,8	358,9	2851,4	92	9,228	130,050
2038	93,6	3,4	6,8	1508,4	54,2	0,230	332,6	332,6	3231,5	3220,4	71,8	352,6	3204,0	92	8,539	138,589
2039	86,9	3,1	6,8	1595,3	57,3	0,244	330,6	330,6	3562,1	3550,9	73,7	346,6	3550,6	91	7,906	146,495
2040	80,9	2,9	6,8	1676,2	60,3	0,256	329,5	329,5	3891,6	3880,4	75,4	342,0	3892,6	91	7,343	153,838
2041	74,9	2,7	6,8	1751,1	62,9	0,267	326,6	326,6	4218,1	4207,0	77,1	335,7	4228,3	91	6,785	160,622
2042	69,6	2,5	6,8	1820,7	65,4	0,278	324,6	324,6	4542,7	4531,6	78,6	330,6	4558,9	91	6,291	166,913
2043	64,7	2,3	6,7	1885,4	67,8	0,288	322,6	322,6	4865,4	4854,2	79,9	325,9	4884,8	91	5,836	172,749
2044	60,4	2,2	6,7	1945,8	69,9	0,297	321,6	321,6	5186,9	5175,8	81,2	322,2	5206,9	91	5,431	178,180
2045	56,0	2,0	6,7	2001,8	72,0	0,306	318,7	318,7	5505,7	5494,5	82,4	316,9	5523,9	90	5,029	183,209
2046	52,2	1,9	6,7	2054,0	73,8	0,314	316,8	316,8	5822,5	5811,4	83,5	312,8	5836,7	90	4,673	187,883
2047	48,6	1,7	6,7	2102,7	75,6	0,321	314,9	314,9	6137,4	6126,3	84,6	308,8	6145,5	90	4,345	192,228
2048	45,5	1,6	6,7	2148,1	77,2	0,328	313,9	313,9	6451,3	6440,2	85,5	305,9	6451,4	90	4,053	196,281
2049	42,3	1,5	6,7	2190,4	78,7	0,335	311,1	311,1	6762,5	6751,3	86,4	301,4	6752,8	90	3,762	200,043
2050	40,5	1,5	6,8	2230,9	80,2	0,341	313,4	313,4	7075,8	7064,7	87,1	297,9	7050,6	89	3,561	203,604



Продолжение табличного приложения 4.1.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2051	38,6	1,4	7,0	2269,5	81,6	0,347	315,3	315,3	7391,1	7379,9	87,8	294,5	7345,1	87	3,368	206,972
2052	36,2	1,3	7,1	2305,7	82,9	0,352	314,4	314,4	7705,5	7694,4	88,5	292,1	7637,2	87	3,148	210,120
2053	33,7	1,2	7,1	2339,4	84,1	0,357	311,8	311,8	8017,3	8006,2	89,2	288,1	7925,3	87	2,928	213,048
2054	31,5	1,1	7,1	2370,8	85,2	0,362	310,1	310,1	8327,4	8316,3	89,8	285,1	8210,5	87	2,732	215,780
2055	29,5	1,1	7,2	2400,3	86,3	0,367	308,4	308,4	8635,9	8624,7	90,4	282,2	8492,6	87	2,552	218,332
2056	27,6	1,0	7,2	2427,9	87,3	0,371	307,6	307,6	8943,4	8932,3	91,0	280,1	8772,7	87	2,391	220,723
2057	25,8	0,9	7,3	2453,8	88,2	0,375	305,0	305,0	9248,4	9237,3	91,5	276,6	9049,3	86	2,229	222,952
2058	24,2	0,9	7,4	2478,0	89,1	0,378	303,4	303,4	9551,8	9540,7	92,0	273,9	9323,2	86	2,086	225,038
2059	22,7	0,8	7,5	2500,6	89,9	0,382	301,7	301,7	9853,5	9842,4	92,5	271,3	9594,5	86	1,953	226,991
2060	21,3	0,8	7,6	2522,0	90,7	0,385	300,9	300,9	10154,4	10143,2	92,9	269,5	9864,0	86	1,835	228,825
2061	20,0	0,7	7,7	2541,9	91,4	0,388	298,4	298,4	10452,7	10441,6	93,3	266,3	10130,3	86	1,715	230,540
2062	18,8	0,7	7,8	2560,7	92,0	0,391	296,7	296,7	10749,5	10738,3	93,7	263,9	10394,2	86	1,609	232,150



Табличное приложение 4.1.22-Месторождение Бестобе. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.				Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих гориз.	добывающих верт.	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств.газа, тыс.м³/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2024	0	0	0	0	0	7	0	7	0,000	0	0	7	7	7	0	0	7,8	8,2	0,631	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	7	7	7	0	0	7,7	8,2	0,626	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	7	0,000	0	0	7	7	7	0	0	7,6	8,4	0,617	0,0
2027	4	3	1	0	4	0	0	11	4,750	0	0	11	11	11	0	0	14,5	17,3	1,244	0,0
2028	5	2	2	1	0	0	0	16	5,350	0	0	15	15	15	1	1	21,1	27,5	1,879	146,1
2029	6	2	1	3	0	0	0	22	6,200	0	0	18	18	18	4	4	22,6	32,5	2,077	146,3
2030	4	1	1	2	0	0	0	26	3,950	0	0	20	20	20	6	6	22,6	36,4	2,088	143,6
2031	2	0	1	1	0	0	0	28	1,700	0	0	21	21	21	7	7	21,1	38,0	1,952	142,7
2032	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	21	21	21	7	7	19,4	38,7	1,796	143,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	21	21	21	7	7	18,0	39,9	1,658	144,1
2034	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	21	21	21	7	7	16,6	40,9	1,531	144,9
2035	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	21	21	21	7	7	15,4	41,9	1,415	145,8
2036	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	21	21	21	7	7	14,3	42,9	1,308	146,8
2037	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	21	21	21	7	7	13,2	43,9	1,210	147,9
2038	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	21	21	21	7	7	12,3	43,6	1,119	145,3
2039	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	21	21	21	7	7	11,4	43,3	1,036	142,8
2040	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	21	21	21	7	7	10,6	43,1	0,960	140,5
2041	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	21	21	21	7	7	9,8	42,8	0,889	138,3
2042	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	21	21	21	7	7	9,1	42,6	0,825	136,2
2043	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	21	21	21	7	7	8,5	42,3	0,765	134,2
2044	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	21	21	21	7	7	7,9	42,0	0,710	132,4
2045	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	1	0	20	20	20	7	7	7,3	41,8	0,659	130,6
2046	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	20	20	20	7	7	6,8	41,5	0,613	128,9
2047	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	20	20	20	7	7	6,4	41,3	0,570	127,2
2048	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	20	20	20	7	7	5,9	41,0	0,530	125,7



Продолжение табличного приложения 4.1.22

2049	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	20	20	20	7	7	5,5	40,8	0,493	124,2
2050	0	0	0	0	1	0	0	28	0,000	0	0	20	20	20	7	7	5,2	40,1	0,456	122,7
2051	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	20	20	20	7	7	4,8	39,5	0,422	121,3
2052	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	20	20	20	7	7	4,5	39,3	0,394	120,0
2053	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	20	20	20	7	7	4,2	39,1	0,367	118,7
2054	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	1	0	19	19	19	7	7	3,9	38,9	0,343	117,5
2055	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	19	19	19	7	7	3,7	38,7	0,320	116,3
2056	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	19	19	19	7	7	3,5	38,5	0,299	115,1
2057	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	19	19	19	7	7	3,2	38,2	0,280	113,9
2058	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	19	19	19	7	7	3,0	38,0	0,262	112,8
2059	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	19	19	19	7	7	2,8	37,8	0,245	111,8
2060	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	19	19	19	7	7	2,7	37,6	0,229	110,7
2061	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	0	0	19	19	19	7	7	2,5	37,4	0,215	109,7
2062	0	0	0	0	0	0	0	28	0,000	1	0	18	18	18	7	7	2,4	37,2	0,202	108,7



Табличное приложение 4.1.23-Эксплуатационный объект I. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	1,2	0,1	0,1	9,6	1,1	0,005	1,4	1,4	10,5	2,8	15,0	0,0	0,0	0	0,131	2,114
2025	2,2	0,3	0,3	11,8	1,4	0,006	2,6	2,6	13,2	5,4	15,1	0,0	0,0	0	0,247	2,362
2026	2,2	0,3	0,3	14,0	1,6	0,008	2,6	2,6	15,8	8,0	15,3	0,0	0,0	0	0,247	2,608
2027	14,4	1,7	1,7	28,5	3,3	0,015	17,1	17,1	32,9	25,1	15,5	0,0	0,0	0	1,601	4,209
2028	34,9	4,0	4,1	63,4	7,3	0,034	42,0	42,0	74,8	67,1	16,7	0,0	0,0	0	3,876	8,085
2029	55,4	6,3	6,8	118,8	13,6	0,064	69,1	69,1	143,9	136,2	19,8	29,7	29,7	27	6,141	14,225
2030	64,1	7,4	8,5	182,9	21,0	0,098	85,2	85,2	229,1	221,3	24,8	76,9	106,6	58	7,108	21,333
2031	63,5	7,3	9,2	246,4	28,3	0,132	91,4	91,4	320,5	312,7	30,5	120,4	227,0	87	7,046	28,379
2032	60,1	6,9	9,6	306,5	35,1	0,165	94,2	94,2	414,7	406,9	36,2	138,7	365,7	100	6,665	35,044
2033	54,4	6,2	9,6	360,9	41,4	0,194	93,3	93,3	508,0	500,2	41,7	133,6	499,3	100	6,035	41,079
2034	49,4	5,7	9,7	410,4	47,1	0,220	92,6	92,6	600,6	592,8	46,6	129,3	628,5	100	5,482	46,561
2035	44,9	5,1	9,7	455,3	52,2	0,244	91,9	91,9	692,5	684,8	51,2	125,3	753,8	100	4,979	51,540
2036	40,9	4,7	9,8	496,1	56,9	0,266	91,5	91,5	784,0	776,3	55,3	121,9	875,7	100	4,535	56,075
2037	37,0	4,2	9,9	533,2	61,1	0,286	90,6	90,6	874,7	866,9	59,1	118,2	993,9	100	4,107	60,182
2038	33,6	3,9	9,9	566,8	65,0	0,304	90,0	90,0	964,7	956,9	62,6	115,0	1108,9	100	3,730	63,912
2039	30,6	3,5	10,0	597,4	68,5	0,321	89,3	89,3	1054,0	1046,3	65,8	112,1	1221,1	100	3,388	67,301
2040	27,8	3,2	10,1	625,2	71,7	0,336	89,0	89,0	1143,0	1135,2	68,7	109,7	1330,8	100	3,086	70,386
2041	25,2	2,9	10,2	650,4	74,6	0,349	88,1	88,1	1231,1	1223,3	71,4	106,9	1437,7	100	2,795	73,181
2042	22,9	2,6	10,3	673,3	77,2	0,361	87,5	87,5	1318,5	1310,8	73,8	104,6	1542,3	100	2,538	75,719
2043	20,8	2,4	10,5	694,1	79,6	0,373	86,8	86,8	1405,3	1397,6	76,1	102,4	1644,7	100	2,306	78,025
2044	18,9	2,2	10,6	713,0	81,8	0,383	86,4	86,4	1491,8	1484,0	78,1	100,7	1745,4	100	2,100	80,125
2045	17,1	2,0	10,8	730,2	83,7	0,392	85,6	85,6	1577,4	1569,6	80,0	98,5	1844,0	100	1,902	82,026
2046	15,6	1,8	11,0	745,7	85,5	0,400	85,0	85,0	1662,4	1654,6	81,7	96,8	1940,7	100	1,727	83,753
2047	14,1	1,6	11,2	759,9	87,1	0,408	84,4	84,4	1746,7	1739,0	83,2	95,1	2035,8	100	1,569	85,322
2048	12,9	1,5	11,5	772,8	88,6	0,415	84,0	84,0	1830,7	1823,0	84,7	93,8	2129,6	100	1,429	86,751
2049	11,7	1,3	11,8	784,4	90,0	0,421	83,2	83,2	1913,9	1906,2	86,0	92,1	2221,7	100	1,294	88,045



Продолжение табличного приложения 4.1.23

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2050	10,6	1,2	12,1	795,0	91,2	0,427	82,6	82,6	1996,5	1988,8	87,2	90,7	2312,4	100	1,175	89,220
2051	9,6	1,1	12,5	804,6	92,3	0,432	82,0	82,0	2078,5	2070,8	88,3	89,4	2401,7	100	1,068	90,288
2052	8,8	1,0	13,0	813,4	93,3	0,437	81,6	81,6	2160,1	2152,4	89,3	88,4	2490,1	100	0,972	91,260
2053	7,9	0,9	13,6	821,4	94,2	0,441	80,8	80,8	2241,0	2233,2	90,2	87,0	2577,1	100	0,880	92,141
2054	7,2	0,8	14,2	828,6	95,0	0,445	80,3	80,3	2321,2	2313,5	91,0	85,9	2663,0	100	0,800	92,940
2055	6,6	0,8	15,1	835,1	95,8	0,448	79,7	79,7	2400,9	2393,1	91,8	84,8	2747,8	100	0,726	93,667
2056	6,0	0,7	16,2	841,1	96,5	0,451	79,3	79,3	2480,2	2472,5	92,5	84,0	2831,8	100	0,662	94,328
2057	5,4	0,6	17,5	846,5	97,1	0,454	78,5	78,5	2558,8	2551,0	93,1	82,8	2914,6	100	0,599	94,928
2058	4,9	0,6	19,2	851,4	97,6	0,457	78,0	78,0	2636,8	2629,0	93,7	81,9	2996,5	100	0,544	95,472
2059	4,5	0,5	21,6	855,8	98,1	0,459	77,4	77,4	2714,2	2706,4	94,2	81,0	3077,5	100	0,494	95,966
2060	4,1	0,5	25,1	859,9	98,6	0,462	77,1	77,1	2791,3	2783,5	94,7	80,4	3157,9	100	0,450	96,416
2061	3,7	0,4	30,4	863,6	99,0	0,464	76,3	76,3	2867,6	2859,9	95,2	79,3	3237,3	100	0,408	96,824
2062	3,3	0,4	39,7	866,9	99,4	0,465	75,8	75,8	2943,4	2935,6	95,6	78,5	3315,8	100	0,370	97,194



Табличное приложение 4.1.24-Эксплуатационный объект I. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3

Годы и период	Ввод скважин из бурения, ед.				Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих гориз.	добывающих верт.	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств.газа, тыс.м ³ /сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2024	0	0	0	0	0	1	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,4	7,6	0,714	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,4	7,6	0,713	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,4	7,6	0,711	0,0
2027	2	1	1	0	0	0	0	3	2,050	1	0	2	2	2	0	0	26,4	31,2	2,924	0,0
2028	2	1	1	0	0	0	0	5	2,050	0	0	4	4	4	0	0	32,9	39,5	3,651	0,0
2029	3	1	1	1	0	0	0	8	2,900	0	0	6	6	6	1	1	31,6	39,4	3,505	162,7
2030	2	0	1	1	0	0	0	10	1,700	0	0	7	7	7	2	2	28,3	37,6	3,141	145,3
2031	2	0	1	1	0	0	0	12	1,700	0	0	8	8	8	3	3	24,3	35,0	2,700	137,4
2032	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	8	8	8	3	3	21,6	33,9	2,396	133,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	8	8	8	3	3	19,6	33,6	2,176	128,4
2034	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	8	8	8	3	3	17,8	33,4	1,976	124,3
2035	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	8	8	8	3	3	16,2	33,1	1,795	120,4
2036	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	8	8	8	3	3	14,7	32,9	1,630	116,9
2037	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	8	8	8	3	3	13,3	32,7	1,480	113,6
2038	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	8	8	8	3	3	12,1	32,4	1,345	110,6
2039	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	8	8	8	3	3	11,0	32,2	1,221	107,8
2040	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	8	8	8	3	3	10,0	32,0	1,109	105,2
2041	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	8	8	8	3	3	9,1	31,8	1,007	102,8
2042	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	8	8	8	3	3	8,3	31,5	0,915	100,6
2043	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	8	8	8	3	3	7,5	31,3	0,831	98,5
2044	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	8	8	8	3	3	6,8	31,1	0,755	96,5
2045	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	1	0	7	7	7	3	3	6,2	30,9	0,685	94,7



Продолжение табличного приложения 4.1.24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2046	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	7	7	7	3	3	5,6	30,6	0,623	93,0
2047	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	7	7	7	3	3	5,1	30,4	0,566	91,4
2048	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	7	7	7	3	3	4,6	30,2	0,514	89,9
2049	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	7	7	7	3	3	4,2	30,0	0,466	88,5
2050	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	7	7	7	3	3	3,8	29,8	0,424	87,2
2051	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	7	7	7	3	3	3,5	29,6	0,385	85,9
2052	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	7	7	7	3	3	3,2	29,3	0,350	84,7
2053	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	7	7	7	3	3	2,9	29,1	0,317	83,6
2054	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	1	0	6	6	6	3	3	2,6	28,9	0,288	82,5
2055	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	6	6	6	3	3	2,4	28,7	0,262	81,5
2056	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	6	6	6	3	3	2,1	28,5	0,238	80,6
2057	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	6	6	6	3	3	1,9	28,3	0,216	79,6
2058	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	6	6	6	3	3	1,8	28,1	0,196	78,7
2059	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	6	6	6	3	3	1,6	27,9	0,178	77,9
2060	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	6	6	6	3	3	1,5	27,7	0,162	77,1
2061	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	6	6	6	3	3	1,3	27,5	0,147	76,3
2062	0	0	0	0	0	0	0	12	0,000	0	0	6	6	6	3	3	1,2	27,3	0,133	75,5



Табличное приложение 4.1.25-Эксплуатационный объект II. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	1,4	0,2	0,2	4,0	0,4	0,002	1,6	1,6	4,5	2,0	12,0	0,0	0,0	0	0,117	0,117
2025	2,7	0,3	0,3	6,6	0,7	0,003	3,0	3,0	7,5	5,0	12,2	0,0	0,0	0	0,220	0,338
2026	2,7	0,3	0,3	9,3	1,0	0,005	3,4	3,4	11,0	8,5	22,6	0,0	0,0	0	0,220	0,558
2027	9,8	1,1	1,1	19,1	2,1	0,010	15,7	15,7	26,6	24,1	37,4	0,0	0,0	0	0,812	1,370
2028	24,2	2,6	2,7	43,3	4,7	0,022	42,7	42,7	69,4	66,9	43,4	26,7	26,7	50	2,007	3,377
2029	39,0	4,3	4,5	82,3	9,0	0,042	76,5	76,5	145,9	143,4	49,1	79,7	106,4	85	3,231	6,608
2030	52,2	5,7	6,3	134,4	14,7	0,069	115,0	115,0	260,9	258,4	54,6	135,2	241,7	98	4,326	10,934
2031	55,8	6,1	7,2	190,3	20,8	0,098	139,4	139,4	400,3	397,8	60,0	164,0	405,7	100	4,628	15,562
2032	52,4	5,7	7,2	242,6	26,5	0,125	148,5	148,5	548,8	546,3	64,7	171,5	577,2	100	4,342	19,903
2033	48,8	5,3	7,3	291,5	31,9	0,150	158,0	158,0	706,7	704,2	69,1	179,4	756,6	100	4,050	23,953
2034	45,7	5,0	7,3	337,2	36,9	0,173	166,3	166,3	873,1	870,6	72,5	186,3	942,9	100	3,788	27,741
2035	42,7	4,7	7,4	379,9	41,6	0,195	174,5	174,5	1047,6	1045,1	75,5	193,2	1136,1	100	3,544	31,286
2036	40,1	4,4	7,5	420,0	46,0	0,216	183,0	183,0	1230,6	1228,1	78,1	200,5	1336,5	100	3,325	34,610
2037	37,4	4,1	7,6	457,4	50,0	0,235	190,3	190,3	1421,0	1418,5	80,3	206,5	1543,0	100	3,101	37,711
2038	35,0	3,8	7,7	492,4	53,9	0,253	188,8	188,8	1609,8	1607,3	81,5	203,9	1747,0	100	2,901	40,612
2039	32,7	3,6	7,8	525,2	57,5	0,270	187,3	187,3	1797,1	1794,6	82,5	201,4	1948,4	100	2,714	43,326
2040	30,7	3,4	7,9	555,9	60,8	0,286	186,3	186,3	1983,4	1980,9	83,5	199,5	2147,9	100	2,546	45,872
2041	28,6	3,1	8,0	584,5	64,0	0,301	184,3	184,3	2167,7	2165,2	84,5	196,6	2344,5	100	2,375	48,247
2042	26,8	2,9	8,1	611,3	66,9	0,314	182,8	182,8	2350,6	2348,1	85,3	194,3	2538,8	100	2,222	50,469
2043	25,1	2,7	8,3	636,4	69,6	0,327	181,4	181,4	2531,9	2529,4	86,2	192,1	2730,9	100	2,078	52,547
2044	23,5	2,6	8,5	659,9	72,2	0,339	180,4	180,4	2712,3	2709,8	87,0	190,4	2921,3	100	1,950	54,497
2045	21,9	2,4	8,6	681,8	74,6	0,351	178,5	178,5	2890,8	2888,3	87,7	187,8	3109,1	100	1,819	56,315
2046	20,5	2,2	8,8	702,4	76,8	0,361	177,0	177,0	3067,9	3065,4	88,4	185,7	3294,8	100	1,701	58,016
2047	19,2	2,1	9,1	721,5	78,9	0,371	175,6	175,6	3243,5	3241,0	89,1	183,7	3478,5	100	1,592	59,608
2048	18,0	2,0	9,4	739,6	80,9	0,380	174,7	174,7	3418,2	3415,7	89,7	182,2	3660,7	100	1,493	61,101
2049	16,8	1,8	9,6	756,4	82,8	0,389	172,8	172,8	3591,0	3588,5	90,3	179,8	3840,6	100	1,393	62,493
2050	15,7	1,7	10,0	772,1	84,5	0,397	171,4	171,4	3762,4	3759,9	90,8	178,0	4018,5	100	1,303	63,796



Продолжение табличного приложения 4.1.25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2051	14,7	1,6	10,4	786,8	86,1	0,405	170,1	170,1	3932,5	3930,0	91,4	176,1	4194,7	100	1,219	65,015
2052	13,8	1,5	10,8	800,6	87,6	0,412	169,2	169,2	4101,7	4099,2	91,8	174,8	4369,5	100	1,143	66,158
2053	12,9	1,4	11,3	813,4	89,0	0,418	167,3	167,3	4269,0	4266,5	92,3	172,6	4542,1	100	1,066	67,225
2054	12,0	1,3	12,0	825,5	90,3	0,424	166,0	166,0	4435,0	4432,5	92,8	170,9	4713,0	100	0,998	68,222
2055	11,3	1,2	12,7	836,7	91,5	0,430	164,7	164,7	4599,7	4597,2	93,2	169,2	4882,3	100	0,933	69,156
2056	10,6	1,2	13,7	847,3	92,7	0,436	163,8	163,8	4763,5	4761,0	93,6	168,1	5050,3	100	0,875	70,031
2057	9,9	1,1	14,8	857,1	93,8	0,441	162,0	162,0	4925,6	4923,1	93,9	166,0	5216,3	100	0,817	70,848
2058	9,2	1,0	16,2	866,3	94,8	0,445	160,8	160,8	5086,3	5083,8	94,3	164,4	5380,7	100	0,764	71,612
2059	8,6	0,9	18,1	875,0	95,7	0,450	159,5	159,5	5245,8	5243,3	94,6	162,9	5543,6	100	0,715	72,326
2060	8,1	0,9	20,7	883,0	96,6	0,454	158,6	158,6	5404,4	5401,9	94,9	161,8	5705,3	100	0,670	72,997
2061	7,5	0,8	24,4	890,6	97,4	0,458	156,9	156,9	5561,3	5558,8	95,2	159,8	5865,2	100	0,625	73,622
2062	7,1	0,8	30,1	897,6	98,2	0,462	155,7	155,7	5717,0	5714,5	95,5	158,4	6023,5	100	0,585	74,207



Табличное приложение 4.1.26-Эксплуатационный объект II. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3

Годы и период	Ввод скважин из бурения, ед.				Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих гориз.	добывающих верт.	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств.газа, тыс.м³/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2024	0	0	0	0	0	1	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,7	8,7	0,637	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,7	8,7	0,636	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,6	9,9	0,634	0,0
2027	1	1	0	0	0	0	0	2	1,300	1	0	1	1	1	0	0	26,8	42,9	2,226	0,0
2028	2	1	0	1	0	0	0	4	2,250	0	0	2	2	2	1	1	45,6	80,5	3,782	146,1
2029	2	1	0	1	0	0	0	6	2,250	0	0	3	3	3	2	2	44,5	87,4	3,688	150,6
2030	2	1	0	1	0	0	0	8	2,250	0	0	4	4	4	3	3	42,7	94,0	3,538	154,4
2031	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	40,2	100,5	3,337	157,6
2032	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	37,7	106,8	3,122	164,5
2033	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	35,2	113,9	2,920	172,4
2034	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	32,9	119,9	2,731	179,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	30,8	125,8	2,555	185,7
2036	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	28,8	131,6	2,390	192,2
2037	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	27,0	137,2	2,236	198,5
2038	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	25,2	136,1	2,092	196,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	23,6	135,0	1,957	193,6
2040	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	22,1	134,0	1,831	191,3
2041	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	20,7	132,9	1,712	189,0
2042	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	19,3	131,8	1,602	186,8
2043	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	18,1	130,8	1,498	184,6
2044	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	16,9	129,7	1,402	182,5
2045	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	15,8	128,7	1,311	180,5
2046	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	14,8	127,6	1,227	178,5



Продолжение табличного приложения 4.1.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2047	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	13,8	126,6	1,147	176,6
2048	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	12,9	125,6	1,073	174,7
2049	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	12,1	124,6	1,004	172,9
2050	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	11,3	123,6	0,939	171,1
2051	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	10,6	122,6	0,879	169,3
2052	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	9,9	121,6	0,822	167,6
2053	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	9,3	120,7	0,769	165,9
2054	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	8,7	119,7	0,719	164,3
2055	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	8,1	118,7	0,673	162,7
2056	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	7,6	117,8	0,629	161,1
2057	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	7,1	116,8	0,589	159,6
2058	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	6,6	115,9	0,551	158,0
2059	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	6,2	115,0	0,515	156,6
2060	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	5,8	114,0	0,482	155,1
2061	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	0	0	4	4	4	3	3	5,4	113,1	0,451	153,6
2062	0	0	0	0	0	0	0	8	0,000	1	0	3	3	3	3	3	5,1	112,2	0,422	152,2



Табличное приложение 4.1.27-Эксплуатационный объект III. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	3,9	1,1	1,1	3,9	1,1	0,005	3,9	3,9	3,9	3,9	0,0	0,0	0,0	0	0,284	0,284
2025	7,2	2,1	2,1	11,1	3,2	0,015	7,3	7,3	11,1	11,1	1,0	0,0	0,0	0	0,529	0,812
2026	7,1	2,0	2,1	18,1	5,2	0,024	7,3	7,3	18,4	18,4	2,9	0,0	0,0	0	0,518	1,330
2027	19,1	5,5	5,8	37,2	10,7	0,050	20,0	20,0	38,5	38,5	4,8	0,0	0,0	0	1,400	2,731
2028	24,4	7,0	7,9	61,6	17,8	0,083	27,1	27,1	65,6	65,6	10,0	0,0	0,0	0	1,793	4,524
2029	24,6	7,1	8,6	86,2	24,9	0,116	29,5	29,5	95,1	95,1	16,6	21,4	21,4	53	1,807	6,331
2030	22,6	6,5	8,7	108,8	31,4	0,147	29,4	29,4	124,5	124,5	23,3	39,4	60,9	100	1,657	7,988
2031	20,7	6,0	8,7	129,5	37,3	0,175	29,3	29,3	153,9	153,9	29,4	38,5	99,4	100	1,519	9,507
2032	19,0	5,5	8,7	148,5	42,8	0,200	29,3	29,3	183,2	183,2	35,1	37,7	137,2	100	1,396	10,903
2033	17,4	5,0	8,8	165,9	47,8	0,224	29,1	29,1	212,3	212,3	40,3	36,8	174,0	100	1,276	12,179
2034	15,9	4,6	8,8	181,9	52,4	0,245	29,0	29,0	241,3	241,3	45,1	36,1	210,1	100	1,170	13,349
2035	14,6	4,2	8,8	196,5	56,6	0,265	28,9	28,9	270,3	270,3	49,5	35,4	245,5	100	1,073	14,422
2036	13,4	3,9	8,9	209,9	60,5	0,283	28,9	28,9	299,2	299,2	53,6	34,9	280,3	100	0,986	15,408
2037	12,3	3,5	9,0	222,2	64,0	0,299	28,7	28,7	327,9	327,9	57,3	34,2	314,5	100	0,901	16,309
2038	11,3	3,2	9,0	233,4	67,3	0,315	28,6	28,6	356,6	356,6	60,7	33,6	348,1	100	0,826	17,136
2039	10,3	3,0	9,1	243,8	70,2	0,329	28,6	28,6	385,1	385,1	63,9	33,1	381,2	100	0,757	17,893
2040	9,5	2,7	9,2	253,2	73,0	0,341	28,5	28,5	413,7	413,7	66,8	32,7	413,9	100	0,696	18,590
2041	8,7	2,5	9,2	261,9	75,5	0,353	28,4	28,4	442,1	442,1	69,4	32,2	446,1	100	0,636	19,226
2042	7,9	2,3	9,3	269,9	77,8	0,364	28,3	28,3	470,3	470,3	71,9	31,7	477,8	100	0,583	19,809
2043	7,3	2,1	9,4	277,1	79,9	0,374	28,2	28,2	498,5	498,5	74,1	31,4	509,2	100	0,535	20,344
2044	6,7	1,9	9,6	283,8	81,8	0,383	28,2	28,2	526,7	526,7	76,2	31,1	540,2	100	0,492	20,836
2045	6,1	1,8	9,7	290,0	83,6	0,391	28,0	28,0	554,6	554,6	78,1	30,6	570,9	100	0,449	21,286
2046	5,6	1,6	9,8	295,6	85,2	0,398	27,9	27,9	582,5	582,5	79,9	30,3	601,2	100	0,412	21,698
2047	5,1	1,5	10,0	300,7	86,7	0,405	27,8	27,8	610,3	610,3	81,5	30,0	631,2	100	0,378	22,075
2048	4,7	1,4	10,2	305,5	88,0	0,412	27,8	27,8	638,1	638,1	83,0	29,8	661,1	100	0,347	22,423
2049	4,3	1,2	10,4	309,8	89,3	0,417	27,6	27,6	665,7	665,7	84,3	29,5	690,5	100	0,317	22,740
2050	4,0	1,1	10,7	313,7	90,4	0,423	27,5	27,5	693,3	693,3	85,6	29,2	719,7	100	0,291	23,031



Продолжение табличного приложения 4.1.27

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2051	3,6	1,0	10,9	317,4	91,5	0,428	27,4	27,4	720,7	720,7	86,8	29,0	748,7	100	0,267	23,298
2052	3,3	1,0	11,3	320,7	92,4	0,432	27,4	27,4	748,1	748,1	87,8	28,8	777,6	100	0,245	23,543
2053	3,1	0,9	11,6	323,8	93,3	0,436	27,3	27,3	775,4	775,4	88,8	28,5	806,1	100	0,224	23,767
2054	2,8	0,8	12,1	326,6	94,1	0,440	27,2	27,2	802,5	802,5	89,7	28,3	834,4	100	0,205	23,972
2055	2,6	0,7	12,6	329,1	94,9	0,444	27,1	27,1	829,6	829,6	90,5	28,1	862,6	100	0,188	24,161
2056	2,4	0,7	13,2	331,5	95,5	0,447	27,1	27,1	856,6	856,6	91,3	28,0	890,6	100	0,173	24,334
2057	2,2	0,6	13,9	333,7	96,2	0,450	26,9	26,9	883,5	883,5	92,0	27,8	918,4	100	0,158	24,492
2058	2,0	0,6	14,8	335,6	96,7	0,452	26,8	26,8	910,3	910,3	92,6	27,6	946,0	100	0,145	24,637
2059	1,8	0,5	15,9	337,4	97,2	0,455	26,7	26,7	937,0	937,0	93,2	27,4	973,4	100	0,133	24,770
2060	1,7	0,5	17,4	339,1	97,7	0,457	26,7	26,7	963,7	963,7	93,8	27,4	1000,8	100	0,122	24,893
2061	1,5	0,4	19,3	340,6	98,2	0,459	26,5	26,5	990,3	990,3	94,3	27,1	1027,9	100	0,112	25,004
2062	1,4	0,4	21,9	342,0	98,6	0,461	26,4	26,4	1016,7	1016,7	94,7	27,0	1054,9	100	0,102	25,107



Табличное приложение 4.1.28-Эксплуатационный объект III. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.				Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих гориз.	добывающих верт.	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств.газа, тыс.м³/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2024	0	0	0	0	0	3	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	7,0	7,0	0,514	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	6,9	7,0	0,508	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	3	0,000	0	0	3	3	3	0	0	6,8	7,0	0,498	0,0
2027	1	1	0	0	0	0	0	4	1,400	2	0	2	2	2	0	0	15,6	16,4	1,145	0,0
2028	1	0	1	0	0	0	0	5	1,050	0	0	3	3	3	0	0	46,0	51,1	3,379	0,0
2029	1	0	0	1	0	0	0	6	1,050	0	0	3	3	3	1	1	35,5	42,6	2,606	117,5
2030	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	32,5	42,4	2,389	113,8
2031	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	29,8	42,3	2,190	111,1
2032	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	27,4	42,1	2,008	108,6
2033	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	25,1	42,0	1,840	106,2
2034	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	23,0	41,9	1,687	104,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	21,1	41,7	1,547	102,1
2036	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	19,3	41,6	1,418	100,2
2037	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	17,7	41,4	1,300	98,5
2038	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	16,2	41,3	1,191	96,9
2039	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	14,9	41,2	1,092	95,4
2040	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	13,6	41,0	1,001	94,1
2041	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	12,5	40,9	0,918	92,8
2042	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	11,5	40,8	0,841	91,6
2043	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	10,5	40,6	0,771	90,4
2044	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	9,6	40,5	0,707	89,4
2045	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	8,8	40,4	0,648	88,4



Продолжение табличного приложения 4.1.28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2046	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	8,1	40,2	0,594	87,5
2047	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	7,4	40,1	0,545	86,6
2048	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	6,8	40,0	0,499	85,8
2049	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	3	3	3	1	1	6,2	39,8	0,458	85,0
2050	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	1	0	2	2	2	1	1	5,7	39,7	0,420	84,3
2051	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	2	2	2	1	1	5,2	39,6	0,385	83,6
2052	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	2	2	2	1	1	4,8	39,4	0,353	82,9
2053	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	2	2	2	1	1	4,4	39,3	0,323	82,3
2054	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	2	2	2	1	1	4,0	39,2	0,296	81,7
2055	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	2	2	2	1	1	3,7	39,0	0,272	81,1
2056	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	2	2	2	1	1	3,4	38,9	0,249	80,6
2057	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	2	2	2	1	1	3,1	38,8	0,228	80,1
2058	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	2	2	2	1	1	2,9	38,6	0,209	79,6
2059	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	2	2	2	1	1	2,6	38,5	0,192	79,1
2060	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	2	2	2	1	1	2,4	38,4	0,176	78,7
2061	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	2	2	2	1	1	2,2	38,3	0,161	78,3
2062	0	0	0	0	0	0	0	6	0,000	0	0	2	2	2	1	1	2,0	38,1	0,148	77,8



Табличное приложение 4.1.29-Возвратный горизонт М-0-2. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2025	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2026	0,0	0,0	0,0	1,4	1,6	0,005	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,211
2027	2,1	2,4	2,4	3,4	3,9	0,014	2,1	2,1	3,4	3,4	1,3	0,0	0,0	0	0,204	0,415
2028	3,8	4,4	4,6	7,2	8,3	0,029	4,0	4,0	7,4	7,4	3,3	0,0	0,0	0	0,380	0,795
2029	3,7	4,2	4,6	10,9	12,5	0,044	3,9	3,9	11,3	11,3	7,0	0,0	0,0	0	0,364	1,159
2030	3,5	4,0	4,6	14,4	16,6	0,058	3,9	3,9	15,3	15,3	10,6	0,0	0,0	0	0,349	1,508
2031	3,4	3,9	4,7	17,8	20,5	0,072	3,9	3,9	19,2	19,2	14,0	0,0	0,0	0	0,336	1,843
2032	3,3	3,7	4,7	21,1	24,2	0,085	3,9	3,9	23,1	23,1	17,3	0,0	0,0	0	0,323	2,167
2033	3,1	3,6	4,7	24,2	27,8	0,098	3,9	3,9	27,0	27,0	20,4	0,0	0,0	0	0,309	2,476
2034	3,0	3,4	4,8	27,2	31,2	0,110	3,9	3,9	31,0	31,0	23,5	0,0	0,0	0	0,297	2,773
2035	2,9	3,3	4,8	30,0	34,5	0,122	3,9	3,9	34,9	34,9	26,4	0,0	0,0	0	0,285	3,058
2036	2,8	3,2	4,9	32,8	37,7	0,133	3,9	3,9	38,8	38,8	29,2	0,0	0,0	0	0,275	3,333
2037	2,6	3,0	4,9	35,5	40,8	0,144	3,9	3,9	42,7	42,7	31,9	0,0	0,0	0	0,263	3,596
2038	2,5	2,9	4,9	38,0	43,7	0,154	3,9	3,9	46,5	46,5	34,5	0,0	0,0	0	0,253	3,848
2039	2,4	2,8	5,0	40,4	46,5	0,164	3,9	3,9	50,4	50,4	37,0	0,0	0,0	0	0,243	4,091
2040	2,4	2,7	5,1	42,8	49,2	0,173	3,9	3,9	54,3	54,3	39,4	0,0	0,0	0	0,234	4,324
2041	2,3	2,6	5,1	45,0	51,8	0,182	3,9	3,9	58,2	58,2	41,7	0,0	0,0	0	0,224	4,548
2042	2,2	2,5	5,2	47,2	54,3	0,191	3,9	3,9	62,0	62,0	44,0	0,0	0,0	0	0,215	4,763
2043	2,1	2,4	5,2	49,3	56,7	0,200	3,9	3,9	65,9	65,9	46,1	0,0	0,0	0	0,206	4,969
2044	2,0	2,3	5,3	51,3	59,0	0,208	3,9	3,9	69,8	69,8	48,2	0,0	0,0	0	0,199	5,168
2045	1,9	2,2	5,4	53,2	61,2	0,215	3,8	3,8	73,6	73,6	50,2	0,0	0,0	0	0,190	5,358
2046	1,8	2,1	5,4	55,0	63,3	0,223	3,8	3,8	77,4	77,4	52,1	0,0	0,0	0	0,183	5,540
2047	1,8	2,0	5,5	56,8	65,3	0,230	3,8	3,8	81,3	81,3	53,9	0,0	0,0	0	0,175	5,716
2048	1,7	2,0	5,6	58,5	67,3	0,237	3,8	3,8	85,1	85,1	55,6	0,0	0,0	0	0,169	5,884
2049	1,6	1,9	5,7	60,1	69,1	0,243	3,8	3,8	88,9	88,9	57,3	0,0	0,0	0	0,162	6,046
2050	1,6	1,8	5,8	61,7	70,9	0,250	3,8	3,8	92,7	92,7	59,0	0,0	0,0	0	0,155	6,201



Продолжение табличного приложения 4.1.29

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2051	1,5	1,7	5,9	63,2	72,6	0,256	3,8	3,8	96,5	96,5	60,5	0,0	0,0	0	0,149	6,350
2052	1,4	1,7	6,1	64,7	74,3	0,262	3,8	3,8	100,3	100,3	62,1	0,0	0,0	0	0,144	6,494
2053	1,4	1,6	6,2	66,0	75,9	0,267	3,8	3,8	104,1	104,1	63,5	0,0	0,0	0	0,137	6,631
2054	1,3	1,5	6,3	67,4	77,4	0,273	3,8	3,8	107,9	107,9	64,9	0,0	0,0	0	0,132	6,763
2055	1,3	1,5	6,5	68,6	78,9	0,278	3,8	3,8	111,7	111,7	66,2	0,0	0,0	0	0,127	6,890
2056	1,2	1,4	6,7	69,9	80,3	0,283	3,8	3,8	115,5	115,5	67,5	0,0	0,0	0	0,122	7,012
2057	1,2	1,4	6,9	71,0	81,7	0,288	3,8	3,8	119,3	119,3	68,8	0,0	0,0	0	0,117	7,129
2058	1,1	1,3	7,1	72,2	83,0	0,292	3,8	3,8	123,0	123,0	70,0	0,0	0,0	0	0,112	7,241
2059	1,1	1,2	7,3	73,3	84,2	0,297	3,8	3,8	126,8	126,8	71,1	0,0	0,0	0	0,108	7,349
2060	1,0	1,2	7,6	74,3	85,4	0,301	3,8	3,8	130,5	130,5	72,2	0,0	0,0	0	0,104	7,453
2061	1,0	1,2	7,9	75,3	86,6	0,305	3,7	3,7	134,3	134,3	73,3	0,0	0,0	0	0,099	7,552
2062	1,0	1,1	8,2	76,3	87,7	0,309	3,7	3,7	138,0	138,0	74,3	0,0	0,0	0	0,095	7,647



Табличное приложение 4.1.30-Возвратный горизонт М-0-2. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2027	0	0	0	2	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,6	5,7	0,558	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,5	5,7	0,546	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,3	5,7	0,525	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,1	5,7	0,504	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,9	5,7	0,484	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,7	5,7	0,465	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,5	5,6	0,446	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,3	5,6	0,428	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,1	5,6	0,411	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,0	5,6	0,395	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,8	5,6	0,379	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,7	5,6	0,364	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,5	5,6	0,350	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,4	5,6	0,336	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,2	5,6	0,322	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,1	5,6	0,310	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,0	5,6	0,297	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,9	5,5	0,286	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,8	5,5	0,274	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,7	5,5	0,263	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,5	5,5	0,253	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,4	5,5	0,243	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,3	5,5	0,233	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,3	5,5	0,224	0,0



Продолжение табличного приложения 4.1.30

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2051	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,2	5,5	0,215	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,1	5,5	0,206	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,0	5,5	0,198	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,9	5,5	0,190	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,8	5,5	0,183	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,8	5,4	0,175	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,7	5,4	0,168	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,6	5,4	0,162	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,6	5,4	0,155	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,5	5,4	0,149	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,4	5,4	0,143	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,4	5,4	0,138	0,0



Табличное приложение 4.1.31-Возвратный горизонт М-0-3. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	1,8	1,0	1,0	2,3	1,3	0,004	1,8	1,8	2,7	2,7	0,2	0,0	0,0	0	0,162	0,162
2025	3,3	1,9	1,9	5,6	3,2	0,010	3,3	3,3	6,1	6,1	0,9	0,0	0,0	0	0,303	0,465
2026	3,3	1,9	2,0	8,8	5,1	0,016	3,3	3,3	9,4	9,4	2,1	0,0	0,0	0	0,299	0,764
2027	3,2	1,9	2,0	12,0	7,0	0,022	3,3	3,3	12,7	12,7	3,4	0,0	0,0	0	0,295	1,059
2028	3,2	1,8	2,0	15,2	8,8	0,027	3,3	3,3	16,0	16,0	4,6	0,0	0,0	0	0,292	1,351
2029	3,1	1,8	2,0	18,3	10,7	0,033	3,3	3,3	19,4	19,4	5,8	0,0	0,0	0	0,287	1,638
2030	3,1	1,8	2,0	21,4	12,4	0,038	3,3	3,3	22,7	22,7	7,0	0,0	0,0	0	0,283	1,922
2031	3,0	1,8	2,0	24,5	14,2	0,044	3,3	3,3	26,0	26,0	8,2	0,0	0,0	0	0,280	2,201
2032	3,0	1,8	2,0	27,5	16,0	0,049	3,3	3,3	29,3	29,3	9,4	0,0	0,0	0	0,277	2,478
2033	3,0	1,7	2,1	30,4	17,7	0,054	3,3	3,3	32,6	32,6	10,6	0,0	0,0	0	0,272	2,750
2034	2,9	1,7	2,1	33,4	19,4	0,060	3,3	3,3	35,9	35,9	11,7	0,0	0,0	0	0,269	3,019
2035	2,9	1,7	2,1	36,2	21,1	0,065	3,3	3,3	39,3	39,3	12,8	0,0	0,0	0	0,265	3,284
2036	2,9	1,7	2,1	39,1	22,7	0,070	3,3	3,3	42,6	42,6	14,0	0,0	0,0	0	0,262	3,546
2037	2,8	1,6	2,1	41,9	24,4	0,075	3,3	3,3	45,9	45,9	15,1	0,0	0,0	0	0,258	3,804
2038	2,8	1,6	2,1	44,7	26,0	0,080	3,3	3,3	49,2	49,2	16,1	0,0	0,0	0	0,255	4,059
2039	2,7	1,6	2,1	47,4	27,6	0,085	3,3	3,3	52,5	52,5	17,2	0,0	0,0	0	0,251	4,310
2040	2,7	1,6	2,2	50,1	29,1	0,090	3,3	3,3	55,8	55,8	18,3	0,0	0,0	0	0,249	4,558
2041	2,7	1,5	2,2	52,8	30,7	0,094	3,3	3,3	59,1	59,1	19,3	0,0	0,0	0	0,245	4,803
2042	2,6	1,5	2,2	55,4	32,2	0,099	3,3	3,3	62,4	62,4	20,4	0,0	0,0	0	0,241	5,044
2043	2,6	1,5	2,2	58,0	33,7	0,104	3,3	3,3	65,7	65,7	21,4	0,0	0,0	0	0,238	5,282
2044	2,6	1,5	2,2	60,6	35,2	0,108	3,3	3,3	69,0	69,0	22,4	0,0	0,0	0	0,236	5,518
2045	2,5	1,5	2,3	63,1	36,7	0,113	3,3	3,3	72,3	72,3	23,4	0,0	0,0	0	0,232	5,750
2046	2,5	1,4	2,3	65,6	38,1	0,117	3,3	3,3	75,6	75,6	24,4	0,0	0,0	0	0,229	5,978
2047	2,5	1,4	2,3	68,0	39,5	0,122	3,3	3,3	78,9	78,9	25,3	0,0	0,0	0	0,226	6,204
2048	2,4	1,4	2,3	70,4	41,0	0,126	3,3	3,3	82,2	82,2	26,3	0,0	0,0	0	0,223	6,427
2049	2,4	1,4	2,4	72,8	42,3	0,130	3,3	3,3	85,4	85,4	27,2	0,0	0,0	0	0,220	6,647
2050	2,4	1,4	2,4	75,2	43,7	0,135	3,3	3,3	88,7	88,7	28,2	0,0	0,0	0	0,217	6,864



Продолжение табличного приложения 4.1.31

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2051	2,3	1,4	2,4	77,5	45,1	0,139	3,3	3,3	92,0	92,0	29,1	0,0	0,0	0	0,214	7,077
2052	2,3	1,3	2,4	79,8	46,4	0,143	3,3	3,3	95,3	95,3	30,0	0,0	0,0	0	0,212	7,289
2053	2,3	1,3	2,5	82,1	47,7	0,147	3,3	3,3	98,6	98,6	30,9	0,0	0,0	0	0,208	7,497
2054	2,2	1,3	2,5	84,3	49,0	0,151	3,3	3,3	101,9	101,9	31,8	0,0	0,0	0	0,205	7,703
2055	2,2	1,3	2,5	86,5	50,3	0,155	3,3	3,3	105,1	105,1	32,6	0,0	0,0	0	0,203	7,905
2056	2,2	1,3	2,6	88,7	51,6	0,159	3,3	3,3	108,4	108,4	33,5	0,0	0,0	0	0,201	8,106
2057	2,1	1,2	2,6	90,9	52,8	0,163	3,3	3,3	111,7	111,7	34,3	0,0	0,0	0	0,197	8,303
2058	2,1	1,2	2,6	93,0	54,1	0,166	3,3	3,3	114,9	114,9	35,2	0,0	0,0	0	0,195	8,498
2059	2,1	1,2	2,6	95,1	55,3	0,170	3,3	3,3	118,2	118,2	36,0	0,0	0,0	0	0,192	8,690
2060	2,1	1,2	2,7	97,1	56,5	0,174	3,3	3,3	121,5	121,5	36,8	0,0	0,0	0	0,190	8,880
2061	2,0	1,2	2,7	99,2	57,7	0,177	3,3	3,3	124,8	124,8	37,6	0,0	0,0	0	0,187	9,067
2062	2,0	1,2	2,8	101,2	58,8	0,181	3,3	3,3	128,0	128,0	38,4	0,0	0,0	0	0,185	9,251



Табличное приложение 4.1.32-Возвратный горизонт М-0-3. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	0	0	0	0	1	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,6	9,6	0,880	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,5	9,6	0,874	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,4	9,6	0,862	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,3	9,6	0,851	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,1	9,6	0,840	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,0	9,6	0,828	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,9	9,6	0,817	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,8	9,6	0,806	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,7	9,6	0,796	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,5	9,6	0,785	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,4	9,5	0,775	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,3	9,5	0,764	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,2	9,5	0,754	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,1	9,5	0,744	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,0	9,5	0,734	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,9	9,5	0,724	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,8	9,5	0,715	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,7	9,5	0,705	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,6	9,5	0,696	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,5	9,5	0,687	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,4	9,5	0,677	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,3	9,5	0,668	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,2	9,5	0,659	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,1	9,5	0,651	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,0	9,5	0,642	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,9	9,5	0,633	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,8	9,5	0,625	0,0



Продолжение табличного приложения 4.1.32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2051	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,7	9,5	0,617	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,6	9,5	0,608	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,5	9,5	0,600	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,4	9,4	0,592	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,4	9,4	0,584	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,3	9,4	0,577	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,2	9,4	0,569	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,1	9,4	0,561	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,0	9,4	0,554	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,9	9,4	0,547	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,9	9,4	0,539	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,8	9,4	0,532	0,0



Табличное приложение 4.1.33-Возвратный горизонт М-0-4. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2027	1,0	1,3	1,3	1,0	1,3	0,004	1,3	1,3	1,3	1,3	20,0	0,0	0,0	0	0,091	0,091
2028	2,0	2,4	2,5	3,0	3,7	0,011	2,6	2,6	3,9	3,9	23,8	0,0	0,0	0	0,171	0,262
2029	1,9	2,4	2,5	4,9	6,1	0,018	2,7	2,7	6,5	6,5	28,0	0,0	0,0	0	0,167	0,429
2030	1,9	2,3	2,5	6,8	8,4	0,024	2,8	2,8	9,3	9,3	31,9	0,0	0,0	0	0,164	0,592
2031	1,8	2,3	2,5	8,6	10,7	0,031	2,9	2,9	12,2	12,2	35,5	0,0	0,0	0	0,160	0,753
2032	1,8	2,2	2,5	10,5	12,9	0,037	3,0	3,0	15,1	15,1	38,8	0,0	0,0	0	0,158	0,911
2033	1,8	2,2	2,5	12,2	15,1	0,043	3,0	3,0	18,2	18,2	41,9	0,0	0,0	0	0,154	1,065
2034	1,7	2,1	2,5	14,0	17,2	0,050	3,1	3,1	21,3	21,3	44,7	0,0	0,0	0	0,151	1,216
2035	1,7	2,1	2,5	15,7	19,3	0,056	3,2	3,2	24,5	24,5	47,4	0,0	0,0	0	0,148	1,364
2036	1,7	2,1	2,6	17,3	21,4	0,062	3,3	3,3	27,9	27,9	49,9	0,0	0,0	0	0,146	1,510
2037	1,6	2,0	2,6	19,0	23,4	0,067	3,4	3,4	31,3	31,3	52,2	0,0	0,0	0	0,142	1,652
2038	1,6	2,0	2,6	20,6	25,4	0,073	3,5	3,5	34,8	34,8	54,4	0,0	0,0	0	0,140	1,792
2039	1,6	1,9	2,6	22,1	27,3	0,079	3,6	3,6	38,4	38,4	56,5	0,0	0,0	0	0,137	1,928
2040	1,5	1,9	2,6	23,7	29,2	0,084	3,7	3,7	42,1	42,1	58,4	0,0	0,0	0	0,134	2,063
2041	1,5	1,9	2,6	25,2	31,1	0,090	3,8	3,8	45,9	45,9	60,2	0,0	0,0	0	0,131	2,194
2042	1,5	1,8	2,6	26,7	32,9	0,095	3,9	3,9	49,8	49,8	61,9	0,0	0,0	0	0,129	2,323
2043	1,4	1,8	2,7	28,1	34,7	0,100	4,0	4,0	53,8	53,8	63,5	0,0	0,0	0	0,126	2,449
2044	1,4	1,8	2,7	29,5	36,5	0,105	4,1	4,1	57,8	57,8	65,0	0,0	0,0	0	0,124	2,574
2045	1,4	1,7	2,7	30,9	38,2	0,110	4,2	4,2	62,0	62,0	66,5	0,0	0,0	0	0,121	2,695
2046	1,4	1,7	2,7	32,3	39,9	0,115	4,2	4,2	66,2	66,2	67,8	0,0	0,0	0	0,119	2,814
2047	1,3	1,7	2,7	33,6	41,5	0,120	4,3	4,3	70,5	70,5	69,1	0,0	0,0	0	0,117	2,930
2048	1,3	1,6	2,8	35,0	43,1	0,124	4,4	4,4	75,0	75,0	70,3	0,0	0,0	0	0,115	3,045
2049	1,3	1,6	2,8	36,2	44,7	0,129	4,5	4,5	79,5	79,5	71,5	0,0	0,0	0	0,112	3,157
2050	1,3	1,6	2,8	37,5	46,3	0,133	4,6	4,6	84,1	84,1	72,6	0,0	0,0	0	0,110	3,267



Продолжение табличного приложения 4.1.33

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2051	1,2	1,5	2,8	38,7	47,8	0,138	4,7	4,7	88,8	88,8	73,6	0,0	0,0	0	0,108	3,374
2052	1,2	1,5	2,9	39,9	49,3	0,142	4,8	4,8	93,5	93,5	74,6	0,0	0,0	0	0,106	3,480
2053	1,2	1,5	2,9	41,1	50,8	0,146	4,9	4,9	98,4	98,4	75,5	0,0	0,0	0	0,103	3,584
2054	1,2	1,4	2,9	42,3	52,2	0,151	4,9	4,9	103,3	103,3	76,4	0,0	0,0	0	0,101	3,685
2055	1,1	1,4	2,9	43,4	53,6	0,155	5,0	5,0	108,3	108,3	77,3	0,0	0,0	0	0,099	3,784
2056	1,1	1,4	3,0	44,6	55,0	0,159	5,1	5,1	113,5	113,5	78,1	0,0	0,0	0	0,098	3,882
2057	1,1	1,4	3,0	45,7	56,4	0,162	5,2	5,2	118,7	118,7	78,9	0,0	0,0	0	0,095	3,978
2058	1,1	1,3	3,0	46,7	57,7	0,166	5,3	5,3	123,9	123,9	79,6	0,0	0,0	0	0,094	4,071
2059	1,1	1,3	3,1	47,8	59,0	0,170	5,4	5,4	129,3	129,3	80,3	0,0	0,0	0	0,092	4,163
2060	1,0	1,3	3,1	48,8	60,3	0,174	5,5	5,5	134,7	134,7	81,0	0,0	0,0	0	0,090	4,253
2061	1,0	1,2	3,1	49,8	61,5	0,177	5,5	5,5	140,2	140,2	81,7	0,0	0,0	0	0,088	4,341
2062	1,0	1,2	3,2	50,8	62,7	0,181	5,6	5,6	145,8	145,8	82,3	0,0	0,0	0	0,086	4,428



Табличное приложение 4.1.34-Возвратный горизонт М-0-4. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,7	7,1	0,497	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,6	7,4	0,491	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,5	7,7	0,482	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,4	8,0	0,472	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,3	8,2	0,463	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,2	8,5	0,454	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,1	8,8	0,445	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,0	9,1	0,436	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,9	9,3	0,427	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,8	9,6	0,419	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,7	9,9	0,411	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,6	10,1	0,402	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,5	10,4	0,394	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,4	10,7	0,387	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,4	10,9	0,379	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,3	11,2	0,372	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,2	11,5	0,364	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,1	11,7	0,357	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	4,0	12,0	0,350	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,9	12,2	0,343	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,9	12,5	0,336	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,8	12,7	0,330	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,7	13,0	0,323	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,6	13,2	0,317	0,0



Продолжение табличного приложения 4.1.34

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2051	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,6	13,5	0,310	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,5	13,7	0,304	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,4	14,0	0,298	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,4	14,2	0,292	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,3	14,5	0,287	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,2	14,7	0,281	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,2	15,0	0,275	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,1	15,2	0,270	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,0	15,4	0,265	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,0	15,7	0,259	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,9	15,9	0,254	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,9	16,1	0,249	0,0



Табличное приложение 4.1.35-Возвратный горизонт М-0-6. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости,		Накопленная добыча жидкости,		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2027	0,7	2,9	2,9	0,7	2,9	0,011	0,8	0,8	0,8	0,8	15,0	0,0	0,0	0	0,052	0,052
2028	1,3	5,4	5,6	1,9	8,4	0,032	1,5	1,5	2,3	2,3	17,2	0,0	0,0	0	0,096	0,148
2029	1,2	5,1	5,6	3,1	13,5	0,052	1,5	1,5	3,8	3,8	21,5	0,0	0,0	0	0,091	0,239
2030	1,1	4,9	5,6	4,2	18,4	0,070	1,5	1,5	5,3	5,3	25,5	0,0	0,0	0	0,086	0,326
2031	1,1	4,6	5,6	5,3	23,0	0,088	1,5	1,5	6,8	6,8	29,3	0,0	0,0	0	0,082	0,407
2032	1,0	4,4	5,7	6,3	27,3	0,105	1,5	1,5	8,3	8,3	32,9	0,0	0,0	0	0,077	0,484
2033	0,9	4,1	5,7	7,2	31,4	0,121	1,5	1,5	9,8	9,8	36,3	0,0	0,0	0	0,073	0,557
2034	0,9	3,9	5,7	8,1	35,3	0,135	1,5	1,5	11,3	11,3	39,6	0,0	0,0	0	0,069	0,627
2035	0,8	3,7	5,7	9,0	39,0	0,150	1,5	1,5	12,8	12,8	42,7	0,0	0,0	0	0,065	0,692
2036	0,8	3,5	5,7	9,8	42,5	0,163	1,5	1,5	14,2	14,2	45,6	0,0	0,0	0	0,062	0,754
2037	0,8	3,3	5,8	10,5	45,8	0,176	1,5	1,5	15,7	15,7	48,4	0,0	0,0	0	0,059	0,813
2038	0,7	3,1	5,8	11,3	49,0	0,188	1,5	1,5	17,2	17,2	51,0	0,0	0,0	0	0,055	0,868
2039	0,7	3,0	5,8	11,9	51,9	0,199	1,5	1,5	18,6	18,6	53,5	0,0	0,0	0	0,053	0,921
2040	0,6	2,8	5,8	12,6	54,7	0,210	1,5	1,5	20,1	20,1	55,9	0,0	0,0	0	0,050	0,971
2041	0,6	2,7	5,9	13,2	57,4	0,220	1,5	1,5	21,6	21,6	58,2	0,0	0,0	0	0,047	1,018
2042	0,6	2,5	5,9	13,8	59,9	0,230	1,5	1,5	23,0	23,0	60,3	0,0	0,0	0	0,045	1,062
2043	0,5	2,4	5,9	14,3	62,3	0,239	1,5	1,5	24,5	24,5	62,3	0,0	0,0	0	0,042	1,104
2044	0,5	2,3	6,0	14,8	64,5	0,247	1,5	1,5	25,9	25,9	64,3	0,0	0,0	0	0,040	1,144
2045	0,5	2,1	6,0	15,3	66,7	0,256	1,4	1,4	27,4	27,4	66,1	0,0	0,0	0	0,038	1,182
2046	0,5	2,0	6,0	15,8	68,7	0,263	1,4	1,4	28,8	28,8	67,8	0,0	0,0	0	0,036	1,218
2047	0,4	1,9	6,1	16,2	70,6	0,271	1,4	1,4	30,2	30,2	69,5	0,0	0,0	0	0,034	1,252
2048	0,4	1,8	6,2	16,6	72,4	0,277	1,4	1,4	31,7	31,7	71,0	0,0	0,0	0	0,032	1,284
2049	0,4	1,7	6,2	17,0	74,1	0,284	1,4	1,4	33,1	33,1	72,5	0,0	0,0	0	0,030	1,314
2050	0,4	1,6	6,2	17,4	75,7	0,290	1,4	1,4	34,5	34,5	73,9	0,0	0,0	0	0,029	1,343



Продолжение табличного приложения 4.1.35

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2051	0,4	1,5	6,3	17,8	77,2	0,296	1,4	1,4	36,0	36,0	75,2	0,0	0,0	0	0,027	1,370
2052	0,3	1,5	6,4	18,1	78,7	0,302	1,4	1,4	37,4	37,4	76,5	0,0	0,0	0	0,026	1,396
2053	0,3	1,4	6,4	18,4	80,1	0,307	1,4	1,4	38,8	38,8	77,7	0,0	0,0	0	0,024	1,420
2054	0,3	1,3	6,5	18,7	81,4	0,312	1,4	1,4	40,2	40,2	78,8	0,0	0,0	0	0,023	1,443
2055	0,3	1,2	6,6	19,0	82,6	0,317	1,4	1,4	41,6	41,6	79,9	0,0	0,0	0	0,022	1,465
2056	0,3	1,2	6,7	19,3	83,8	0,321	1,4	1,4	43,0	43,0	81,0	0,0	0,0	0	0,021	1,485
2057	0,3	1,1	6,8	19,5	84,9	0,325	1,4	1,4	44,4	44,4	81,9	0,0	0,0	0	0,020	1,505
2058	0,2	1,0	6,9	19,8	85,9	0,329	1,4	1,4	45,8	45,8	82,8	0,0	0,0	0	0,018	1,523
2059	0,2	1,0	7,0	20,0	86,9	0,333	1,4	1,4	47,2	47,2	83,7	0,0	0,0	0	0,017	1,541
2060	0,2	0,9	7,1	20,2	87,8	0,337	1,4	1,4	48,6	48,6	84,6	0,0	0,0	0	0,017	1,557
2061	0,2	0,9	7,3	20,4	88,7	0,340	1,4	1,4	50,0	50,0	85,3	0,0	0,0	0	0,016	1,573
2062	0,2	0,8	7,4	20,6	89,5	0,343	1,4	1,4	51,4	51,4	86,1	0,0	0,0	0	0,015	1,588



Табличное приложение 4.1.36-Возвратный горизонт М-0-6. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,7	4,4	0,285	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,6	4,3	0,277	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,4	4,3	0,262	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,2	4,3	0,248	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	3,0	4,3	0,235	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,9	4,3	0,223	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,7	4,3	0,211	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,6	4,3	0,199	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,4	4,3	0,189	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,3	4,3	0,179	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,2	4,2	0,169	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,1	4,2	0,160	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	2,0	4,2	0,151	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,9	4,2	0,143	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,8	4,2	0,136	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,7	4,2	0,128	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,6	4,2	0,122	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,5	4,2	0,115	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,4	4,2	0,109	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,3	4,2	0,103	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,3	4,1	0,098	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,2	4,1	0,092	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,1	4,1	0,087	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,1	4,1	0,083	0,0



Продолжение табличного приложения 4.1.36

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2051	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,0	4,1	0,078	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	1,0	4,1	0,074	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,9	4,1	0,070	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,9	4,1	0,066	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,8	4,1	0,063	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,8	4,0	0,059	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,7	4,0	0,056	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,7	4,0	0,053	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,7	4,0	0,050	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,6	4,0	0,048	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,6	4,0	0,045	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	0,6	4,0	0,043	0,0



Табличное приложение 4.1.37-Возвратный горизонт М-0-7. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	1,8	1,6	1,6	1,9	1,6	0,005	1,9	1,9	2,0	2,0	5,0	0,0	0,0	0	0,119	0,199
2025	3,4	2,9	3,0	5,3	4,5	0,014	3,6	3,6	5,6	5,6	6,3	0,0	0,0	0	0,220	0,419
2026	3,3	2,8	3,0	8,6	7,4	0,023	3,6	3,6	9,3	9,3	8,7	0,0	0,0	0	0,214	0,633
2027	4,9	4,2	4,6	13,5	11,6	0,037	5,6	5,6	14,8	14,8	11,1	0,0	0,0	0	0,318	0,952
2028	6,2	5,3	6,0	19,8	16,9	0,054	7,3	7,3	22,1	22,1	14,6	0,0	0,0	0	0,401	1,353
2029	5,9	5,0	6,0	25,6	21,9	0,070	7,2	7,2	29,3	29,3	19,1	0,0	0,0	0	0,378	1,731
2030	5,5	4,7	6,1	31,2	26,6	0,085	7,2	7,2	36,6	36,6	23,3	0,0	0,0	0	0,357	2,088
2031	5,2	4,5	6,1	36,4	31,1	0,099	7,2	7,2	43,8	43,8	27,3	0,0	0,0	0	0,338	2,426
2032	5,0	4,2	6,2	41,4	35,4	0,112	7,2	7,2	51,0	51,0	31,1	0,0	0,0	0	0,320	2,746
2033	4,7	4,0	6,2	46,1	39,4	0,125	7,2	7,2	58,2	58,2	34,7	0,0	0,0	0	0,302	3,049
2034	4,4	3,8	6,2	50,5	43,2	0,137	7,2	7,2	65,3	65,3	38,2	0,0	0,0	0	0,286	3,334
2035	4,2	3,6	6,3	54,7	46,7	0,149	7,1	7,1	72,5	72,5	41,4	0,0	0,0	0	0,270	3,604
2036	4,0	3,4	6,4	58,6	50,1	0,159	7,1	7,1	79,6	79,6	44,4	0,0	0,0	0	0,256	3,861
2037	3,7	3,2	6,4	62,4	53,3	0,170	7,1	7,1	86,7	86,7	47,4	0,0	0,0	0	0,242	4,102
2038	3,5	3,0	6,5	65,9	56,4	0,179	7,1	7,1	93,8	93,8	50,1	0,0	0,0	0	0,228	4,331
2039	3,3	2,9	6,6	69,3	59,2	0,188	7,1	7,1	100,9	100,9	52,7	0,0	0,0	0	0,216	4,547
2040	3,2	2,7	6,7	72,5	61,9	0,197	7,1	7,1	108,0	108,0	55,2	0,0	0,0	0	0,205	4,751
2041	3,0	2,6	6,7	75,5	64,5	0,205	7,0	7,0	115,1	115,1	57,5	0,0	0,0	0	0,193	4,944
2042	2,8	2,4	6,8	78,3	66,9	0,213	7,0	7,0	122,1	122,1	59,7	0,0	0,0	0	0,183	5,127
2043	2,7	2,3	6,9	81,0	69,2	0,220	7,0	7,0	129,1	129,1	61,8	0,0	0,0	0	0,173	5,300
2044	2,5	2,2	7,0	83,5	71,4	0,227	7,0	7,0	136,1	136,1	63,8	0,0	0,0	0	0,164	5,463
2045	2,4	2,0	7,1	85,9	73,4	0,233	7,0	7,0	143,1	143,1	65,7	0,0	0,0	0	0,154	5,618
2046	2,3	1,9	7,3	88,2	75,3	0,240	7,0	7,0	150,1	150,1	67,5	0,0	0,0	0	0,146	5,764
2047	2,1	1,8	7,4	90,3	77,2	0,245	7,0	7,0	157,0	157,0	69,2	0,0	0,0	0	0,138	5,902
2048	2,0	1,7	7,6	92,3	78,9	0,251	7,0	7,0	164,0	164,0	70,8	0,0	0,0	0	0,131	6,033
2049	1,9	1,6	7,8	94,2	80,5	0,256	6,9	6,9	170,9	170,9	72,4	0,0	0,0	0	0,123	6,156
2050	1,8	1,5	7,9	96,0	82,1	0,261	6,9	6,9	177,8	177,8	73,8	0,0	0,0	0	0,117	6,273



Продолжение табличного приложения 4.1.37

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2051	1,7	1,5	8,2	97,8	83,6	0,266	6,9	6,9	184,7	184,7	75,2	0,0	0,0	0	0,110	6,383
2052	1,6	1,4	8,4	99,4	84,9	0,270	6,9	6,9	191,6	191,6	76,5	0,0	0,0	0	0,105	6,488
2053	1,5	1,3	8,7	100,9	86,2	0,274	6,9	6,9	198,4	198,4	77,7	0,0	0,0	0	0,099	6,586
2054	1,4	1,2	9,0	102,4	87,5	0,278	6,8	6,8	205,3	205,3	78,9	0,0	0,0	0	0,093	6,680
2055	1,4	1,2	9,3	103,7	88,7	0,282	6,8	6,8	212,1	212,1	80,0	0,0	0,0	0	0,088	6,768
2056	1,3	1,1	9,8	105,0	89,8	0,285	6,8	6,8	218,9	218,9	81,0	0,0	0,0	0	0,084	6,852
2057	1,2	1,0	10,2	106,2	90,8	0,289	6,8	6,8	225,7	225,7	82,0	0,0	0,0	0	0,079	6,930
2058	1,2	1,0	10,7	107,4	91,8	0,292	6,8	6,8	232,5	232,5	82,9	0,0	0,0	0	0,075	7,005
2059	1,1	0,9	11,4	108,5	92,7	0,295	6,8	6,8	239,3	239,3	83,8	0,0	0,0	0	0,071	7,076
2060	1,0	0,9	12,2	109,5	93,6	0,298	6,8	6,8	246,0	246,0	84,7	0,0	0,0	0	0,067	7,142
2061	1,0	0,8	13,1	110,5	94,5	0,300	6,7	6,7	252,8	252,8	85,5	0,0	0,0	0	0,063	7,205
2062	0,9	0,8	14,2	111,4	95,2	0,303	6,7	6,7	259,5	259,5	86,2	0,0	0,0	0	0,060	7,265



Табличное приложение 4.1.38-Возвратный горизонт М-0-7. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	0	0	0	0	1	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	10,0	10,5	0,645	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,9	10,5	0,636	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,6	10,5	0,618	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	9,3	10,5	0,601	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	8,9	10,5	0,576	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	8,4	10,4	0,545	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	8,0	10,4	0,515	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	7,6	10,4	0,487	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	7,1	10,4	0,461	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	6,8	10,4	0,436	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	6,4	10,3	0,412	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	6,0	10,3	0,390	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,7	10,3	0,368	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,4	10,3	0,348	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,1	10,2	0,329	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,8	10,2	0,311	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,6	10,2	0,295	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,3	10,2	0,278	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,1	10,1	0,263	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,9	10,1	0,249	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,7	10,1	0,235	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,5	10,1	0,223	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,3	10,0	0,210	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,1	10,0	0,199	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,9	10,0	0,188	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,8	10,0	0,178	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,6	10,0	0,168	0,0



Продолжение табличного приложения 4.1.38

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2051	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,5	9,9	0,159	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,3	9,9	0,150	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,2	9,9	0,142	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,1	9,9	0,135	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,0	9,8	0,127	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,9	9,8	0,120	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,8	9,8	0,114	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,7	9,8	0,108	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,6	9,8	0,102	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,5	9,7	0,096	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,4	9,7	0,091	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	2	2	2	0	0	1,3	9,7	0,086	0,0



Табличное приложение 4.1.39-Возвратный горизонт М-0-8. Основные проектные технологические показатели разработки по варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,000	0,000
2027	1,8	1,5	1,5	1,8	1,5	0,006	2,1	2,1	2,1	2,1	15,0	0,0	0,0	0	0,107	0,107
2028	3,4	2,8	2,9	5,3	4,3	0,016	4,3	4,3	6,4	6,4	19,6	0,0	0,0	0	0,201	0,308
2029	3,3	2,7	2,8	8,6	7,0	0,026	4,4	4,4	10,8	10,8	24,8	0,0	0,0	0	0,195	0,503
2030	3,2	2,6	2,8	11,8	9,7	0,036	4,6	4,6	15,4	15,4	29,5	0,0	0,0	0	0,189	0,692
2031	3,1	2,6	2,9	14,9	12,3	0,046	4,7	4,7	20,2	20,2	33,8	0,0	0,0	0	0,184	0,876
2032	3,1	2,5	2,9	18,0	14,8	0,055	4,9	4,9	25,1	25,1	37,8	0,0	0,0	0	0,180	1,056
2033	3,0	2,4	2,9	21,0	17,2	0,064	5,1	5,1	30,2	30,2	41,5	0,0	0,0	0	0,174	1,230
2034	2,9	2,4	2,9	23,9	19,6	0,073	5,2	5,2	35,4	35,4	44,9	0,0	0,0	0	0,169	1,399
2035	2,8	2,3	2,9	26,7	21,9	0,081	5,4	5,4	40,8	40,8	48,0	0,0	0,0	0	0,165	1,564
2036	2,7	2,2	2,9	29,4	24,1	0,090	5,6	5,6	46,4	46,4	50,9	0,0	0,0	0	0,160	1,724
2037	2,7	2,2	2,9	32,1	26,3	0,098	5,7	5,7	52,1	52,1	53,6	0,0	0,0	0	0,156	1,880
2038	2,6	2,1	2,9	34,6	28,4	0,106	5,9	5,9	58,0	58,0	56,1	0,0	0,0	0	0,151	2,031
2039	2,5	2,1	2,9	37,2	30,5	0,113	6,0	6,0	64,0	64,0	58,5	0,0	0,0	0	0,147	2,178
2040	2,4	2,0	2,9	39,6	32,5	0,121	6,2	6,2	70,3	70,3	60,7	0,0	0,0	0	0,143	2,322
2041	2,4	1,9	2,9	42,0	34,4	0,128	6,4	6,4	76,6	76,6	62,7	0,0	0,0	0	0,139	2,461
2042	2,3	1,9	2,9	44,3	36,3	0,135	6,5	6,5	83,1	83,1	64,6	0,0	0,0	0	0,135	2,596
2043	2,2	1,8	2,9	46,5	38,1	0,142	6,7	6,7	89,8	89,8	66,4	0,0	0,0	0	0,132	2,728
2044	2,2	1,8	2,9	48,7	39,9	0,149	6,8	6,8	96,6	96,6	68,0	0,0	0,0	0	0,128	2,856
2045	2,1	1,7	2,9	50,8	41,7	0,155	7,0	7,0	103,6	103,6	69,6	0,0	0,0	0	0,124	2,980
2046	2,1	1,7	2,9	52,9	43,4	0,161	7,1	7,1	110,7	110,7	71,1	0,0	0,0	0	0,121	3,101
2047	2,0	1,6	2,9	54,9	45,0	0,167	7,3	7,3	118,0	118,0	72,5	0,0	0,0	0	0,118	3,219
2048	2,0	1,6	2,9	56,9	46,6	0,173	7,4	7,4	125,5	125,5	73,8	0,0	0,0	0	0,115	3,333
2049	1,9	1,6	2,9	58,7	48,2	0,179	7,6	7,6	133,0	133,0	75,0	0,0	0,0	0	0,111	3,444
2050	2,8	2,3	4,4	61,6	50,5	0,188	11,8	11,8	144,8	144,8	76,1	0,0	0,0	0	0,165	3,609



Продолжение табличного приложения 4.1.39

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2051	3,5	2,9	5,8	65,1	53,4	0,198	15,7	15,7	160,6	160,6	77,5	0,0	0,0	0	0,207	3,816
2052	3,3	2,7	5,9	68,4	56,1	0,209	16,0	16,0	176,6	176,6	79,1	0,0	0,0	0	0,196	4,012
2053	3,2	2,6	5,9	71,6	58,7	0,218	16,2	16,2	192,8	192,8	80,6	0,0	0,0	0	0,185	4,197
2054	3,0	2,4	5,9	74,6	61,1	0,227	16,4	16,4	209,2	209,2	81,9	0,0	0,0	0	0,174	4,372
2055	2,8	2,3	5,9	77,4	63,4	0,236	16,7	16,7	225,9	225,9	83,1	0,0	0,0	0	0,165	4,536
2056	2,7	2,2	6,0	80,0	65,6	0,244	16,9	16,9	242,8	242,8	84,3	0,0	0,0	0	0,156	4,693
2057	2,5	2,1	6,0	82,5	67,7	0,252	17,1	17,1	259,9	259,9	85,3	0,0	0,0	0	0,147	4,840
2058	2,4	1,9	6,0	84,9	69,6	0,259	17,3	17,3	277,3	277,3	86,3	0,0	0,0	0	0,139	4,979
2059	2,2	1,8	6,0	87,2	71,4	0,266	17,5	17,5	294,8	294,8	87,2	0,0	0,0	0	0,131	5,110
2060	2,1	1,7	6,1	89,3	73,2	0,272	17,8	17,8	312,6	312,6	88,1	0,0	0,0	0	0,124	5,234
2061	2,0	1,6	6,1	91,3	74,8	0,278	18,0	18,0	330,6	330,6	88,9	0,0	0,0	0	0,117	5,351
2062	1,9	1,5	6,1	93,2	76,4	0,284	18,2	18,2	348,7	348,7	89,6	0,0	0,0	0	0,111	5,462



Табличное приложение 4.1.40-Возвратный горизонт М-0-8. Характеристика основного фонда скважин по варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Переводы и возвраты скважин из одних объектов на другие, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	раств. газа, тыс.м³/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,000	0,0
2027	0	0	0	1	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	10,0	11,8	0,586	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,9	12,3	0,578	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,6	12,7	0,562	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,3	13,2	0,546	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	9,1	13,7	0,531	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,8	14,2	0,516	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,6	14,6	0,502	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,3	15,1	0,488	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	8,1	15,6	0,475	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,9	16,0	0,462	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,7	16,5	0,449	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,4	17,0	0,436	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,2	17,4	0,424	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	7,0	17,9	0,413	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,8	18,3	0,401	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,7	18,8	0,390	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,5	19,2	0,379	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,3	19,7	0,369	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	6,1	20,1	0,359	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,9	20,6	0,349	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,8	21,0	0,339	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,6	21,4	0,330	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	1	0,000	0	0	1	1	1	0	0	5,5	21,8	0,320	0,0
2050	0	0	0	1	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,3	22,3	0,312	0,0



Продолжение табличного приложения 4.1.40

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2051	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	5,1	22,7	0,298	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,8	23,0	0,282	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,5	23,4	0,266	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,3	23,7	0,252	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	4,1	24,0	0,238	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,8	24,4	0,225	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,6	24,7	0,212	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,4	25,0	0,200	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,2	25,3	0,189	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	3,0	25,6	0,179	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,9	25,9	0,169	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	2	0,000	0	0	2	2	2	0	0	2,7	26,2	0,160	0,0



Табличное приложение 4.2. 1-Расчет дохода от реализации продукции по варианту 1

Годы	Расчет дохода от продажи нефти						Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	
	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти		Выручка от реализации нефти		
	Всего объем реализации нефти	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок без НДС			
							тыс.тонн	тыс.тонн
2024	10,0	5,0	5,0	494,6	228,9	3 633,2	3 633,2	3 669,6
2025	18,8	9,4	9,4	494,6	228,9	6 789,5	6 789,5	6 925,3
2026	18,5	9,2	9,2	494,6	228,9	6 682,5	6 682,5	6 883,0
2027	31,1	15,5	15,5	494,6	228,9	11 243,9	11 243,9	11 693,7
2028	51,7	25,8	25,8	494,6	228,9	18 692,3	18 692,3	19 626,9
2029	71,2	35,6	35,6	494,6	228,9	25 750,8	25 750,8	27 295,9
2030	89,7	44,8	44,8	494,6	228,9	32 443,1	32 443,1	34 714,1
2031	98,3	49,2	49,2	494,6	228,9	35 569,4	35 569,4	38 414,9
2032	93,0	46,5	46,5	494,6	228,9	33 647,2	33 647,2	36 675,5
2033	81,7	40,8	40,8	494,6	228,9	29 546,8	29 546,8	32 501,5
2034	72,0	36,0	36,0	494,6	228,9	26 056,6	26 056,6	28 922,9
2035	63,6	31,8	31,8	494,6	228,9	23 006,6	23 006,6	25 767,4
2036	57,1	28,5	28,5	494,6	228,9	20 654,1	20 654,1	23 339,1
2037	51,7	25,8	25,8	494,6	228,9	18 692,1	18 692,1	21 309,0
2038	46,3	23,2	23,2	494,6	228,9	16 748,1	16 748,1	19 260,3
2039	41,8	20,9	20,9	494,6	228,9	15 102,2	15 102,2	17 518,5
2040	38,2	19,1	19,1	494,6	228,9	13 804,8	13 804,8	16 151,6
2041	35,6	17,8	17,8	494,6	228,9	12 859,6	12 859,6	15 174,3
2042	33,1	16,6	16,6	494,6	228,9	11 983,4	11 983,4	14 260,2
2043	29,5	14,7	14,7	494,6	228,9	10 670,2	10 670,2	12 804,3
2044	26,9	13,4	13,4	494,6	228,9	9 725,1	9 725,1	11 767,4
2045	24,6	12,3	12,3	494,6	228,9	8 893,9	8 893,9	10 850,5
2046	22,3	11,2	11,2	494,6	228,9	8 069,5	8 069,5	9 925,4
2047	20,0	10,0	10,0	494,6	228,9	7 221,3	7 221,3	8 954,4
2048	17,7	8,9	8,9	494,6	228,9	6 415,3	6 415,3	8 019,1
2049	15,8	7,9	7,9	494,6	228,9	5 727,4	5 727,4	7 216,5
2024-2049 годы	1 160,1	580,0	580,0			419 628,7	419 628,7	469 641,1
2024-2090 годы	1 288,8	644,4	644,4			466 184,4	466 184,4	532 520,2



Табличное приложение 4.2. 2-Расчет дохода от реализации продукции по варианту 3

Годы	Расчет дохода от продажи нефти						Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	
	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти		Выручка от реализации нефти		
	Всего объем реализации нефти	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок без НДС			
							тыс.тонн	тыс.тонн
2024	10,0	5,0	5,0	494,6	228,9	3 633,2	3 633,2	3 669,6
2025	18,8	9,4	9,4	494,6	228,9	6 789,5	6 789,5	6 925,3
2026	18,5	9,2	9,2	494,6	228,9	6 682,5	6 682,5	6 883,0
2027	56,9	28,5	28,5	494,6	228,9	20 594,2	20 594,2	21 418,0
2028	103,2	51,6	51,6	494,6	228,9	37 340,4	37 340,4	39 207,4
2029	137,8	68,9	68,9	494,6	228,9	49 829,9	49 829,9	52 819,7
2030	156,9	78,5	78,5	494,6	228,9	56 755,6	56 755,6	60 728,5
2031	157,4	78,7	78,7	494,6	228,9	56 948,7	56 948,7	61 504,6
2032	148,3	74,1	74,1	494,6	228,9	53 642,9	53 642,9	58 470,7
2033	136,8	68,4	68,4	494,6	228,9	49 494,6	49 494,6	54 444,0
2034	126,7	63,3	63,3	494,6	228,9	45 821,9	45 821,9	50 862,3
2035	117,3	58,7	58,7	494,6	228,9	42 440,3	42 440,3	47 533,1
2036	109,0	54,5	54,5	494,6	228,9	39 433,5	39 433,5	44 559,8
2037	100,8	50,4	50,4	494,6	228,9	36 448,6	36 448,6	41 551,4
2038	93,5	46,7	46,7	494,6	228,9	33 805,0	33 805,0	38 875,8
2039	86,7	43,4	43,4	494,6	228,9	31 368,2	31 368,2	36 387,1
2040	80,7	40,4	40,4	494,6	228,9	29 201,1	29 201,1	34 165,3
2041	74,8	37,4	37,4	494,6	228,9	27 043,1	27 043,1	31 910,9
2042	69,5	34,7	34,7	494,6	228,9	25 131,4	25 131,4	29 906,4
2043	64,6	32,3	32,3	494,6	228,9	23 367,1	23 367,1	28 040,5
2044	60,3	30,1	30,1	494,6	228,9	21 797,7	21 797,7	26 375,3
2045	55,9	28,0	28,0	494,6	228,9	20 229,7	20 229,7	24 680,3
2046	52,1	26,0	26,0	494,6	228,9	18 840,3	18 840,3	23 173,6
2047	48,5	24,3	24,3	494,6	228,9	17 556,3	17 556,3	21 769,8
2048	45,4	22,7	22,7	494,6	228,9	16 414,1	16 414,1	20 517,6
2049	42,2	21,1	21,1	494,6	228,9	15 268,5	15 268,5	19 238,3
2050	40,4	20,2	20,2	494,6	228,9	14 603,3	14 603,3	18 546,2
2051	38,5	19,3	19,3	494,6	228,9	13 941,0	13 941,0	17 844,5
2052	36,1	18,0	18,0	494,6	228,9	13 054,2	13 054,2	16 839,9
2053	33,6	16,8	16,8	494,6	228,9	12 161,3	12 161,3	15 809,7
2054	31,4	15,7	15,7	494,6	228,9	11 369,0	11 369,0	14 893,5
2055	29,4	14,7	14,7	494,6	228,9	10 634,4	10 634,4	14 037,4
2056	27,6	13,8	13,8	494,6	228,9	9 980,1	9 980,1	13 273,5
2057	25,8	12,9	12,9	494,6	228,9	9 318,7	9 318,7	12 487,0
2058	24,1	12,1	12,1	494,6	228,9	8 731,7	8 731,7	11 787,8
2059	22,6	11,3	11,3	494,6	228,9	8 186,6	8 186,6	11 133,8
2060	21,3	10,6	10,6	494,6	228,9	7 701,3	7 701,3	10 550,8
2061	19,9	10,0	10,0	494,6	228,9	7 208,4	7 208,4	9 947,5
2062	18,7	9,4	9,4	494,6	228,9	6 770,9	6 770,9	9 411,6
2024-2062	2 542,1	1 271,1	1 271,1			919 539,3	919 539,3	1 062 181,4
2024-2090	2 797,6	1 398,8	1 398,8			1 011 930,3	1 011 930,3	1 200 906,8



Табличное приложение 4.2. 3-Расчет капитальных вложений по варианту 1

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Всего стоимость, тыс. \$	Распределение капитальных вложений по годам строительства														
						1	2	4	5	6	7	8	13	14	16	18	21	22	23	26
						2024	2025	2027	2028	2029	2030	2031	2036	2037	2039	2041	2044	2045	2046	2049
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН - подземное строительство																			
	Бурение добывающей нефтяной скважины	скв.	21	1 188,0	24 948,0	0,0	0,0	4 752,0	4 752,0	5 940,0	5 940,0	3 564,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Перевод скважин на другой объект	скв.	14	30,0	420,0	0,0	0,0	150,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
	Плунжер-лифт	скв.	28	132,4	3 707,2	926,8	0,0	529,6	529,6	662,0	662,0	397,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Перевод из консервации в добывающий фонд	скв.	7	20,0	140,0	140,0	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
	Итого на строительство скважин:				29 279,7	1 066,8	0,0	5 431,6	5 281,6	6 602,0	6 602,0	3 961,2	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО - обустройство промысла																			
	Обустройство устья скважины	ед.	32	31,6	884,2	221,1	0,0	126,3	126,3	157,9	157,9	94,7								
	Выкидная линия 114х6мм	км	43,8	64,5	2 472,0	618,0	0,0	353,1	353,1	441,4	441,4	264,9								
	УПСВ Бестобе	ед.	1	4 256,2	4 256,2		4 256,2													
	ГПЭС-300кВт*ч для выработки электроэнергии	ед.	4	455,0	1 820,0		1 820,0													
	Обустройство устья нагнетательных скважин	шт	0	34,0	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
	Нагнетательная линия 114х6мм	км	6,4	65,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0									
	Итого на обустройство промысла:				9 904,0	881,0	6 380,0	503,4	503,4	629,3	629,3	377,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
III	ИНФРАСТРУКТУРА																			
	Вахтовый поселок, Административные здания, Медицинское помещение	ед.	1	777,3	777,3	777,3														
	ЛЭП внутрипромысловая	км	14,2	30,1	426,8	426,8														
	Дорога УПСВ-ПСН	км	8,5	53,8	457,3	457,3														
	Дорога внутрипромысловая	км	14,2	53,8	762,9	762,9														
	КТПН-6/0,4кВ для скважин и поселка	ед.	44,0	25,8	954,6	412,8	0,0	103,2	103,2	129,0	129,0	77,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Электрическая подстанция ПС-35/6кВ для УПСВ	ед.	1,0	533,3	533,3		533,3													
	Электрическая подстанция ПС-6/0,4кВ для УПСВ	ед.	1,0	101,1	101,1		101,1													
	Итого на инфраструктуру:				4 013,3	2 837,1	634,4	103,2	103,2	129,0	129,0	77,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (с НДС):				43 197,0	4 784,9	7 014,4	6 038,2	5 888,2	7 360,3	7 360,3	4 416,2	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (без НДС):				38 568,7	4 272,2	6 262,9	5 391,3	5 257,3	6 571,7	6 571,7	3 943,0	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8



Табличное приложение 4.2. 4-Расчет капитальных вложений по варианту 3

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы	Всего стоимость, тыс. \$	Распределение капитальных вложений по годам строительства												
						1	2	3	4	5	6	7	8	27	31	39	41	46
				тыс. \$		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2050	2054	2062	2064	2069
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	13	14	15	16	35	39	47	49	54
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН - подземное строительство																	
	Бурение горизонтальной добывающей скважины	скв.	8	2 138,4	17 107,2	0,0	0,0	0,0	6 415,2	4 276,8	4277	2138	0	0	0	0	0	0
	Бурение добывающей нефтяной скважины	скв.	6	1 188,0	7 128,0	0,0	0,0	0,0	1 188,0	2 376,0	1 188,0	1 188,0	1 188,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Бурение нагнетательной вертикальной скважины	скв.	7	891,0	6 237,0	0,0	0,0	0,0	0,0	891,0	2 673,0	1 782,0	891,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Перевод скважин на другой объект	скв.	5	30,0	150,0	0,0	0,0	0,0	120,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Плунжер-лифт	скв.	21	132,4	2 780,4	926,8	0,0	0,0	529,6	529,6	397,2	264,8	132,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Перевод из консервации в добывающий фонд	скв.	7	20,0	140,0	140,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Выбытие добывающих нефтяных скважин	скв.	8	10,8	86,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,8	10,8	10,8	0,0
	Выбытие нагнетательных скважин	скв.	3	10,8	32,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,8	0,0
	Итого на строительство скважин:				33 661,4	1 066,8	0,0	0,0	8 252,8	8 073,4	8 535,0	5 373,2	2 211,4	30,0	10,8	10,8	21,6	0,0
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО - обустройство промысла																	
	Обустройство устья скважины	ед.	21	31,6	663,2	221,1	0,0	0,0	126,3	126,3	94,7	63,2	31,6	0,0				
	Выкидная линия 114х6мм	км	45,0	64,5	2 902,5	967,5	0,0	0,0	552,9	552,9	414,6	276,4	138,2					
	УПСВ Бестобе	ед.	1	4 256,2	4 256,2		4 256,2											
	ГПЭС-300кВт*ч для выработки электроэнергии	ед.	4	455,0	1 820,0		1 820,0											
	Обустройство устья нагнетательных скважин	шт	7	34,0	238,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0	102,0	68,0	34,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Нагнетательная линия 114х6мм	км	12,0	65,0	780,0	0,0	0,0	0,0	0,0	111,4	334,3	222,9	111,4					
	Итого на обустройство промысла:				11 141,9	1 248,0	6 380,0	0,0	713,1	858,6	971,1	647,4	323,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
III	ИНФРАСТРУКТУРА																	
	Вахтовый поселок, Административные здания, Медицинское помещение	ед.	1	777,3	777,3	777,3												
	ЛЭП внутрипромысловая	км	19,0	30,1	571,9	571,9												
	Дорога УПСВ-ПСН	км	8,5	53,8	457,3	457,3												
	Дорога внутрипромысловая	км	14,2	53,8	762,9	762,9												
	КТПН-6/0,4кВ для скважин и поселка	ед.	37,0	25,8	748,2	412,8	0,0	0,0	25,8	77,4	103,2	77,4	51,6	0,0	0,0			
	Электрическая подстанция ПС-35/6кВ для УПСВ	ед.	1,0	533,3	533,3		533,3											
	Электрическая подстанция ПС-6/0,4кВ для УПСВ	ед.	1,0	101,1	101,1		101,1											
	Итого на инфраструктуру:				3 952,0	2 982,2	634,4	0,0	25,8	77,4	103,2	77,4	51,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (с НДС):				48 755,3	5 296,9	7 014,4	0,0	8 991,7	9 009,4	9 609,3	6 098,0	2 586,7	30,0	10,8	10,8	21,6	0,0
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (без НДС):				43 531,5	4 729,4	6 262,9	0,0	8 028,3	8 044,1	8 579,8	5 444,7	2 309,6	26,8	9,6	9,6	19,3	0,0



Табличное приложение 4.2. 5-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 1

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции														Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	
	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	Затраты на ремонт скважины	Электроэнергия	Фонд оплаты труда ППП	Арендные затраты	Страхование работников ППП	Амортизация по бухгалтерскому учету, включаемая в себестоимость УВ	Затраты на хим. реагенты	Услуги условно-постоянного характера на промысле, зависящие от количества скважин	Затраты производственного характера	Прочие расходы	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Экологические расходы	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в себестоимость	без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	42,5	32,2	27,5	160,5	16,5	6,8	104,5	2,1	86,1	11,6	4,4	131,6	12,1	1 096,9	1 735,3	1 787,4
2025	42,5	32,2	51,7	160,5	16,5	6,8	274,0	4,0	86,1	21,9	8,4	131,6	22,6	1 914,5	2 773,2	2 939,6
2026	42,5	32,2	52,8	160,5	16,5	6,8	269,7	4,1	86,1	22,3	8,5	131,6	22,2	1 885,6	2 741,4	2 988,1
2027	65,0	50,6	98,8	245,4	16,5	10,4	568,7	7,6	135,3	41,8	16,0	131,6	37,4	3 024,7	4 449,7	4 983,7
2028	70,0	55,2	183,2	264,3	16,5	11,2	1 135,9	14,1	147,6	77,5	29,6	131,6	62,1	4 809,5	7 008,3	8 059,6
2029	112,5	87,4	281,3	424,8	16,5	18,0	1 905,1	21,6	233,7	119,0	45,4	131,6	85,6	6 539,6	10 022,1	11 826,1
2030	152,5	119,6	394,4	575,8	16,5	24,4	2 852,3	30,3	319,8	166,9	63,7	131,6	107,8	8 172,4	13 128,0	15 884,9
2031	177,5	138,0	478,7	670,2	16,5	28,4	3 446,5	36,8	369,0	202,5	77,3	131,6	118,2	8 922,9	14 814,2	18 369,5
2032	177,5	138,0	511,5	670,2	16,5	28,4	3 260,3	39,3	369,0	216,4	82,6	131,6	111,8	8 429,7	14 183,0	18 012,4
2033	177,5	138,0	508,7	670,2	16,5	28,4	2 863,0	39,1	369,0	215,2	82,2	131,6	98,2	7 438,8	12 776,4	16 609,4
2034	177,5	138,0	507,1	670,2	16,5	28,4	2 524,8	39,0	369,0	214,5	81,9	131,6	86,6	6 594,1	11 579,3	15 400,4
2035	177,5	138,0	505,5	670,2	16,5	28,4	2 229,2	38,9	369,0	213,9	81,7	131,6	76,5	5 855,6	10 532,4	14 324,0
2036	177,5	138,0	507,9	670,2	16,5	28,4	2 003,2	39,1	369,0	214,9	82,0	131,6	68,7	5 282,1	9 729,1	13 523,5
2037	177,5	138,0	509,9	670,2	16,5	28,4	1 814,7	39,2	369,0	215,7	82,4	131,6	62,1	4 801,8	9 057,2	12 861,2
2038	177,5	138,0	510,7	670,2	16,5	28,4	1 626,0	39,3	369,0	216,0	82,5	131,6	55,7	4 328,0	8 389,4	12 164,6
2039	177,5	138,0	511,6	670,2	16,5	28,4	1 467,9	39,4	369,0	216,4	82,6	131,6	50,2	3 925,9	7 825,3	11 581,5
2040	177,5	138,0	512,3	670,2	16,5	28,4	1 341,8	39,4	369,0	216,7	82,8	131,6	45,9	3 605,8	7 376,0	11 137,7
2041	177,5	138,0	513,9	670,2	16,5	28,4	1 251,6	39,5	369,0	217,4	83,0	131,6	42,7	3 369,0	7 048,4	10 854,6
2042	177,5	138,0	516,2	670,2	16,5	28,4	1 166,3	39,7	369,0	218,4	83,4	131,6	39,8	3 149,0	6 744,0	10 588,0
2043	177,5	138,0	512,0	670,2	16,5	28,4	1 038,5	39,4	369,0	216,6	82,7	131,6	35,5	2 829,8	6 285,7	10 057,1
2044	177,5	138,0	512,5	670,2	16,5	28,4	948,1	39,4	369,0	216,8	82,8	131,6	32,3	2 597,5	5 960,6	9 715,8
2045	177,5	138,0	514,6	670,2	16,5	28,4	868,5	39,6	369,0	217,7	83,1	131,6	29,6	2 392,7	5 677,1	9 424,0
2046	177,5	138,0	514,8	670,2	16,5	28,4	789,4	39,6	369,0	217,8	83,2	131,6	26,8	2 190,7	5 393,6	9 115,2
2047	177,5	138,0	510,2	670,2	16,5	28,4	706,5	39,2	369,0	215,8	82,4	131,6	24,0	1 984,0	5 093,4	8 760,6
2048	177,5	138,0	507,4	670,2	16,5	28,4	627,6	39,0	369,0	214,7	82,0	131,6	21,3	1 788,3	4 811,5	8 420,2
2049	177,5	138,0	506,7	670,2	16,5	28,4	561,5	39,0	369,0	214,4	81,8	131,6	19,0	1 621,2	4 574,8	8 143,2
2024-2049	3 900,0	3 031,4	10 761,5	14 726,4	429,0	624,0	37 645,7	827,8	8 105,7	4 552,9	1 738,4	3 421,6	1 394,9	108 550,1	199 709,4	277 532,2
2024-2090	10 032,5	7 797,0	22 771,3	37 882,7	1 105,5	1 605,2	42 227,8	1 751,6	20 848,5	9 634,0	3 678,4	8 817,2	1 549,7	128 483,7	298 185,2	504 009,7



Табличное приложение 4.2. 6-Расчет эксплуатационных затрат по варианту 3

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции														Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	
	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	Затраты на ремонт скважины	Электроэнергия	Фонд оплаты труда ППП	Арендные затраты	Страхование работников ППП	Амортизация по бухгалтерскому учету, включаемая в себестоимость УВ	Затраты на хим. реагенты	Услуги условно-постоянного характера на промысле, зависящие от количества скважин	Затраты производственного характера	Прочие расходы	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	Экологические расходы	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в себестоимость	без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	50,0	53,2	28,2	188,8	32,6	8,8	110,9	4,8	130,2	25,9	4,4	196,7	12,1	1 108,9	1 955,5	2 004,4
2025	50,0	53,2	53,1	188,8	32,6	8,8	288,4	9,0	130,2	48,8	8,4	196,7	22,6	1 926,4	3 016,9	3 167,7
2026	50,0	53,2	54,2	188,8	32,6	8,8	283,9	9,1	130,2	49,7	8,5	196,7	22,2	1 897,4	2 985,3	3 209,2
2027	77,5	83,6	181,5	292,6	32,6	13,6	1 198,4	30,6	204,6	166,6	28,6	196,7	68,5	5 227,5	7 802,8	8 583,1
2028	115,0	121,6	359,8	434,2	32,6	20,2	2 785,5	60,6	297,6	330,2	56,6	196,7	124,1	9 201,6	14 136,6	15 903,6
2029	157,5	167,2	529,2	594,7	32,6	27,7	4 661,2	89,2	409,2	485,6	83,2	196,7	165,6	12 185,2	19 785,0	22 752,7
2030	185,0	197,6	675,2	698,6	32,6	32,6	6 075,6	113,8	483,6	619,6	106,2	196,7	188,7	13 806,0	23 411,7	27 508,7
2031	200,0	212,8	757,4	755,2	32,6	35,2	6 476,0	127,6	520,8	695,0	119,1	196,7	189,3	13 803,7	24 121,4	28 945,7
2032	200,0	212,8	790,0	755,2	32,6	35,2	6 100,1	133,2	520,8	724,9	124,3	196,7	178,3	12 947,3	22 951,3	28 115,4
2033	200,0	212,8	812,7	755,2	32,6	35,2	5 628,3	137,0	520,8	745,7	127,8	196,7	164,5	11 903,0	21 472,3	26 840,4
2034	200,0	212,8	833,6	755,2	32,6	35,2	5 210,7	140,5	520,8	764,9	131,1	196,7	152,3	10 975,0	20 161,5	25 705,9
2035	200,0	212,8	854,1	755,2	32,6	35,2	4 826,1	144,0	520,8	783,7	134,4	196,7	141,1	10 120,1	18 956,7	24 643,8
2036	200,0	212,8	876,5	755,2	32,6	35,2	4 484,2	147,7	520,8	804,3	137,9	196,7	131,1	9 357,1	17 892,0	23 707,0
2037	200,0	212,8	893,5	755,2	32,6	35,2	4 144,8	150,6	520,8	819,9	140,6	196,7	121,2	8 604,3	16 828,1	22 717,9
2038	200,0	212,8	888,1	755,2	32,6	35,2	3 844,2	149,7	520,8	814,9	139,7	196,7	112,4	7 934,8	15 837,0	21 775,8
2039	200,0	212,8	882,7	755,2	32,6	35,2	3 567,1	148,8	520,8	809,9	138,8	196,7	104,3	7 317,3	14 922,2	20 891,0
2040	200,0	212,8	879,7	755,2	32,6	35,2	3 320,6	148,3	520,8	807,2	138,4	196,7	97,1	6 765,9	14 110,5	20 107,5
2041	200,0	212,8	872,0	755,2	32,6	35,2	3 075,2	147,0	520,8	800,1	137,2	196,7	89,9	6 220,4	13 295,0	19 277,7
2042	200,0	212,8	866,7	755,2	32,6	35,2	2 857,9	146,1	520,8	795,3	136,3	196,7	83,5	5 735,1	12 574,1	18 546,8
2043	200,0	212,8	861,4	755,2	32,6	35,2	2 657,2	145,2	520,8	790,5	135,5	196,7	77,7	5 286,9	11 907,6	17 861,4
2044	200,0	212,8	858,6	755,2	32,6	35,2	2 478,8	144,7	520,8	787,8	135,1	196,7	72,5	4 886,5	11 317,2	17 258,7
2045	192,5	205,2	851,0	726,9	32,6	33,9	2 299,3	143,4	502,2	780,9	133,9	196,7	67,2	4 484,5	10 650,3	16 507,9
2046	192,5	205,2	845,9	726,9	32,6	33,9	2 141,4	142,6	502,2	776,2	133,1	196,7	62,6	4 130,8	10 122,5	15 943,0
2047	192,5	205,2	840,8	726,9	32,6	33,9	1 995,4	141,7	502,2	771,6	132,3	196,7	58,4	3 803,7	9 633,8	15 414,1
2048	192,5	205,2	838,1	726,9	32,6	33,9	1 865,6	141,2	502,2	769,0	131,8	196,7	54,6	3 511,3	9 201,7	14 952,7
2049	192,5	205,2	830,8	726,9	32,6	33,9	1 735,4	140,0	502,2	762,3	130,7	196,7	50,8	3 220,1	8 760,0	14 454,1
2050	192,5	205,2	836,7	726,9	32,6	33,9	1 658,3	141,0	502,2	767,7	131,6	196,7	48,5	3 041,7	8 515,5	14 263,5
2051	192,5	205,2	841,8	726,9	32,6	33,9	1 583,1	141,9	502,2	772,5	132,4	196,7	46,3	2 864,8	8 272,7	14 063,6
2052	192,5	205,2	839,5	726,9	32,6	33,9	1 482,4	141,5	502,2	770,3	132,1	196,7	43,4	2 637,3	7 936,4	13 690,2
2053	192,5	205,2	832,6	726,9	32,6	33,9	1 381,0	140,3	502,2	764,0	131,0	196,7	40,4	2 409,9	7 589,1	13 281,0
2054	185,0	197,6	828,0	698,6	32,6	32,6	1 290,7	139,6	483,6	759,8	130,2	196,7	37,8	2 202,6	7 215,3	12 807,1
2055	185,0	197,6	823,5	698,6	32,6	32,6	1 207,3	138,8	483,6	755,6	129,5	196,7	35,4	2 014,4	6 931,1	12 475,9
2056	185,0	197,6	821,2	698,6	32,6	32,6	1 133,0	138,4	483,6	753,5	129,2	196,7	33,2	1 846,0	6 681,1	12 193,0
2057	185,0	197,6	814,4	698,6	32,6	32,6	1 057,9	137,3	483,6	747,3	128,1	196,7	31,0	1 677,0	6 419,7	11 876,4
2058	185,0	197,6	810,0	698,6	32,6	32,6	991,3	136,5	483,6	743,2	127,4	196,7	29,0	1 526,3	6 190,3	11 606,9
2059	185,0	197,6	805,5	698,6	32,6	32,6	929,4	135,8	483,6	739,1	126,7	196,7	27,2	1 386,2	5 976,5	11 355,4
2060	185,0	197,6	803,3	698,6	32,6	32,6	874,3	135,4	483,6	737,1	126,4	196,7	25,6	1 260,8	5 789,4	11 144,6
2061	185,0	197,6	796,7	698,6	32,6	32,6	818,3	134,3	483,6	731,0	125,3	196,7	24,0	1 134,4	5 590,6	10 901,6
2062	180,0	190,0	792,3	679,7	32,6	31,7	768,5	133,5	465,0	727,0	124,6	196,7	22,5	1 018,6	5 362,8	10 591,4
2024-2062	6 877,5	7 326,4	28 660,2	25 969,4	1 271,4	1 210,4	99 287,4	4 830,4	17 930,4	26 298,7	4 508,4	7 671,3	3 056,7	211 380,6	446 279,2	637 046,7
2024-2090	11 065,0	11 772,4	49 162,0	41 781,4	2 184,2	1 947,4	109 766,9	8 285,7	28 811,4	45 111,2	7 733,4	13 178,9	3 363,8	213 247,8	547 411,5	869 022,9



Табличное приложение 4.2. 7-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 1

Годы	Расходы периода										Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в расходы периода	Итого расходы периода	
	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности АУП	Страхование работников АУП	Фонд оплаты труда АУП	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Общедминистративные Расходы	Расходы по реализации УВ	Обязательства по расходам на соц.-экономическое развитие реги-она, (от инвестиций по итогам предыдущего года)	НИОКР	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов	Отчисления в ликвидационный фонд		без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	19,6	2,0	88,8	16,3	45,0	284,5	48,7	5,3	5,3	5,3	23,0	543,8	560,1
2025	19,6	2,0	88,8	16,3	45,0	531,6	69,4	5,3	5,3	5,3	24,8	813,4	862,2
2026	19,6	2,0	88,8	16,3	45,0	523,2	6,1	5,8	5,8	5,8	24,7	743,2	810,1
2027	30,3	3,2	142,0	16,3	45,0	880,3	63,3	5,9	5,9	5,9	35,5	1 233,4	1 381,4
2028	32,0	3,2	142,0	16,3	45,0	1 463,5	64,1	8,6	8,6	8,6	37,6	1 829,3	2 103,7
2029	52,5	5,6	248,5	16,3	45,0	2 016,1	82,6	10,6	10,6	10,6	57,6	2 556,1	3 016,3
2030	70,3	7,2	319,5	16,3	45,0	2 540,1	88,0	15,8	15,8	15,8	71,6	3 205,3	3 878,4
2031	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	2 784,8	65,0	21,0	21,0	21,0	81,2	3 518,4	4 362,9
2032	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	2 634,3	25,8	24,4	24,4	24,4	80,1	3 337,9	4 239,1
2033	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	2 313,3	25,6	24,9	24,9	24,9	78,8	3 016,8	3 921,9
2034	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	2 040,0	25,4	24,7	24,7	24,7	77,7	2 741,7	3 646,5
2035	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	1 801,2	25,3	24,6	24,6	24,6	76,7	2 501,4	3 401,9
2036	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	1 617,1	25,5	24,5	24,5	24,5	75,9	2 316,2	3 219,5
2037	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	1 463,5	25,5	24,4	24,4	24,4	75,1	2 161,7	3 069,7
2038	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	1 311,3	25,2	24,4	24,4	24,4	74,5	2 008,4	2 912,2
2039	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	1 182,4	25,4	24,4	24,4	24,4	73,9	1 879,0	2 781,0
2040	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	1 080,8	25,1	24,3	24,3	24,3	73,4	1 776,5	2 682,6
2041	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	1 006,8	25,4	24,3	24,3	24,3	72,9	1 702,3	2 621,5
2042	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	938,2	25,1	24,3	24,3	24,3	72,5	1 633,0	2 563,8
2043	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	835,4	25,0	24,3	24,3	24,3	72,1	1 529,6	2 447,4
2044	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	761,4	25,2	24,2	24,2	24,2	71,7	1 455,2	2 372,0
2045	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	696,3	25,2	24,2	24,2	24,2	71,4	1 389,7	2 306,9
2046	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	631,8	25,2	24,2	24,2	24,2	71,1	1 324,9	2 239,0
2047	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	565,4	24,8	24,1	24,1	24,1	70,8	1 257,7	2 163,3
2048	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	502,3	24,8	24,0	24,0	24,0	70,5	1 194,0	2 089,4
2049	81,9	8,4	372,8	16,3	45,0	448,4	25,0	24,0	24,0	24,0	70,3	1 139,9	2 029,0
2024-2049	1 799,6	184,8	8 200,5	423,8	1 170,0	32 853,8	941,7	516,6	516,6	516,6	1 685,2	48 809,0	67 681,7
2024-2090	4 634,2	477,6	21 193,5	1 092,1	3 015,0	36 498,8	1 706,2	1 267,2	1 267,2	1 267,2	4 118,5	76 537,4	132 619,4



Табличное приложение 4.2. 8-Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по варианту 3

Годы	Расходы периода										Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в расходы периода	Итого расходы периода	
	Расходы условно-постоянные, зависящие от численности АУП	Страхование работников АУП	Фонд оплаты труда АУП	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	Общедминистративные Расходы	Расходы по реализации УВ	соц.-экономическое развитие региона, (от инвестиций по итогам	НИОКР	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов	Отчисления в ликвидационный фонд		без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$		тыс.\$	тыс.\$
2024	23,1	2,4	106,5	38,9	56,8	284,5	55,4	7,4	7,4	7,4	26,1	615,7	631,1
2025	23,1	2,4	106,5	38,9	56,8	531,6	71,6	7,4	7,4	7,4	27,9	880,8	924,9
2026	23,1	2,4	106,5	38,9	56,8	523,2	8,4	8,0	8,0	8,0	27,8	811,2	872,0
2027	35,6	3,6	159,8	38,9	56,8	1 612,4	95,2	8,0	8,0	8,0	40,4	2 066,8	2 273,5
2028	53,4	5,6	248,5	38,9	56,8	2 923,5	103,3	13,8	13,8	13,8	59,2	3 530,5	3 971,8
2029	73,0	7,6	337,3	38,9	56,8	3 901,3	116,9	21,5	21,5	21,5	77,2	4 673,4	5 374,4
2030	85,4	8,8	390,5	38,9	56,8	4 443,5	91,3	29,4	29,4	29,4	87,3	5 290,7	6 216,6
2031	92,6	9,6	426,0	38,9	56,8	4 458,7	62,9	35,3	35,3	35,3	92,4	5 343,7	6 412,5
2032	92,6	9,6	426,0	38,9	56,8	4 199,8	40,3	38,4	38,4	38,4	90,5	5 069,7	6 210,4
2033	92,6	9,6	426,0	38,9	56,8	3 875,1	40,7	39,0	39,0	39,0	88,5	4 745,2	5 931,5
2034	92,6	9,6	426,0	38,9	56,8	3 587,5	41,0	39,4	39,4	39,4	86,7	4 457,4	5 683,2
2035	92,6	9,6	426,0	38,9	56,8	3 322,8	41,4	39,8	39,8	39,8	85,1	4 192,4	5 450,1
2036	92,6	9,6	426,0	38,9	56,8	3 087,3	41,8	40,1	40,1	40,1	83,6	3 956,9	5 242,9
2037	92,6	9,6	426,0	38,9	56,8	2 853,7	42,1	40,5	40,5	40,5	82,2	3 723,3	5 026,4
2038	92,6	9,6	426,0	38,9	56,8	2 646,7	41,9	40,8	40,8	40,8	80,9	3 515,7	4 834,0
2039	92,6	9,6	426,0	38,9	56,8	2 455,9	41,7	40,6	40,6	40,6	79,6	3 322,8	4 652,0
2040	92,6	9,6	426,0	38,9	56,8	2 286,2	41,5	40,4	40,4	40,4	78,5	3 151,3	4 490,6
2041	92,6	9,6	426,0	38,9	56,8	2 117,3	41,3	40,2	40,2	40,2	77,5	2 980,6	4 321,9
2042	92,6	9,6	426,0	38,9	56,8	1 967,6	41,1	40,0	40,0	40,0	76,5	2 829,1	4 172,9
2043	92,6	9,6	426,0	38,9	56,8	1 829,5	40,9	39,8	39,8	39,8	75,6	2 689,3	4 034,0
2044	92,6	9,6	426,0	38,9	56,8	1 706,6	40,8	39,6	39,6	39,6	74,8	2 565,0	3 911,6
2045	89,0	9,2	408,3	38,9	56,8	1 583,8	40,0	39,5	39,5	39,5	71,1	2 415,6	3 744,2
2046	89,0	9,2	408,3	38,9	56,8	1 475,1	39,7	38,7	38,7	38,7	70,3	2 303,3	3 627,7
2047	89,0	9,2	408,3	38,9	56,8	1 374,5	39,6	38,5	38,5	38,5	69,7	2 201,5	3 522,3
2048	89,0	9,2	408,3	38,9	56,8	1 285,1	39,5	38,3	38,3	38,3	69,1	2 110,9	3 430,1
2049	89,0	9,2	408,3	38,9	56,8	1 195,4	39,3	38,2	38,2	38,2	68,5	2 020,1	3 333,1
2050	89,0	9,2	408,3	38,9	56,8	1 143,3	39,7	38,0	38,0	38,0	68,0	1 967,3	3 295,2
2051	89,0	9,2	408,3	38,9	56,8	1 091,5	39,5	38,2	38,2	38,2	67,6	1 915,1	3 255,7
2052	89,0	9,2	408,3	38,9	56,8	1 022,0	39,4	38,2	38,2	38,2	67,1	1 845,4	3 183,3
2053	89,0	9,2	408,3	38,9	56,8	952,1	39,2	38,2	38,2	38,2	66,6	1 774,6	3 105,6
2054	85,4	8,8	390,5	38,9	56,8	890,1	38,5	38,0	38,0	38,0	63,2	1 686,2	2 993,1
2055	85,4	8,8	390,5	38,9	56,8	832,6	38,3	37,2	37,2	37,2	62,8	1 625,8	2 926,5
2056	85,4	8,8	390,5	38,9	56,8	781,4	38,2	37,1	37,1	37,1	62,5	1 573,8	2 872,1
2057	85,4	8,8	390,5	38,9	56,8	729,6	38,0	37,0	37,0	37,0	62,1	1 521,2	2 814,3
2058	85,4	8,8	390,5	38,9	56,8	683,6	37,9	36,8	36,8	36,8	61,8	1 474,3	2 764,3
2059	85,4	8,8	390,5	38,9	56,8	641,0	37,8	36,7	36,7	36,7	61,5	1 430,9	2 718,6
2060	85,4	8,8	390,5	38,9	56,8	603,0	37,7	36,6	36,6	36,6	61,2	1 392,2	2 679,9
2061	85,4	8,8	390,5	38,9	56,8	564,4	37,6	36,5	36,5	36,5	60,9	1 352,9	2 638,2
2062	83,7	8,8	390,5	38,9	56,8	530,1	37,0	36,4	36,4	36,4	60,7	1 315,6	2 598,4
2024-2062	3 180,9	329,2	14 608,3	1 517,1	2 215,2	71 993,1	1 838,5	1 327,7	1 327,7	1 327,7	2 673,0	102 338,4	146 141,1
2024-2090	5 121,1	531,2	23 572,0	2 606,3	3 805,6	79 226,7	2 754,6	2 223,3	2 223,3	2 223,3	3 984,0	128 271,2	205 818,2



Табличное приложение 4.2. 9-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 1

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Эксплуатационные расходы		Всего эксплуатационны х затрат	Производственна я себестоимость (без налогов, расходов на реализацию) УВ	Операционный доход (+), убыток (-)	Всего расходы, связанные с деятельностью предприятия за вычетом амортизационных отчислений	Капитальные вложения, всего без НДС	Общая сумма всех расходов	Дисконтированная сумма общих расходов при ставке дисконта
		Расходы, относимые на себестоимость продукции	Расходы периода							7,5%
2024	3 633,2	1 735,3	543,8	2 279,1	76,5	1 354,1	2 174,6	4 272,2	6 446,8	5 997,0
2025	6 789,5	2 773,2	813,4	3 586,5	44,8	3 202,9	3 312,6	6 262,9	9 575,4	14 282,9
2026	6 682,5	2 741,4	743,2	3 484,6	42,2	3 198,0	3 214,9	0,0	3 214,9	16 870,8
2027	11 243,9	4 449,7	1 233,4	5 683,2	37,7	5 560,8	5 114,4	5 391,3	10 505,7	24 737,5
2028	18 692,3	7 008,3	1 829,3	8 837,7	26,9	9 854,6	7 701,8	5 257,3	12 959,1	33 764,3
2029	25 750,8	10 022,1	2 556,1	12 578,2	28,9	13 172,6	10 673,2	6 571,7	17 244,8	44 938,3
2030	32 443,1	13 128,0	3 205,3	16 333,3	30,0	16 109,8	13 481,0	6 571,7	20 052,7	57 025,1
2031	35 569,4	14 814,2	3 518,4	18 332,6	31,4	17 236,8	14 886,1	3 943,0	18 829,1	67 582,6
2032	33 647,2	14 183,0	3 337,9	17 520,8	33,4	16 126,4	14 260,6	0,0	14 260,6	75 020,7
2033	29 546,8	12 776,4	3 016,8	15 793,2	37,9	13 753,6	12 930,3	0,0	12 930,3	81 294,4
2034	26 056,6	11 579,3	2 741,7	14 321,0	42,7	11 735,6	11 796,2	0,0	11 796,2	86 618,6
2035	23 006,6	10 532,4	2 501,4	13 033,7	48,2	9 972,8	10 804,5	0,0	10 804,5	91 154,9
2036	20 654,1	9 729,1	2 316,2	12 045,3	53,6	8 608,7	10 042,1	26,8	10 068,9	95 087,4
2037	18 692,1	9 057,2	2 161,7	11 218,9	59,2	7 473,2	9 404,2	26,8	9 431,0	98 513,8
2038	16 748,1	8 389,4	2 008,4	10 397,8	65,9	6 350,3	8 771,8	0,0	8 771,8	101 478,4
2039	15 102,2	7 825,3	1 879,0	9 704,4	73,0	5 397,8	8 236,4	26,8	8 263,2	104 076,2
2040	13 804,8	7 376,0	1 776,5	9 152,5	79,8	4 652,3	7 810,7	0,0	7 810,7	106 360,5
2041	12 859,6	7 048,4	1 702,3	8 750,7	85,6	4 108,9	7 499,1	26,8	7 525,9	108 407,9
2042	11 983,4	6 744,0	1 633,0	8 377,0	91,9	3 606,4	7 210,6	0,0	7 210,6	110 232,7
2043	10 670,2	6 285,7	1 529,6	7 815,3	102,8	2 854,9	6 776,8	0,0	6 776,8	111 828,0
2044	9 725,1	5 960,6	1 455,2	7 415,8	112,7	2 309,3	6 467,7	26,8	6 494,5	113 250,2
2045	8 893,9	5 677,1	1 389,7	7 066,8	123,3	1 827,0	6 198,3	26,8	6 225,1	114 518,4
2046	8 069,5	5 393,6	1 324,9	6 718,5	135,8	1 351,0	5 929,1	26,8	5 955,9	115 647,0
2047	7 221,3	5 093,4	1 257,7	6 351,1	151,2	870,2	5 644,6	0,0	5 644,6	116 642,0
2048	6 415,3	4 811,5	1 194,0	6 005,5	169,8	409,8	5 377,9	0,0	5 377,9	117 523,9
2049	5 727,4	4 574,8	1 139,9	5 714,7	189,9	12,7	5 153,2	26,8	5 180,0	118 314,0
2024-2049	419 628,7	199 709,4	48 809,0	248 518,4	58,3	171 110,3	210 872,7	38 484,3	249 357,0	118 314,0
2024-2090	466 184,4	298 185,2	76 537,4	374 722,7	126,5	91 461,7	332 494,8	38 568,7	371 063,6	125 276,2



Табличное приложение 4.2. 10-Расчет общих затрат (эксплуатационные расходы и капитальные вложения) в ценах без учета инфляции по варианту 3

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Эксплуатационные расходы		Всего эксплуатацион ных затрат	Производствен ная себестоимость (без налогов, расходов на реализацию) добычи 1 тонны УВ	Операционный доход (+), убыток (-)	Всего расходы, связанные с деятельностью предприятия за вычетом амортизационн ых отчислений	Капитальные вложения, всего без НДС	Общая сумма всех расходов	Дисконтированная сумма общих расходов при ставке дисконта
		Расходы, относимые на себестоимост ь продукции	Расходы периода							7,5%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	3 633,2	1 955,5	615,7	2 571,2	103,4	1 062,0	2 460,3	4 729,4	7 189,7	6 596,1
2025	6 789,5	3 016,9	880,8	3 897,7	59,7	2 891,7	3 609,3	6 262,9	9 872,2	14 905,3
2026	6 682,5	2 985,3	811,2	3 796,4	57,5	2 886,1	3 512,6	0,0	3 512,6	17 617,7
2027	20 594,2	7 802,8	2 066,8	9 869,6	31,4	10 724,6	8 671,2	8 028,3	16 699,6	29 448,0
2028	37 340,4	14 136,6	3 530,5	17 667,1	26,1	19 673,3	14 881,5	8 044,1	22 925,6	44 348,1
2029	49 829,9	19 785,0	4 673,4	24 458,3	26,3	25 371,6	19 797,2	8 579,8	28 376,9	61 268,4
2030	56 755,6	23 411,7	5 290,7	28 702,4	27,3	28 053,2	22 626,9	5 444,7	28 071,5	76 624,4
2031	56 948,7	24 121,4	5 343,7	29 465,1	29,4	27 483,5	22 989,2	2 309,6	25 298,7	89 321,0
2032	53 642,9	22 951,3	5 069,7	28 021,0	31,5	25 621,8	21 921,0	0,0	21 921,0	99 414,0
2033	49 494,6	21 472,3	4 745,2	26 217,5	34,4	23 277,0	20 589,2	0,0	20 589,2	108 111,2
2034	45 821,9	20 161,5	4 457,4	24 618,8	37,5	21 203,1	19 408,2	0,0	19 408,2	115 632,5
2035	42 440,3	18 956,7	4 192,4	23 149,1	40,8	19 291,1	18 323,0	0,0	18 323,0	122 146,9
2036	39 433,5	17 892,0	3 956,9	21 849,0	44,3	17 584,5	17 364,7	0,0	17 364,7	127 810,9
2037	36 448,6	16 828,1	3 723,3	20 551,4	48,2	15 897,2	16 406,6	0,0	16 406,6	132 720,5
2038	33 805,0	15 837,0	3 515,7	19 352,6	51,8	14 452,4	15 508,4	0,0	15 508,4	136 978,2
2039	31 368,2	14 922,2	3 322,8	18 245,0	55,5	13 123,2	14 677,9	0,0	14 677,9	140 675,1
2040	29 201,1	14 110,5	3 151,3	17 261,8	59,5	11 939,3	13 941,2	0,0	13 941,2	143 896,5
2041	27 043,1	13 295,0	2 980,6	16 275,6	63,9	10 767,5	13 200,4	0,0	13 200,4	146 694,9
2042	25 131,4	12 574,1	2 829,1	15 403,2	68,5	9 728,3	12 545,3	0,0	12 545,3	149 134,9
2043	23 367,1	11 907,6	2 689,3	14 596,9	73,3	8 770,2	11 939,7	0,0	11 939,7	151 265,3
2044	21 797,7	11 317,2	2 565,0	13 882,1	78,4	7 915,6	11 403,4	0,0	11 403,4	153 132,0
2045	20 229,7	10 650,3	2 415,6	13 065,9	82,6	7 163,8	10 766,6	9,6	10 776,3	154 750,4
2046	18 840,3	10 122,5	2 303,3	12 425,8	88,3	6 414,5	10 284,5	0,0	10 284,5	156 167,4
2047	17 556,3	9 633,8	2 201,5	11 835,3	94,4	5 721,0	9 839,8	0,0	9 839,8	157 411,2
2048	16 414,1	9 201,7	2 110,9	11 312,5	100,8	5 101,6	9 446,9	0,0	9 446,9	158 506,7
2049	15 268,5	8 760,0	2 020,1	10 780,1	107,8	4 488,3	9 044,7	0,0	9 044,7	159 469,0
2050	14 603,3	8 515,5	1 967,3	10 482,8	113,0	4 120,5	8 824,5	26,8	8 851,3	160 333,0
2051	13 941,0	8 272,7	1 915,1	10 187,9	118,6	3 753,2	8 604,8	0,0	8 604,8	161 103,5
2052	13 054,2	7 936,4	1 845,4	9 781,8	126,5	3 272,4	8 299,4	0,0	8 299,4	161 785,4
2053	12 161,3	7 589,1	1 774,6	9 363,7	135,2	2 797,6	7 982,7	0,0	7 982,7	162 387,0
2054	11 369,0	7 215,3	1 686,2	8 901,5	141,5	2 467,5	7 610,8	9,6	7 620,5	162 914,0
2055	10 634,4	6 931,1	1 625,8	8 556,9	150,7	2 077,5	7 349,6	0,0	7 349,6	163 380,2
2056	9 980,1	6 681,1	1 573,8	8 254,9	160,3	1 725,3	7 121,9	0,0	7 121,9	163 794,7
2057	9 318,7	6 419,7	1 521,2	7 940,9	171,0	1 377,8	6 883,0	0,0	6 883,0	164 162,2
2058	8 731,7	6 190,3	1 474,3	7 664,6	182,0	1 067,1	6 673,4	0,0	6 673,4	164 489,1
2059	8 186,6	5 976,5	1 430,9	7 407,4	193,6	779,2	6 478,0	0,0	6 478,0	164 780,3
2060	7 701,3	5 789,4	1 392,2	7 181,6	205,4	519,7	6 307,3	0,0	6 307,3	165 040,3
2061	7 208,4	5 590,6	1 352,9	6 943,5	218,6	264,8	6 125,2	0,0	6 125,2	165 272,0
2062	6 770,9	5 362,8	1 315,6	6 678,4	229,3	92,6	5 909,9	9,6	5 919,5	165 477,4
2024-2062	919 539,3	446 279,2	102 338,4	548 617,6	64,1	370 921,7	449 330,2	43 454,4	492 784,6	165 477,4
2024-2090	1 011 930,3	547 411,5	128 271,2	675 682,8	96,1	336 247,5	565 915,9	43 531,5	609 447,4	167 120,7



Табличное приложение 4.2. 11-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 1

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Всего расходы, учитываемые при определении налогооблагаемого дохода за вычетом амортизационных отчислений	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход	Оперативный доход (+), убыток (-) = совокупный годовоой доход - эксплуатационные затраты	Чистая прибыль после выплаты КПП	Выплата налога на сверхприбыль	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности предприятия	Накопленный поток денежной наличности	Внутренняя норма доходности (ВНД) - IRR	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - NPV		
													7,5%	10,0%	15,0%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	%	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	3 633,2	2 174,6	2 089,4	4 264,0	0,0	1 354,1	1 354,1	0,0	1 354,1	-2 813,6	-2 813,6	0,0%	-2 617,3	-2 557,8	-2 446,6
2025	6 789,5	3 312,6	2 421,1	5 733,7	1 055,8	3 202,9	2 991,8	0,0	2 991,8	-2 997,1	-5 810,7	0,0%	-5 210,8	-5 034,7	-4 712,8
2026	6 682,5	3 214,9	2 108,3	5 323,2	1 359,3	3 198,0	2 926,1	0,0	2 926,1	3 195,8	-2 614,9	0,0%	-2 638,3	-2 633,7	-2 611,6
2027	11 243,9	5 114,4	2 620,5	7 734,9	3 509,0	5 560,8	4 859,0	136,0	4 723,0	-99,6	-2 714,5	0,0%	-2 712,9	-2 701,7	-2 668,5
2028	18 692,3	7 701,8	3 034,8	10 736,5	7 955,7	9 854,6	8 263,5	989,0	7 274,4	3 153,0	438,5	0,0%	-516,7	-744,0	-1 100,9
2029	25 750,8	10 673,2	3 576,1	14 249,3	11 501,6	13 172,6	10 872,3	1 679,5	9 192,7	4 526,2	4 964,6	0,0%	2 416,1	1 810,9	855,9
2030	32 443,1	13 481,0	4 035,7	17 516,7	14 926,4	16 109,8	13 124,5	2 379,6	10 744,9	7 025,5	11 990,1	0,7%	6 650,8	5 416,1	3 497,0
2031	35 569,4	14 886,1	4 044,9	18 931,0	16 638,4	17 236,8	13 909,1	2 780,4	11 128,7	10 632,2	22 622,3	8,8%	12 612,3	10 376,1	6 972,7
2032	33 647,2	14 260,6	3 479,6	17 740,1	15 907,1	16 126,4	12 945,0	2 756,9	10 188,1	13 448,4	36 070,7	14,3%	19 626,7	16 079,5	10 795,6
2033	29 546,8	12 930,3	2 995,1	15 925,4	13 621,5	13 753,6	11 029,3	2 183,9	8 845,4	11 708,4	47 779,0	17,3%	25 307,5	20 593,6	13 689,7
2034	26 056,6	11 796,2	2 579,7	14 375,9	11 680,8	11 735,6	9 399,5	1 725,2	7 674,2	10 199,0	57 978,1	19,0%	29 910,8	24 168,3	15 881,9
2035	23 006,6	10 804,5	2 223,3	13 027,8	9 978,8	9 972,8	7 977,1	1 320,8	6 656,3	8 885,5	66 863,6	20,1%	33 641,4	26 999,5	17 542,7
2036	20 654,1	10 042,1	1 921,4	11 963,5	8 690,5	8 608,7	6 870,6	1 046,3	5 824,4	7 800,8	74 664,3	20,8%	36 688,1	29 259,1	18 810,5
2037	18 692,1	9 404,2	1 662,1	11 066,3	7 625,8	7 473,2	5 948,0	835,7	5 112,3	6 900,3	81 564,7	21,3%	39 195,1	31 076,2	19 785,7
2038	16 748,1	8 771,8	1 435,2	10 207,0	6 541,1	6 350,3	5 042,1	613,1	4 428,9	6 054,9	87 619,6	21,6%	41 241,4	32 525,7	20 529,8
2039	15 102,2	8 236,4	1 244,2	9 480,6	5 621,5	5 397,8	4 273,5	448,5	3 825,0	5 266,1	92 885,7	21,8%	42 897,0	33 671,7	21 092,6
2040	13 804,8	7 810,7	1 075,8	8 886,5	4 918,3	4 652,3	3 668,6	336,2	3 332,4	4 674,2	97 560,0	22,0%	44 264,0	34 596,5	21 527,0
2041	12 859,6	7 499,1	934,9	8 433,9	4 425,6	4 108,9	3 223,7	260,9	2 962,8	4 187,6	101 747,6	22,1%	45 403,3	35 349,7	21 865,3
2042	11 983,4	7 210,6	809,4	8 020,0	3 963,3	3 606,4	2 813,7	193,0	2 620,7	3 787,0	105 534,7	22,2%	46 361,7	35 968,9	22 131,4
2043	10 670,2	6 776,8	701,3	7 478,1	3 192,1	2 854,9	2 216,5	99,4	2 117,1	3 155,6	108 690,2	22,2%	47 104,5	36 438,0	22 324,2
2044	9 725,1	6 467,7	612,2	7 079,9	2 645,2	2 309,3	1 780,3	34,6	1 745,6	2 666,9	111 357,2	22,3%	47 688,6	36 798,3	22 465,9
2045	8 893,9	6 198,3	535,2	6 733,5	2 160,4	1 827,0	1 395,0	4,5	1 390,5	2 232,2	113 589,4	22,3%	48 143,3	37 072,6	22 569,1
2046	8 069,5	5 929,1	468,6	6 397,7	1 671,8	1 351,0	1 016,6	0,0	1 016,6	1 779,3	115 368,6	22,3%	48 480,5	37 271,3	22 640,5
2047	7 221,3	5 644,6	407,1	6 051,7	1 169,5	870,2	636,3	0,0	636,3	1 342,7	116 711,4	22,3%	48 717,2	37 407,6	22 687,5
2048	6 415,3	5 377,9	353,9	5 731,8	683,5	409,8	273,1	0,0	273,1	900,7	117 612,1	22,3%	48 864,8	37 490,7	22 714,8
2049	5 727,4	5 153,2	311,9	5 465,2	262,2	12,7	-39,8	0,0	-39,8	494,9	118 107,0	22,3%	48 940,3	37 532,2	22 727,9
2024-2049 годы	419 628,7	210 872,7	47 681,6	258 554,3	161 705,2	171 110,3	138 769,3	19 823,7	118 945,6	118 107,0	118 107,0	22,3%	48 940,3	37 532,2	22 727,9
2024-2090 годы	466 184,4	332 494,8	49 942,8	382 437,6	161 705,2	91 461,7	59 120,7	19 823,7	39 297,0	42 956,1	42 956,1	22,3%	46 181,5	36 464,8	22 539,6



Табличное приложение 4.2. 12-Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия в ценах без учета инфляции по варианту 3

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Всего расходы, учитываемые при определении налогооблагаемого дохода за вычетом амортизационных отчислений	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход	Оперативный доход (+), убыток (-) = совокупный годовоой доход - эксплуатационные затраты	Чистая прибыль предприятия после выплаты КПП	Выплата налога на сверхприбыль	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности предприятия	Накопленный поток денежной наличности	Внутренняя норма доходности (ВНД) - IRR	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - NPV		
													7,5%	10%	15,0%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	%	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	3 633,2	2 460,3	2 135,1	4 595,4	0,0	1 062,0	1 062,0	0,0	1 062,0	-3 556,5	-3 556,5	0,0%	-3 262,8	-3 175,4	-3 065,9
2025	6 789,5	3 609,3	2 462,3	6 071,6	717,8	2 891,7	2 748,2	0,0	2 748,2	-3 226,3	-6 782,8	0,0%	-5 978,3	-5 747,4	-5 463,6
2026	6 682,5	3 512,6	2 145,4	5 658,0	1 024,6	2 886,1	2 681,2	0,0	2 681,2	2 965,0	-3 817,8	0,0%	-3 688,8	-3 637,0	-3 564,0
2027	20 594,2	8 671,2	3 043,5	11 714,7	8 879,5	10 724,6	8 948,7	1 150,3	7 798,4	968,5	-2 849,3	0,0%	-3 002,7	-3 021,5	-3 029,2
2028	37 340,4	14 881,5	3 799,9	18 681,4	18 659,0	19 673,3	15 941,5	3 818,9	12 122,6	6 864,0	4 014,8	0,0%	1 458,4	873,3	238,9
2029	49 829,9	19 797,2	4 517,0	24 314,2	25 515,7	25 371,6	20 268,4	5 561,1	14 707,3	10 788,7	14 803,5	0,0%	7 891,4	6 339,2	4 667,0
2030	56 755,6	22 626,9	4 672,5	27 299,3	29 456,2	28 053,2	22 161,9	6 631,7	15 530,2	16 161,1	30 964,6	7,3%	16 732,1	13 649,7	10 385,3
2031	56 948,7	22 989,2	4 348,7	27 337,9	29 610,8	27 483,5	21 561,4	6 695,3	14 866,1	19 032,5	49 997,1	13,8%	26 283,9	21 336,6	16 190,7
2032	53 642,9	21 921,0	3 741,0	25 662,0	27 980,9	25 621,8	20 025,7	6 373,8	13 651,9	19 751,9	69 749,0	17,8%	35 378,2	28 459,4	21 384,6
2033	49 494,6	20 589,2	3 220,2	23 809,4	25 685,2	23 277,0	18 140,0	5 781,3	12 358,7	17 987,0	87 736,1	20,2%	42 976,1	34 250,7	25 461,9
2034	45 821,9	19 408,2	2 773,6	22 181,7	23 640,2	21 203,1	16 475,0	5 247,3	11 227,7	16 438,4	104 174,5	21,6%	49 346,5	38 976,4	28 674,3
2035	42 440,3	18 323,0	2 390,5	20 713,4	21 726,8	19 291,1	14 945,8	4 732,7	10 213,1	15 039,2	119 213,7	22,6%	54 693,5	42 836,6	31 207,8
2036	39 433,5	17 364,7	2 061,6	19 426,3	20 007,2	17 584,5	13 583,1	4 261,2	9 321,9	13 806,1	133 019,8	23,3%	59 196,8	46 000,6	33 212,8
2037	36 448,6	16 406,6	1 779,1	18 185,7	18 262,9	15 897,2	12 244,6	3 765,1	8 479,5	12 624,3	145 644,1	23,7%	62 974,6	48 583,8	34 793,3
2038	33 805,0	15 508,4	1 536,4	17 044,8	16 760,2	14 452,4	11 100,4	3 357,6	7 742,8	11 587,0	157 231,1	24,0%	66 155,6	50 700,7	36 043,9
2039	31 368,2	14 677,9	1 327,7	16 005,6	15 362,6	13 123,2	10 050,7	2 972,5	7 078,2	10 645,3	167 876,4	24,3%	68 836,8	52 437,1	37 034,3
2040	29 201,1	13 941,2	1 148,2	15 089,3	14 111,7	11 939,3	9 116,9	2 624,1	6 492,8	9 813,5	177 689,9	24,4%	71 104,5	53 866,4	37 821,4
2041	27 043,1	13 200,4	993,6	14 194,0	12 849,2	10 767,5	8 197,7	2 264,3	5 933,4	9 008,7	186 698,5	24,5%	73 014,3	55 037,9	38 444,3
2042	25 131,4	12 545,3	860,5	13 405,8	11 725,7	9 728,3	7 383,2	1 942,1	5 441,1	8 298,9	194 997,5	24,6%	74 628,3	56 001,4	38 939,0
2043	23 367,1	11 939,7	745,7	12 685,5	10 681,6	8 770,2	6 633,8	1 672,1	4 961,7	7 618,9	202 616,4	24,7%	75 987,8	56 791,3	39 330,5
2044	21 797,7	11 403,4	646,8	12 050,2	9 747,6	7 915,6	5 966,1	1 428,8	4 537,3	7 016,1	209 632,5	24,7%	77 136,3	57 440,7	39 641,3
2045	20 229,7	10 766,6	562,8	11 329,4	8 900,3	7 163,8	5 383,8	1 237,6	4 146,2	6 435,8	216 068,3	24,7%	78 102,8	57 972,6	39 887,1
2046	18 840,3	10 284,5	488,9	10 773,3	8 067,0	6 414,5	4 801,1	1 019,3	3 781,8	5 923,1	221 991,4	24,8%	78 918,9	58 409,6	40 082,1
2047	17 556,3	9 839,8	425,0	10 264,8	7 291,5	5 721,0	4 262,7	844,9	3 417,8	5 413,3	227 404,7	24,8%	79 603,2	58 766,3	40 235,7
2048	16 414,1	9 446,9	369,7	9 816,6	6 597,5	5 101,6	3 782,1	687,8	3 094,3	4 959,9	232 364,6	24,8%	80 178,4	59 058,0	40 357,0
2049	15 268,5	9 044,7	321,9	9 366,6	5 901,9	4 488,3	3 308,0	530,4	2 777,5	4 512,9	236 877,5	24,8%	80 658,5	59 295,0	40 452,2
2050	14 603,3	8 824,5	284,5	9 109,0	5 494,3	4 120,5	3 021,6	453,3	2 568,4	4 199,9	241 077,4	24,8%	81 068,5	59 492,0	40 528,6
2051	13 941,0	8 604,8	248,0	8 852,8	5 088,3	3 753,2	2 735,5	380,2	2 355,4	3 938,4	245 015,8	24,8%	81 421,1	59 656,9	40 590,3
2052	13 054,2	8 299,4	216,4	8 515,8	4 538,4	3 272,4	2 364,7	280,2	2 084,5	3 566,9	248 582,7	24,8%	81 714,2	59 790,2	40 638,5
2053	12 161,3	7 982,7	188,9	8 171,7	3 989,7	2 797,6	1 999,7	188,9	1 810,8	3 191,7	251 774,4	24,8%	81 954,7	59 896,8	40 675,7
2054	11 369,0	7 610,8	166,5	7 777,4	3 591,7	2 467,5	1 749,2	146,9	1 602,3	2 883,3	254 657,8	24,8%	82 154,1	59 982,7	40 704,6
2055	10 634,4	7 349,6	145,6	7 495,2	3 139,1	2 077,5	1 449,7	90,0	1 359,6	2 566,9	257 224,7	24,8%	82 317,0	60 051,0	40 726,9
2056	9 980,1	7 121,9	127,4	7 249,3	2 730,8	1 725,3	1 179,1	38,2	1 140,9	2 273,9	259 498,5	24,8%	82 449,3	60 105,0	40 743,8
2057	9 318,7	6 883,0	111,6	6 994,6	2 324,1	1 377,8	913,0	11,1	901,9	1 959,8	261 458,3	24,8%	82 553,9	60 146,6	40 756,4
2058	8 731,7	6 673,4	97,8	6 771,2	1 960,5	1 067,1	675,0	0,0	675,0	1 666,2	263 124,5	24,8%	82 635,6	60 178,1	40 765,7
2059	8 186,6	6 478,0	85,8	6 563,8	1 622,8	779,2	454,7	0,0	454,7	1 384,0	264 508,6	24,8%	82 697,8	60 201,5	40 772,3
2060	7 701,3	6 307,3	75,3	6 382,6	1 318,7	519,7	256,0	0,0	256,0	1 130,3	265 638,9	24,8%	82 744,4	60 218,6	40 777,0
2061	7 208,4	6 125,2	66,2	6 191,4	1 017,0	264,8	61,5	0,0	61,5	879,8	266 518,7	24,8%	82 777,6	60 230,5	40 780,1
2062	6 770,9	5 909,9	59,7	5 969,6	801,4	92,6	-67,7	0,0	-67,7	691,1	267 209,8	24,8%	82 801,6	60 238,8	40 782,2
2024-2062	919 539,3	449 330,2	54 391,0	503 721,2	416 780,3	370 921,7	287 565,6	76 188,9	211 376,8	267 209,8	267 209,8	24,8%	82 801,6	60 238,8	40 782,2
2024-2090	1 011 930,3	565 915,9	54 890,1	620 806,0	418 219,3	336 247,5	252 603,7	76 188,9	176 414,8	242 650,1	242 650,1	24,8%	82 636,4	60 204,7	40 778,0



Табличное приложение 4.2. 13-Табличное приложение 4.2.13- Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 1

Годы	НДС по реализованной продукции	НДС по приобретенным услугам и материалам	НДС по приобретенным основным средствам	ДОХОД ГОСУДАРСТВА Республики Казахстан												ВСЕГО доход РК	Дисконтированный доход государства при ставке дисконта		
				НДС к возмещению (НДС по продажам - НДС по покупкам)	Налог на добычу полезных ископаемых - нефть и газ	Рентный налог на экспорт нефти	Плата за эмиссии в окружающую среду	Экспортная таможенная пошлина	Земельный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверх прибыль	Налог на имущество	Социальный налог	Подоходный налог с физических лиц	Прочие налоги		7,5%	10%	15%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	137,9	126,6	512,7	-501,3	154,8	347,7	0,5	326,4	4,0	0,0	0,0	235,0	21,3	18,5	11,7	618,6	575,4	562,3	537,9
2025	257,8	164,8	751,5	-658,6	287,8	649,8	0,9	610,0	4,0	211,2	0,0	327,3	21,3	18,5	19,6	1 491,9	1 866,4	1 795,3	1 666,0
2026	253,7	156,5	0,0	97,2	283,1	639,6	0,9	600,4	4,0	271,9	0,0	323,2	21,3	18,5	19,4	2 279,4	3 701,2	3 507,8	3 164,7
2027	426,9	246,5	647,0	-466,6	476,1	1 076,1	1,6	1 010,3	4,0	701,8	136,0	400,0	33,1	28,7	30,3	3 431,4	6 270,6	5 851,5	5 126,6
2028	709,7	342,6	630,9	-263,8	790,1	1 788,9	2,6	1 679,5	4,0	1 591,1	989,0	470,4	34,7	30,1	46,8	7 163,5	11 260,5	10 299,5	8 688,1
2029	977,7	489,1	788,6	-300,0	1 088,8	2 464,5	3,6	2 313,7	4,0	2 300,3	1 679,5	551,9	57,6	49,9	63,3	10 277,0	17 919,6	16 100,6	13 131,2
2030	1 231,8	628,4	788,6	-185,3	1 372,0	3 105,0	4,5	2 915,0	4,0	2 985,3	2 379,6	621,9	76,6	66,3	78,8	13 423,6	26 010,7	22 989,1	18 177,6
2031	1 350,5	705,8	473,2	171,5	1 504,6	3 404,2	4,9	3 195,9	4,0	3 327,7	2 780,4	638,3	89,2	77,2	85,8	15 283,5	34 580,2	30 118,9	23 173,8
2032	1 277,5	690,1	0,0	587,4	1 423,7	3 220,2	4,7	3 023,2	4,0	3 181,4	2 756,9	586,6	89,2	77,2	81,1	15 035,5	42 422,5	36 495,4	27 447,9
2033	1 121,8	649,5	0,0	472,3	1 251,1	2 827,8	4,1	2 654,7	4,0	2 724,3	2 183,9	537,7	89,2	77,2	71,9	12 898,1	48 680,6	41 468,2	30 636,1
2034	989,3	614,9	0,0	374,4	1 104,1	2 493,8	3,6	2 341,1	4,0	2 336,2	1 725,2	494,7	89,2	77,2	64,0	11 107,5	53 693,9	45 361,3	33 023,6
2035	873,5	584,7	0,0	288,8	975,7	2 201,9	3,2	2 067,1	4,0	1 995,8	1 320,8	456,8	89,2	77,2	57,1	9 537,6	57 698,3	48 400,3	34 806,2
2036	784,2	562,1	3,2	218,9	876,7	1 976,7	2,9	1 855,7	4,0	1 738,1	1 046,3	423,8	89,2	77,2	51,8	8 361,2	60 963,9	50 822,3	36 165,1
2037	709,7	543,3	3,2	163,2	794,1	1 788,9	2,6	1 679,5	4,0	1 525,2	835,7	394,2	89,2	77,2	47,3	7 400,9	63 652,7	52 771,2	37 211,1
2038	635,9	524,3	0,0	111,5	712,3	1 602,9	2,3	1 504,8	4,0	1 308,2	613,1	366,9	89,2	77,2	42,8	6 435,3	65 827,6	54 311,7	38 002,0
2039	573,4	508,4	3,2	61,8	643,0	1 445,4	2,1	1 356,9	4,0	1 124,3	448,5	343,0	89,2	77,2	39,1	5 634,4	67 599,0	55 537,9	38 604,1
2040	524,1	495,8	0,0	28,3	588,4	1 321,2	1,9	1 240,3	4,0	983,7	336,2	320,9	89,2	77,2	36,0	5 027,4	69 069,3	56 532,6	39 071,3
2041	488,2	486,9	3,2	-1,8	548,6	1 230,7	1,8	1 155,4	4,0	885,1	260,9	301,2	89,2	77,2	33,8	4 586,1	70 316,9	57 357,4	39 441,8
2042	455,0	478,7	0,0	-23,7	511,7	1 146,9	1,7	1 076,7	4,0	792,7	193,0	282,4	89,2	77,2	31,7	4 183,4	71 375,6	58 041,5	39 735,8
2043	405,1	465,0	0,0	-59,9	456,4	1 021,2	1,5	958,7	4,0	638,4	99,4	264,9	89,2	77,2	28,7	3 579,9	72 218,4	58 573,6	39 954,5
2044	369,2	455,8	3,2	-89,8	416,6	930,7	1,3	873,8	4,0	529,0	34,6	249,8	89,2	77,2	26,5	3 143,1	72 906,7	58 998,3	40 121,5
2045	337,7	448,1	3,2	-113,6	381,6	851,2	1,2	799,1	4,0	432,1	4,5	235,9	89,2	77,2	24,6	2 787,1	73 474,4	59 340,7	40 250,3
2046	306,4	440,1	3,2	-136,9	346,9	772,3	1,1	725,0	4,0	334,4	0,0	223,3	89,2	77,2	22,7	2 459,3	73 940,5	59 615,3	40 349,1
2047	274,2	430,8	0,0	-156,6	311,2	691,1	1,0	648,8	4,0	233,9	0,0	211,5	89,2	77,2	20,8	2 132,1	74 316,3	59 831,8	40 423,6
2048	243,6	422,3	0,0	-178,7	277,3	614,0	0,9	576,4	4,0	136,7	0,0	200,9	89,2	77,2	19,0	1 816,7	74 614,2	59 999,5	40 478,8
2049	217,5	415,4	3,2	-201,2	248,3	548,1	0,8	514,6	4,0	52,4	0,0	191,9	89,2	77,2	17,4	1 542,8	74 849,5	60 128,9	40 519,5
2024-2049 годы	15 932,0	12 076,5	4 618,1	-762,6	17 824,9	40 160,7	58,1	37 703,0	103,7	32 341,0	19 823,7	9 654,5	1 960,2	1 698,2	1 071,9	161 637,3	74 849,5	60 128,9	40 519,5
2024-2090 годы	17 699,6	23 987,1	4 628,2	-10 915,8	20 013,9	44 578,0	64,6	41 886,0	267,3	32 341,0	19 823,7	15 024,6	5 051,0	4 376,2	1 340,6	173 851,2	75 921,0	60 647,1	40 651,3



Табличное приложение 4.2. 14- Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по варианту 3

Годы	НДС по реализованной продукции	НДС по приобретенным услугам и материалам	НДС по приобретенным основным средствам	ДОХОД ГОСУДАРСТВА Республики Казахстан												ВСЕГО доход РК	Дисконтированный доход государства при ставке дисконта		
				НДС к возмещению (НДС по продажам - НДС по покупкам)	Налог на добычу полезных ископаемых - нефть и газ	Рентный налог на экспорт нефти	Плата за эмиссии в окружающую среду	Экспортная таможенная пошлина	Земельный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Налог на имущество	Социальный налог	Подоходный налог с физических лиц	Прочие налоги		7,5%	10%	15%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2024	137,9	159,0	567,5	-588,6	155,4	347,7	0,5	326,4	4,0	0,0	0,0	241,8	25,2	21,9	11,9	546,3	501,2	487,8	471,0
2025	257,8	198,6	751,5	-692,4	288,5	649,8	0,9	610,0	4,0	143,6	0,0	334,1	25,2	21,9	19,9	1 405,5	1 684,2	1 608,2	1 515,5
2026	253,7	190,5	0,0	63,2	283,8	639,6	0,9	600,4	4,0	204,9	0,0	329,8	25,2	21,9	19,6	2 193,3	3 377,8	3 169,4	2 920,6
2027	781,9	408,4	963,4	-589,9	871,1	1 971,0	2,9	1 850,4	4,0	1 775,9	1 150,3	445,9	38,7	33,5	50,5	7 604,2	8 764,8	8 002,0	7 120,4
2028	1 417,7	674,5	965,3	-222,1	1 578,1	3 573,7	5,2	3 355,0	4,0	3 731,8	3 818,9	548,6	58,4	50,6	87,3	16 589,5	19 546,9	17 415,3	15 018,9
2029	1 891,9	904,2	1 029,6	-41,9	2 106,1	4 769,0	6,9	4 477,1	4,0	5 103,1	5 561,1	635,5	79,7	69,1	115,1	22 884,8	33 192,3	29 009,5	24 411,8
2030	2 154,8	1 048,0	653,4	453,4	2 399,2	5 431,8	7,9	5 099,4	4,0	5 891,2	6 631,7	647,3	93,1	80,7	130,0	26 869,6	47 890,9	41 163,9	33 919,0
2031	2 162,2	1 091,2	277,1	793,8	2 408,1	5 450,3	7,9	5 116,8	4,0	5 922,2	6 695,3	590,8	101,0	87,5	129,7	27 307,4	61 595,6	52 192,9	42 248,4
2032	2 036,7	1 066,0	0,0	970,7	2 269,1	5 133,9	7,4	4 819,7	4,0	5 596,2	6 373,8	493,7	101,0	87,5	121,4	25 978,4	73 556,8	61 561,0	49 079,5
2033	1 879,2	1 031,7	0,0	847,4	2 094,6	4 736,9	6,9	4 447,0	4,0	5 137,0	5 781,3	402,2	101,0	87,5	111,5	23 757,3	83 592,1	69 210,2	54 464,9
2034	1 739,7	1 001,6	0,0	738,1	1 940,1	4 385,4	6,3	4 117,0	4,0	4 728,0	5 247,3	317,7	101,0	87,5	102,6	21 775,2	92 030,7	75 470,0	58 720,2
2035	1 611,3	974,1	0,0	637,2	1 797,8	4 061,8	5,9	3 813,2	4,0	4 345,4	4 732,7	239,6	101,0	87,5	94,5	19 920,4	99 113,1	80 583,1	62 076,0
2036	1 497,2	950,9	0,0	546,3	1 671,4	3 774,0	5,5	3 543,0	4,0	4 001,4	4 261,2	167,2	101,0	87,5	87,2	18 249,6	105 065,7	84 765,5	64 726,3
2037	1 383,8	926,4	0,0	457,4	1 545,8	3 488,3	5,0	3 274,8	4,0	3 652,6	3 765,1	99,9	101,0	87,5	80,0	16 561,5	110 021,7	88 154,3	66 799,8
2038	1 283,5	899,1	0,0	384,3	1 434,5	3 235,3	4,7	3 037,3	4,0	3 352,0	3 357,6	37,7	101,0	87,5	73,6	15 109,6	114 169,8	90 914,7	68 430,5
2039	1 191,0	873,7	0,0	317,2	1 331,9	3 002,1	4,3	2 818,4	4,0	3 072,5	2 972,5	-19,9	101,0	87,5	67,7	13 759,2	117 635,4	93 159,2	69 710,7
2040	1 108,7	851,6	0,0	257,1	1 240,6	2 794,7	4,0	2 623,7	4,0	2 822,3	2 624,1	-73,4	101,0	87,5	62,4	12 548,0	120 534,9	94 986,7	70 717,1
2041	1 026,7	828,3	0,0	198,4	1 149,7	2 588,2	3,7	2 429,8	4,0	2 569,8	2 264,3	-123,2	101,0	87,5	57,2	11 330,4	122 936,9	96 460,1	71 500,5
2042	954,2	808,0	0,0	146,1	1 069,2	2 405,2	3,5	2 258,0	4,0	2 345,1	1 942,1	-169,4	101,0	87,5	52,5	10 244,9	124 929,4	97 649,6	72 111,2
2043	887,2	789,3	0,0	97,9	994,9	2 236,4	3,2	2 099,5	4,0	2 136,3	1 672,1	-212,2	101,0	87,5	48,2	9 268,9	126 583,2	98 610,5	72 587,5
2044	827,6	773,0	0,0	54,5	928,8	2 086,2	3,0	1 958,5	4,0	1 949,5	1 428,8	-252,1	101,0	87,5	44,4	8 394,1	127 957,3	99 387,4	72 959,3
2045	768,1	745,3	1,2	21,6	862,6	1 936,1	2,8	1 817,6	4,0	1 780,1	1 237,6	-289,1	97,1	84,1	40,5	7 594,8	129 097,9	100 015,1	73 249,4
2046	715,3	730,0	0,0	-14,7	804,1	1 803,1	2,6	1 692,8	4,0	1 613,4	1 019,3	-323,6	97,1	84,1	37,1	6 819,1	130 037,5	100 518,3	73 473,9
2047	666,6	716,0	0,0	-49,4	750,0	1 680,2	2,4	1 577,4	4,0	1 458,3	844,9	-355,7	97,1	84,1	33,9	6 127,1	130 812,0	100 921,9	73 647,7
2048	623,2	704,0	0,0	-80,8	701,9	1 570,9	2,3	1 474,8	4,0	1 319,5	687,8	-385,7	97,1	84,1	31,1	5 506,9	131 450,6	101 245,9	73 782,5
2049	579,7	690,7	0,0	-111,0	653,6	1 461,3	2,1	1 371,8	4,0	1 180,4	530,4	-413,7	97,1	84,1	28,3	4 888,4	131 970,7	101 502,6	73 885,6
2050	554,4	685,8	3,2	-134,5	625,6	1 397,6	2,0	1 312,1	4,0	1 098,9	453,3	-439,3	97,1	84,1	26,6	4 527,4	132 412,6	101 714,9	73 967,9
2051	529,3	680,7	0,0	-151,4	597,8	1 334,2	1,9	1 252,6	4,0	1 017,7	380,2	-464,2	97,1	84,1	24,8	4 178,8	132 786,8	101 889,9	74 033,4
2052	495,6	671,4	0,0	-175,8	560,4	1 249,4	1,8	1 172,9	4,0	907,7	280,2	-487,9	97,1	84,1	22,6	3 716,5	133 092,1	102 028,8	74 083,6
2053	461,7	660,7	0,0	-199,0	522,8	1 163,9	1,7	1 092,7	4,0	797,9	188,9	-510,1	97,1	84,1	20,5	3 264,3	133 338,2	102 137,8	74 121,6
2054	431,6	641,4	1,2	-210,9	489,2	1 088,1	1,6	1 021,5	4,0	718,3	146,9	-530,7	93,1	80,7	18,4	2 920,1	133 540,1	102 224,8	74 150,9
2055	403,8	632,7	0,0	-228,9	458,3	1 017,8	1,5	955,5	4,0	627,8	90,0	-550,1	93,1	80,7	16,6	2 566,2	133 702,9	102 293,1	74 173,2
2056	378,9	625,6	0,0	-246,7	430,7	955,1	1,4	896,7	4,0	546,2	38,2	-568,2	93,1	80,7	15,0	2 246,2	133 833,6	102 346,4	74 189,9
2057	353,8	617,3	0,0	-263,5	402,8	891,8	1,3	837,3	4,0	464,8	11,1	-585,2	93,1	80,7	13,3	1 951,6	133 937,8	102 387,8	74 202,5
2058	331,5	610,2	0,0	-278,7	378,1	835,7	1,2	784,5	4,0	392,1	0,0	-601,0	93,1	80,7	11,9	1 701,5	134 021,2	102 420,1	74 211,9
2059	310,8	603,6	0,0	-292,8	355,1	783,5	1,1	735,6	4,0	324,6	0,0	-615,9	93,1	80,7	10,5	1 479,4	134 087,7	102 445,1	74 219,0
2060	292,4	598,2	0,0	-305,8	334,7	737,1	1,1	691,9	4,0	263,7	0,0	-629,9	93,1	80,7	9,3	1 279,9	134 140,4	102 464,4	74 224,3
2061	273,7	591,6	0,0	-317,9	313,9	689,9	1,0	647,7	4,0	203,4	0,0	-643,0	93,1	80,7	8,1	1 080,8	134 181,3	102 479,0	74 228,1
2062	257,1	579,7	1,2	-323,8	295,3	648,0	0,9	608,4	4,0	160,3	0,0	-655,1	91,5	79,3	7,0	915,8	134 213,1	102 490,0	74 230,9
2024-2062	34 912,1	28 233,2	5 214,5	1 464,4	39 095,5	88 004,7	127,4	82 619,2	155,6	83 356,1	76 188,9	-4 366,9	3 469,4	3 006,4	1 942,4	375 062,9	134 213,1	102 490,0	74 230,9
2024-2090	38 419,9	41 842,1	5 223,8	-8 646,0	43 239,1	96 033,0	140,2	90 920,4	267,3	83 643,9	76 188,9	-25 664,9	5 587,7	4 842,4	1 866,7	368 418,6	134 233,8	102 503,2	74 235,1



ПРОТОКОЛ № 103

Научно – технического совещания ТОО «НПЦ»

г.Актау

«23» декабря 2022 г.

Председатель НТС – Сакауов Б.К., директор ТОО НПЦ

Члены НТС – А.М., Котов В.П., Драган А.В., Дергилева Н.Т., Кожобеков Е. Б., Толеков Б.К., Крымкулова Ж.А.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение проекта по Договору № 79-22/КМ от «14» июля 2022 г. «Проект разработки месторождения Бестобе»

СЛУШАЛИ:

Докладчик Кожобеков Е.Б.

Недропользователем месторождения Бестобе является АО «Кристалл Менеджмент», которое владеет Контрактом № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., период действия которого согласно подписанного Дополнения № 8 (регистрационный номер 4849-УВС МЭ от «22» сентября 2022 г.) истекает «31» октября 2023 г. (включительно).

Лицензионная территория площадью 18 256,48 кв.км, расположена в пределах участка (блок А), на блоках XXVII-34-А (частично), В (частично), С, Е (частично), F (частично), 35-36-А, В (частично), С, D, Е (частично), F (частично); XXVIII-35-А (частично), В, С, D (частично), Е, F, 36.

По состоянию на 01.07.2022 г. на месторождении Бестобе пробурено 7 скважин (КМ-4, КМ-4_1, Б-1, Б-5, Б-7, Б-9 и Б-10), из которых: скважина КМ-4 – поисковая; скважины Б-9, Б-10 и КМ-4_1 – оценочные и скважины Б-1, Б-5 и Б-7 – опережающие добывающие.

Все скважины в настоящее время находятся во временной консервации.

Для проведения промышленной разработки месторождения Бестобе рекомендуется выделить **три основных эксплуатационных объекта:**

- **I-й объект** – продуктивный горизонт М-0-1;
- **II-й объект** – продуктивный горизонт М-0-5 (блок II);
- **III-й объект** – продуктивный горизонт М-0-6-1 (блок II).

Технико-экономическая оценка рассмотренных вариантов, позволила рекомендовать для реализации на месторождении Бестобе вариант разработки 1, как наиболее выгодный для недропользователя, так и Государства, по которому достигается максимальная нефтеотдача пластов и дисконтированные накопленные потоки денежной наличности.

Вариант 1. В рассматриваемом варианте выделенные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

На **I-й эксплуатационный объект** планируется ввести в эксплуатацию из временной консервации существующую скважину Б-9, а также дополнительно ввести из бурения проектные эксплуатационные добывающие скважины Б-3, Б-4, Б-11, Б-12, Б-13, Б-14 и Б-17.

Удельная на скважину проектная плотность сетки составит 27 га/скв.

На **II-й эксплуатационный объект** планируется ввести в эксплуатацию из временной консервации существующую скважину Б-7, а также дополнительно ввести из бурения проектные эксплуатационные добывающие скважины Б-2, Б-6, Б-15, Б-16 и Б-18.

Удельная на скважину проектная плотность сетки составит 19 га/скв.



На *III-й эксплуатационный объект* планируется ввести в эксплуатацию из временной консервации существующие скважины КМ-4 и Б-5, а также дополнительно ввести из бурения проектную эксплуатационную добывающую скважину Б-8.

Удельная на скважину проектная плотность сетки составит 37 га/скв.

Возвратные горизонты М-0-3, М-0-4 и М-0-7 планируется ввести в промышленную разработку так же, как и основные – в мае 2023 г., вводом из временной консервации соответственно скважин КМ-4_1, Б-1, Б-10 и по мере выбытия добывающих скважин из основных объектов, они будут вводиться для эксплуатации вышеперечисленных горизонтов. Остальные возвратные горизонты (М-0-2, М-0-6 и М-0-8) будут вводиться в промышленную разработку по мере выбытия добывающих скважин из вышеуказанных эксплуатационных объектов. Необходимо подчеркнуть, что все возвратные объекты фактически могут быть введены в эксплуатацию вне зависимости от запланированного периода, по мере выбытия скважин из основных эксплуатационных объектов.

В целом по месторождению Бестобе в рамках рассматриваемого варианта разработки, на основные и возвратные эксплуатационные объекты предусматривается ввод из временной консервации 7 существующих скважин, а также дополнительный ввод из бурения 13 проектных эксплуатационных добывающих скважин. Эксплуатационный фонд добывающих скважин по месторождению Бестобе составит 20 ед.

При возможности недропользователю рекомендуется провести специальные исследования в скважине Б-10 по гидропрослушиванию или закачке «меченной» жидкости, для изучения вопроса влияния законтурной закачки на динамику изменения пластового давления в нефтяной части продуктивных горизонтов.

Для доразведки месторождения и перевода запасов УВС из категории C_2 в C_1 рекомендуется бурение 2-х проектных оценочных скважин, а также опробование и испытание интервалов продуктивных горизонтов в существующих и проектных эксплуатационных скважинах.

Опытно-промышленные испытания новых технологий и технических решений в рамках настоящего проектного документа не предусматриваются.

В работе рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам связанных с ликвидацией последствий недропользования.

Докладчику были заданы вопросы и получены ответы.

Выступили: Сакауов Б.К., Драган А.В.

Постановили:

1. Проект Договору № 79-22/КМ от «14» июля 2022 г. «Проект разработки месторождения Бестобе» принять как выполненную работу.
2. Направить проект на рассмотрение и согласование в АО «Кристалл Менеджмент».
3. После согласования с АО «Кристалл Менеджмент» проект направить на рассмотрение в государственные контролирующие органы.

Председатель НТС

Сакауов Б.К.

Секретарь НТС

Крымкулова Ж.А.





ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

ТОО "Научно-производственный центр"
Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 5, дом 5 "Г", РНН 430100007165
Номер лицензии № 002158
Дата выдачи лицензии 19 августа 2008 г.

Подвиды лицензируемого вида деятельности - "проектирование горных производств";

- проектирование добычи нефти, газа, нефтегазоконденсата;
- составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений;
- составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений.

Филиалы и представительства: нет.

Производственная база: Мангистауская обл., г. Актау, мкр. 5, д. 5 "Г".

Примечание:

Приложение подлежит переоформлению или дополнению:

- при изменении производственной базы;
- при расширении производственной деятельности.

Орган, выдавший приложение к лицензии:

Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан

Руководитель (уполномоченное лицо):

Заместитель директора
Департамента прямых инвестиций
в недропользование



Дата переоформления приложения к лицензии 19 августа 2008 г.

Приложение № 1.

Город Астана.

Исл.: Тастанов Т., т.: 976-881.





ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

Выдана ТОО "НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР" Г. АКТАУ,
полное наименование юридического лица / полностью фирменное, инк. отсутствие фирменного знака
МИКРОРАЙОН 5, 5Г

на занятие выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды
наименование вида деятельности (действия) в соответствии

с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»

Особые условия действия лицензии Лицензия действительна на территории
Республики Казахстан, ежегодное представление
в соответствии со статьей 4 Закона
отчетности
Республика Казахстан «О лицензировании»

Орган, выдавший лицензию МИНИСТЕРСТВО ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
РК полное наименование органа лицензирования
А. Т. Бекеев

Руководитель (уполномоченное лицо) 
фирменная и печать руководителя (уполномоченного лица)

орган, выдавший лицензию

Дата выдачи лицензии « 2 » июля 20 07

Номер лицензии 01005P № 0041501

Город Астана

с. 1/1/07





ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01005P №

Дата выдачи лицензии « 2 » июля 20 07 г.

Перечень лицензируемых видов работ и услуг, входящих в состав лицензируемого вида деятельности _____
природоохранное проектирование, нормирование работы в области
экологической экспертизы

Филиалы, представительства _____
Г. АКТАУ МИКРОРАЙОН 5 Ш

Производственная база _____
местонахождение

Орган, выдавший приложение к лицензии _____
МИНИСТЕРСТВО ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РК

Руководитель (уполномоченное лицо) _____
приложение к лицензии А. Т. Бекеев
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица)
органа, выдавшего приложение к лицензии

Дата выдачи приложения к лицензии « 2 » июля 20 07 г.

Номер приложения к лицензии _____ № 0073213

Город Астана

Г. Астана: 200





АТТЕСТАТ

Выдан **ТОО «Научно-производственный центр»**

В соответствии с п. 1 статьи 14-13 Закона Республики Казахстан «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» предоставлено право проведения работ в области обеспечения промышленной безопасности:

- проведения экспертизы в области промышленной безопасности.

Особые условия действия аттестата:

срок действия аттестата составляет пять лет.

Орган, выдавший аттестат:

Комитет по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью МЧС РК

Руководитель (уполномоченное лицо):

Председатель

С. Ахметов

М.П.

(подпись)

Дата выдачи: 17 января 2011 года

№ 0001238



КОПИЯ



МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ДЕПАРТАМЕНТ ЮСТИЦИИ МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ
СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной перерегистрации
юридического лица
3803 – 1943 – ТОО
(регистр. номер)
010140003415
бизнес-идентификационный номер

город Актау « 06 » 04. 2005 г.

Наименование юридического лица:
**Товарищество с ограниченной ответственностью
«Научно-производственный центр»**

Местонахождение юридического лица:
Республика Казахстан, Мангистауская область, 130000,
город Актау, 5 микрорайон, 5 «Г» дом

Дата первичной регистрации: «04» 01. 2001 г.

**Свидетельство дает право осуществлять деятельность в
соответствии с учредительными документами в рамках
законодательства Республики Казахстан**

Начальник
Департамента юстиции Н. Кызылбаев

Серия В № 0296420
**СМОТРЕТЬ
НА ОБРОТЕ**

