

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СП «КАЗГЕРМУНАЙ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №20005299

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «СП «КАЗГЕРМУНАЙ»

Лю Шаою
«___» 2023г



**ДОПОЛНЕНИЕ
К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
АКШАБУЛАК ЮЖНЫЙ**
(по состоянию на 01.01.2023г)

(Договор №797089/2022/1 от 23.12.2022г)

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»:

Р.Н. УТЕЕВ

Первый заместитель директора филиала
по геологии и разработке:

А.С. МАРДАНОВ

г. Атырау, 2023г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Директор департамента по разработке _____ Джаксылыков Т.С.		(Общее руководство)
Руководитель проекта, руководитель службы разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО _____ Хажитов В.З		(Общее руководство)
Ответственный исполнитель по геологии, Эксперт службы геологии и геологоразведки _____ Сымгалиев А.Д.		(разделы 2.1, 2.5, глава 11)
Ответственный исполнитель по разработке, Старший инженер службы разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО _____ Дүзбаева Г.Б.		(главы 3, 4, 8, 12)
Старший инженер службы геофизики и петрофизики _____ Абылхаиров А.И.		(раздел 2.2)
Инженер службы геофизики и петрофизики _____ Әділбай Қ.Н.		(раздел 2.4)
Инженер службы геологии и геологоразведки _____ Ермеков Э.В.		(раздел 2.3)
Ведущий инженер службы бюджетирования и экономических исследований _____ Матжанова М.Ж.		(раздел 3.5, 4.2, глава 13)
Инженер службы техники и технологии добычи нефти и газа _____ Дюсемалиев А.Б.		(раздел 6.1, 6.2)
Инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции _____ Каким А.С.		(разделы 6.3, 6.4, 6.5)
Старший инженер службы проектирования бурения и ремонта скважин _____ Рыспаев А.А.		(глава 7)
Ведущий инженер службы экологии _____ Суйнешова К.А.		(глава 10)

Ответственный за Документ-контроль: _____ Хажитов В.З..

СОДЕРЖАНИЕ

№ № п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ГЛАВ И РАЗДЕЛОВ	Стр.
1	2	3
	РЕФЕРАТ	15
	ВВЕДЕНИЕ	16
1.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	19
2.	ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	21
2.1	Характеристика геологического строения	21
2.1.1	<i>Литолого-стратиграфическая характеристика</i>	21
2.1.2	<i>Нефтегазоносность</i>	30
2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности	43
2.3	Свойства и состав газа, конденсата и воды	61
2.3.1	<i>Состав и свойства нефти в пластовых условиях</i>	62
2.3.2	<i>Состав и свойства нефти в поверхности условиях</i>	68
2.4	Физико-гидродинамические характеристики	75
2.5	Запасы конденсата и газа	84
3.	ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	95
3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов	95
3.2	Анализ текущего состояния разработки месторождения	105
3.2.1	<i>Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки</i>	105
3.2.2	<i>Анализ выработки запасов углеводородов и текущего состояния разработки</i>	146
3.2.3	<i>Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки</i>	153
3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	155
3.3.1	<i>Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки</i>	155
3.3.2	<i>Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки</i>	157
3.4	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	158
3.4.1	<i>Обоснование выделения объектов разработки</i>	158
3.4.2	<i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	161
3.4.3	<i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	162
3.4.4	<i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	162
3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	167

4.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	174
4.1	Технологические показатели вариантов разработки	174
4.2	Экономические показатели вариантов разработки	182
4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения газа и конденсата (нефти)	189
5.	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	193
5.1	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	193
6.	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА	196
6.1	Обоснование выбора устьевого и внутристкважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	196
6.1.1	<i>Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин</i>	198
6.1.2	<i>Условия фонтанирования скважин</i>	198
6.1.3	<i>Обоснование выбора оборудования и режимов работы механизированных скважин</i>	200
6.1.4	<i>Обоснование и выбор оборудования технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин</i>	204
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	208
6.3	Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	214
6.4	Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	219
6.5	Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	222
6.6	Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	226
7.	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	227
7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	227
7.2	Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	229
7.2.1	<i>Рекомендации к параметрам бурowego раствора</i>	229
7.2.2	<i>Рекомендации к технологии и качеству цементирования скважин</i>	229
7.2.3	<i>Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин</i>	230
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	233
9.	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	240
9.1	Гидродинамические исследования скважин	242
9.2	Промыслово-геофизические исследования скважин	243
9.3	Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа	246
9.4	Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод	249
10.	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	250
10.1	Климатические условия расположения месторождения	250
10.2	Организация контроля над выбросами	251

10.3	Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)	253
10.4	Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения	253
10.5	Производственные отходы предприятия	255
10.6	Охрана недр	256
11.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	259
12	ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	261
13	РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	262
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		265
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ		269

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.2.1 – Характеристика отбора керна	43
Таблица 2.2.2 – Виды исследований, проведенных на керне	44
Таблица 2.2.3 – Характеристика толщин продуктивных горизонтов	51
Таблица 2.2.4 - Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов	52
Таблица 2.2.5 – Характеристика коллекторских свойств и насыщенности продуктивных горизонтов	53
Таблица 2.2.6 – Сравнение статистических рядов распределения проницаемости пласта (горизонта)	59
Таблица 2.3.1 – Изученность м/р Акшабулак Южный пробами пластовой нефти	63
Таблица 2.3.2 – Состав и свойства нефти в пластовых условиях	66
Таблица 2.3.3 – Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	69
Таблица 2.3.4 – Компонентный состав и свойства свободного газа	72
Таблица 2.3.5 – Состав и свойства конденсата	73
Таблица 2.4.1 – Виды специальных исследований	74
Таблица 2.4.2 - Относительная проницаемость методом центрифугирования в системе вода нефть (скв.280)	77
Таблица 2.4.3 – Результаты исследований относительной проницаемости в системе вода-нефть.....	79
Таблица 2.4.4 – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	81
Таблица 2.4.5 – Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта	82
Таблица 2.4.6 – Результаты анализа смачиваемости по Амотту.....	83
Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов нефти месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2023г.....	85
Таблица 2.5.2 – Подсчет запасов свободного газа и конденсата месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2023г.....	89
Таблица 2.5.3 – Подсчет запасов газа газовой шапки и конденсата месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2023г	91
Таблица 2.5.4 – Подсчет запасов этана, пропана, бутана в растворенном в нефти газе месторождения Акшабулак Южный по состоянию изученности на 02.01.2023г.....	92
Таблица 2.5.5 – Подсчет запасов серы в нефти месторождения Акшабулак Южный по состоянию изученности на 02.01.2023г.	92
Таблица 2.5.6 – Подсчет запасов парафина в нефти месторождения Акшабулак Южный по состоянию изученности на 02.01.2023г.	93
Таблица 3.1.1 – Количество проведенных ГДИС с начала разработки на 01.01.2023г	95
Таблица 3.1.2 – Количество проведенных ГДИС за анализируемый период-2018-2022гг.....	95
Таблица 3.1.3 – Среднее значения начального и текущего пластового давления по объектам разработки	101
Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин на 01.01.2023г	106
Таблица 3.2.2 - Показатели эксплуатации новых скважин, пробуренных с начала реализации действующего проекта.....	111
Таблица 3.2.3 – Распределение скважин по дебитам нефти	115
Таблица 3.2.4 – Динамика основных показателей разработки месторождения за 2018-01.01.2023гг	130
Таблица 3.2.5 – Динамика основных показателей разработки I-объекта за 2018-01.01.2023гг	130
Таблица 3.2.6 - Динамика основных показателей разработки II объекта за 2018-01.01.2023гг	132
Таблица 3.2.7 - Динамика основных показателей разработки III объекта за 2018-01.01.2023гг	133
Таблица 3.2.8 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта.	140

Таблица 3.2.9 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта	141
Таблица 3.2.10 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта	142
.....	
Таблица 3.2.11 – Сравнение проектных и фактических показателей в целом по месторождению.....	143
Таблица 3.2.12 – Основные показатели выработки запасов нефти на дату 01.01.2023г	144
Таблица 3.2.13 – Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам.....	146
Таблица 3.2.14 – Адресная программа проведения ГТМ в рамках «Проекта разработки...» 2022г	150
Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки	157
Таблица 3.4.2 – Адресная программа проведения ГТМ и бурения по вариантам.	158
Таблица 3.5.1 – Маркетинговые показатели	165
Таблица 3.5.2 – Технико-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат.....	167
Таблица 3.5.3 – Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода	169
Таблица 3.5.4 – Ставки налога на добычу	169
Таблица 3.5.5 – Ставки рентного налога на экспорт	170
Таблица 3.5.6 – Шкала экспортной таможенной пошлины	170
Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	172
Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)	172
Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	173
Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. (руслу) Вариант 3 (рекомендуемый)	173
Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)	174
Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)	174
Таблица 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. (всего) Вариант 3 (рекомендуемый)	175
Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. (всего) Вариант 3 (рекомендуемый)	175
Таблица 4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 3 (рекомендуемый)	176
Таблица 4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 3 (рекомендуемый)	176
Таблица 4.1.13 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей	178
Таблица 4.3.1 - Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)	189
Таблица 6.1.1 – Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки	194
Таблица 6.2.1 – Выполнение проведенных обработок на месторождении Акшабулак Южный	206
Таблица 6.2.2 – Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	210
Таблица 6.5.1 – Техническая характеристика насоса Зульцер.....	220

Таблица 6.5.2 – Физико-химические свойства пластовой воды водозаборной скважины BW-19.....	220
Таблица 6.5.3 – Проницаемость пористой среды коллектора.....	220
Таблица 6.5.4 - Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления	221
Таблица 7.1.1 – Проектная конструкция скважин II и III объектов.....	225
Таблица 7.1.2 – Расчет продолжительности бурения вертикальных скважин глубиной 1950м	225
Таблица 8.1.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению. З вариант (рекомендуемый)	231
Таблица 8.1.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. З вариант (рекомендуемый).....	232
Таблица 8.1.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. З вариант (рекомендуемый).....	233
Таблица 8.1.4 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. III объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)	234
Таблица 8.1.5 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. IV объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)	236
Таблица 9.4.1 – Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки	245
Таблица 10.1.1 – Общая климатическая характеристика	247
Таблица 10.1.2 – Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C).....	247
Таблица 10.1.3 – Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с).....	247
Таблица 10.1.4 – Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей.....	247
Таблица 10.2.1 – Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2022г.....	248
Таблица 13.1.1 – Таблица ликвидации скважин	260
Таблица 13.1.2 – Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения.....	260
Таблица 13.1.3 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд.....	261

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 2.1.1 – Обзорная карта	19
Рисунок 2.1.1 – Стратиграфия продуктивной части разреза Акшабулакского месторождения	20
Рисунок 2.1.2 – Сводный геологический разрез отражающих горизонтов	21
Рисунок 2.1.3 - Реконструкция Центральной Азии возраст - поздняя пермь	25
Рисунок 2.1.4 – Тектоническая схема Арыскумского прогиба	28
Рисунок 2.1.5 – Структурная карта по кровле горизонта Ю-III	29
Рисунок 2.1.6 – Структурная карта по кровле горизонта Ю-0-1	29
Рисунок 2.2.1 – Определение граничного значения пористости по данным керна (горизонт М-II)	45
Рисунок 2.2.2 – Определение граничного значения пористости по данным керна	45
Рисунок 2.2.3 – Определение граничного значения пористости по данным керна	46
Рисунок 2.2.4 – Определение граничного значения пористости по данным керна	46
Рисунок 2.2.5 – Зависимость параметра пористости от пористости	47
Рисунок 2.2.6 – Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для юрских отложений	47
Рисунок 2.2.7 – Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для меловых отложений	48
Рисунок 2.2.8 – Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для юрских отложений	48
Рисунок 2.3.1 – Давления насыщения от газосодержания	64
Рисунок 2.3.2 – Плотность пластовой нефти от газосодержания	64
Рисунок 2.3.3 – Объемный коэффициент от газосодержания	64
Рисунок 2.3.4 – Вязкость от плотности пластовой нефти	64
Рисунок 2.3.5 – Изменения пластовой температуры с глубиной залегания	65
Рисунок 2.3.6 – Изменения пластового давления с глубиной залегания	65
Рисунок 2.4.1 – Кривые капиллярного давления (М-II, Ю-0, Ю-I, Ю- II, Ю-III, Ю-III/)	76
Рисунок 2.4.2 – Кривая относительной проницаемости нефти	77
Рисунок 2.4.3 – Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода (скважины №№36, 60, 45, 62, 206)	78
Рисунок 3.1.1 – Динамика пластового давления I объекта	96
Рисунок 3.1.2 – Динамика пластового давления русловой зоны II объекта	98
Рисунок 3.1.3 – Динамика пластового давления нерусловой зоны II объекта	100
Рисунок 3.1.4 – Динамика пластового давления по III объекту	101
Рисунок 3.2.1 – Распределение фонда скважин по месторождению в целом на 01.01.2023г	105
Рисунок 3.2.2 – Расположение новых пробуренных скважин II объекта скважины (а) №63, (б) №64(в), №66	109
Рисунок 3.2.3 – Расположение новых пробуренных скважин III объекта скважины №65	109
Рисунок 3.2.4 – Расположение новых пробуренных скважин II объекта скважины (а) №62, (а) №67(а), №68	111
Рисунок 3.2.5 – Распределение добывающего фонда скважин I объекта по дебитам нефти	113
Рисунок 3.2.6 – Распределение добывающего фонда скважин II объекта по дебитам нефти	114
Рисунок 3.2.7 – Распределение добывающего фонда скважин III объекта по дебитам нефти	115
Рисунок 3.2.8 – Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки	117
Рисунок 3.2.9 – Технологические показатели разработки месторождения с начала разработки	118

Рисунок 3.2.10 – Технологические показатели разработки I объекта с начала разработки	120
Рисунок 3.2.11 – Технологические показатели разработки II объекта с начала разработки	123
Рисунок 3.2.12 – Технологические показатели разработки III объекта с начала разработки	127
Рисунок 3.2.13 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по I объекту разработки за период 2020-2022г	135
Рисунок 3.2.14 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по II объекту разработки за период 2020-2022гг.....	137
Рисунок 3.2.15 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по III объекту разработки за период 2020-2022гг.....	138
Рисунок 3.2.16 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению.....	139
Рисунок 3.2.17 – Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам разработки	144
Рисунок 3.2.18 – Распределение остаточных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам разработки	144
Рисунок 3.2.19 – Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки	146
Рисунок 3.2.20 – Распределение КИН по объектам разработки	146
Рисунок 3.2.21 – Характеристики вытеснения по методам зависимости накопленной добычи от Назарова-Сипачева, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. Объект I.....	147
Рисунок 3.2.22 – Характеристики вытеснения по методам зависимости накопленной добычи от Назарова-Сипачева, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. Объект II	148
Рисунок 3.2.23 – Характеристики вытеснения по методам зависимости накопленной добычи от Назарова-Сипачева, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. Объект III	149
Рисунок 6.1.1 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (I объект)	196
Рисунок 6.1.2 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (II объект).....	196
Рисунок 6.1.3 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (III объект)	197
Рисунок 6.1.4 – Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины	199
Рисунок 6.1.5 – Устьевая арматура УЭЦН.....	203
Рисунок 6.3.1 – Технологическая схема системы сбора и транспортировки скважинной продукции месторождения Акшабулак	214
Рисунок 6.3.2 – Принципиальная схема ЦППН месторождение Акшабулак Центральный	215
Рисунок 6.4.1 – Схема сбора сырого газа и использования вырабатываемого товарного газа.....	216
Рисунок 6.4.2 – Принципиально- технологическая схема Установки подготовки газа (УПГ- 1) на месторождении Акшабулак Центральный ТОО «СП Казгермунай»	217
Рисунок 6.4.3 – Принципиально- технологическая схема Установки подготовки газа (УПГ- 2) на месторождении Акшабулак Центральный ТОО «СП Казгермунай»	217
Рисунок 6.5.1 – Принципиальная технологическая схема системы ППД месторождения Акшабулак	222
Рисунок 11.1.1 – Продуктивный горизонт Ю-0-2а.....	256
Рисунок 11.1.2 – Продуктивный горизонт Ю-0-2б	257

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ № п/п	№ № прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	П. 4.1.1	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 1	267
2.	П. 4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 1	267
3.	П.4.1.3	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 1	268
4.	П.4.1.4	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 1	268
5.	П.4.1.5	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 1	269
6.	П.4.1.6	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 1	269
7.	П.4.1.7	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1	270
8.	П.4.1.8	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 1	270
9.	П.4.1.9	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2	271
10.	П.4.1.10	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 2	271
17.	П.4.1.11	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2	272
12.	П.4.1.12	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту (всего). Вариант 2	272
13.	П.4.1.13	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 2	273
14.	П.4.1.14	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 2	273
15.	П.4.1.15	Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 2	274
16.	П.4.1.16	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 2	274
17.	П.4.1.17	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2	275
18.	П.4.1.18	Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 2	275
19.	П.4.2.1	Капитальные вложения, 1 вариант	276
20.	П.4.2.2	Бюджетная эффективность, 1 вариант	276
21.	П.4.2.3	Производственный доход, 1 вариант	278
22.	П.4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 1 вариант	280
23.	П.4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 1 вариант	281
24.	П.4.2.6	Капитальные вложения, 2 вариант	281
25.	П.4.2.7	Бюджетная эффективность, 2 вариант	282
26.	П.4.2.8	Производственный доход, 2 вариант	283
27.	П.4.2.9	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант	285

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование Приложения	номер приложения	Масштаб приложения
1	2	3	5
1	Геолого-литологический профиль по линии I-I', III-III'	1	1:500
2	Геолого-литологический профиль по линии II-II', IV-IV'	2	1:500
3	Схема обоснования ГВК. Горизонты М-I, М-II	3	1:500
4	Схема обоснования ГВК, ВНК. Горизонт Ю-0-1	4	1:500
5	Схема обоснования ГНК, ВНК. Горизонт Ю-0-2	5	1:500
6	Схема обоснования ГНК, ВНК. Горизонт Ю-I, Ю-II	6	1:500
7	Схема обоснования ГНК, ВНК. Горизонт Ю-III-к, Ю-III-т	7	1:500
8	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных газонасыщенных толщин. Горизонт – М-I	8	1:25000
9	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных газонасыщенных толщин. Горизонт – М-II-1а	9	1:25 000
10	Ю-0-1 продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин и карта эффективных газонасыщенных толщин	10	1:25 000
11	Ю-0-2 продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин и карта эффективных газонасыщенных толщин	11	1:25 000
12	Ю-I продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин и карта эффективных газонасыщенных толщин	12	1:25 000
13	Ю-II продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин и карта эффективных газонасыщенных толщин	13	1:25 000
14	Ю-III продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин и карта эффективных газонасыщенных толщин	14	1:25 000
15	Карта фонда пробуренных скважин	15	1:25 000
16	Карта текущих и суммарных отборов I-объект	16	1:25 000
17	Карта текущих и суммарных отборов II-объект	17	1:25 000
18	Карта текущих и суммарных отборов III-объект	18	1:25 000
19	Карта изобар – I, II, III - объектов	19	1:25 000
20	Карта пробуренных и проектных скважин I-объект	20	1:25 000
21	Карта пробуренных и проектных скважин II-объект	21	1:25 000
22	Карта пробуренных и проектных скважин III-объект	22	1:25 000

Всего – 22 граф.прил. На 22 л.

РЕФЕРАТ

Работа содержит 320 страниц, в т.ч. 94 таблицы, 68 рисунков, 64 табличных приложений, 21 графическое приложение.

Ключевые слова: ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ПРОДУКТИВНАЯ ТОЛЩА, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЯ, ПРОЕКТНАЯ ДОБЫВАЮЩАЯ СКВАЖИНА, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ, ДОРАЗВЕДКА ЗАЛЕЖЕЙ.

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

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

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

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены 3 варианта разработки.

Все варианты рассчитаны и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению 3 вариант разработки месторождения.

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

Область применения – месторождение Акшабулак Южный.

Анализ в работе выполнен по состоянию изученности на 01.01.2023г.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа выполнена на основании геолого-технического задания, согласно Приложение №2 к договору №519244/ДГ20-ДГР-001-0058//215/2020 АТ от 31.12.2020г между Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» и СП «Казгермунай», согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» (приказ Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239, зарегистрированный в Министерстве юстиции РК 28.06.2018г за №17131) и НТД «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (приказ и.о. министра энергетики РК от 24.08.2018г №329) на основе запасов, подсчитанных в 2023г.

Недропользователем месторождения Акшабулак Южный является «ТОО «СП «Казгермунай», имеющее контракт на основании и коммерческой деятельности Совместного Предприятия «Казгермунай» между ПО «Южказнефтегаз» и «ФЕБА ОЙЛ АГ» (ФРГ), «Эрдойль-Эрдгаз Гоммерн ГмбХ» (ФРГ) на пользование недрами, заключенный 09.11.1993г и Акт Государственной регистрации №13 от 18.08.1994г.

Структура выявлена и подготовлена под глубокое поисково-разведочное бурение Турланской геофизической экспедицией в 1987г. В 1989г в соответствии с «Дополнением к зональному проекту поисков месторождений нефти и газа в Центрально-Арыскумской зоне» пробурены поисковые скв. №№3, 4, 6. Скважина №3 выявила газонефтяные залежи в горизонтах Ю-0, Ю-III и газовые залежи в горизонтах Ю-I и М-II-1.

В 2001г ТОО «Компания Недра-Инжиниринг» выполнило отчет «Подсчет запасов нефти и газа по площадям Южный Акшабулак и Восточный Акшабулак Кызыл-Ординской области РК (на 01.01.2001г.)», (Протокол ГКЗ РК № 88-01-П от 3.04.2001г).

В 2002г составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения...», (Протокол ЦКР РК №24 от 3-4.12.2003г.), на основании которого велась пробная эксплуатация месторождения. В 2005г. составлен план мероприятий по доразведке месторождения Акшабулак Южный (Протокол ЦКР №36 от 9.12.2005г.), где определены основные задачи доразведки и пути их решения.

В 2007г ТОО «НИИ Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области РК (на 01.01.2007г.)» (Протокол ГКЗ РК №622-07-У от 25.09.2007г.). В этом же году составлена «Технологическая схема разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный» (Протокол ЦКР РК №47 от 14.12.2007г.).

В 2009 и 2011гг. ТОО «НИИ Каспиймунайгаз» выполнены отчеты Авторские надзоры за реализацией технологической схемы разработки.

В 2012г ТОО «НИИ Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области РК по состоянию на 02.01.2012г.» (Протокол ГКЗ РК №1234-12-У от 22.11.2012г.).

В 2013г был выполнен проект «Уточненная технологическая схема разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный».

В 2014-2015гг были выполнены авторские надзоры, в рамках которых уточнены технологические показатели разработки месторождения на 2014г и 2015г соответственно.

В 2016г выполнен «Прирост запасов нефти и растворенного газа продуктивного горизонта Ю-III месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан», на основании проведенных по горизонту работ, бурение новых скважин №№ 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53 и 36Д, испытание скважин №36, 46, 49, 50, 52, отбора дополнительных проб нефти и т.д.

В 2016г, с учетом прироста запасов выполнен «Анализ разработки...», утвержденный Комгео на основании протокола ЦКРР РК №75/10 от 19.08.2016, где были рассмотрены 2 варианта разработки с вовлечением в разработку новых запасов. В том же году по результатам бурения новых скважин, выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов...», утвержденный протоколом №1787-17-У заседания ГКЗ РК от 23 февраля 2017г, где произошло увеличение геологических запасов нефти по промышленной категории на 11%.

В 2018г был составлен «Проект разработки ...» [35] (Письмо утверждения Комитета геологии и недропользования №27-5-342-И от 19.02.2018г на основании Протокола ЦКРР РК №1/4 от 26.01.2018г), согласно которому были выделены 3 основных эксплуатационных объекта:

- **I объект** – горизонт Ю-0-1;
- **II объект** – горизонты Ю-0-2 (пласти «Ю-0-2а» и «Ю-0-2б») и Ю-І;
- **III объект** – горизонт Ю-ІІІ.

Горизонты М-І, М-ІІ (М-ІІ-1а), с запасами свободного газа, не были выделены как объекты разработки в связи с непромышленными запасами и отсутствием перспектив на их разработку.

Утвержденные запасы нефти в целом по месторождению составили: геологические (кат. В+C₁ и C₂) – 6419 и 399 тыс.т, извлекаемые – 2524 и 104 тыс.т. (Протокол ГКЗ РК №2143-19-У от 25.12.2019г).

В 2019г выполнен «Анализ разработки ...» в связи с необходимостью уточнения технологических показателей разработки на 2020-2022гг.

В 2021г в связи с новой структурно-тектонической моделью с целью уточнения геологического строения утвержден отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения...» (Протокол ГКЗ РК №2386-21-У от 07.12.2021г).

В рамках Пересчета запасов утвержденные начальные геологические и извлекаемые запасы нефти по промышленным категориям В+С₁ составили 6951,0 тыс.т и 2732,0 тыс.т, соответственно. По категории С₂ геологические/извлекаемые запасы составляют 1376/417 тыс.т нефти.

В 2022г на основе утвержденных запасов и принятых изменений в рамках «Пересчета запасов...» 2021г, составлен «Проект разработки месторождения Акшабулак Южный», согласованный Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки до конца рентабельного периода при условии продления контракта №39 от 09.11.1993г. в установленном законодательством порядке, при этом технологические показатели по III варианту разработки приняты на период с 2022 года по 2024 год (Протокол ЦКРР РК №23/4 от 24.02.2022г).

Таким образом, в настоящее время месторождение разрабатывается согласно проектным решениям «Проекта разработки...» 2022г, с утвержденными технологическими показателями до 2024г.

В 2023г на основании получения геолого-геофизических и геолого-промышленных данных по результатам бурения добывающих скважин №№65, 66, оценочных скважин №№ 67, 68, заложенных в рамках «Проекта разработки...» 2022г, выполнен отчет «Прирост запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный». В рамках «Прироста запасов...» целом по месторождению геологические/извлекаемые запасы нефти по промышленной категории В+С₁ увеличились на 3% и составили 7420/2816 тыс.т, суммарные запасы категории В+С₁+С₂+С₃ увеличились на 1% и составили 8261/3111 тыс.т. Геологические запасы свободного газа (категории С₁+С₂) по месторождению остались на прежнем уровне и составляют 656,7 млн.м³. Геологические запасы газа в газовой шапке (категория С₁) увеличились на 2%, составляя 579,1/521,2 млн.м³, в связи с оценкой газовой шапки в районе новой пробуренный скв. №66 (горизонт Ю-II).

На основе утвержденных запасов и принятых изменений в рамках «Прироста запасов...» 2023г, с целью обоснования рациональной системы разработки и полной выработки запасов углеводородов составлен настоящий проект «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Южный».

Недропользователями месторождения являются ТОО СП «Казгермунай», имеющее Дополнение №7 от 19.05.2023г к Контракту №39 от 09.11.1993г, со сроком действия до 1

марта 2034г и Государственную Лицензию серии МГ №2а (нефть) от 19.03.1997г на право пользования недрами, проведение разведки и добычи УВ на месторождениях в Кызылординской области РК.. Площадь горного отвода ТОО СП «Казгермунай» составляет 5,88 км², глубина горного отвода в вертикальных разрезах до кристаллического фундамента.

В работе использованы фактические материалы, предоставленные инженерно-геологическими службами недропользователей. Авторы выражают благодарность специалистам за сотрудничество при выполнении настоящего отчета

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении месторождение находится в Сырдарынском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции: Джусалы и Джалағаш, которые расположены к юго-западу от месторождения, соответственно на расстояниях 135 км и 120 км.

Расстояние от месторождения Акшабулак Южный до областного центра г.Кызылорда составляет 115 км. На расстоянии порядка 40 км к северу от месторождения проходит нефтепровод Каракойын-Кумколь (Рис.2.1).

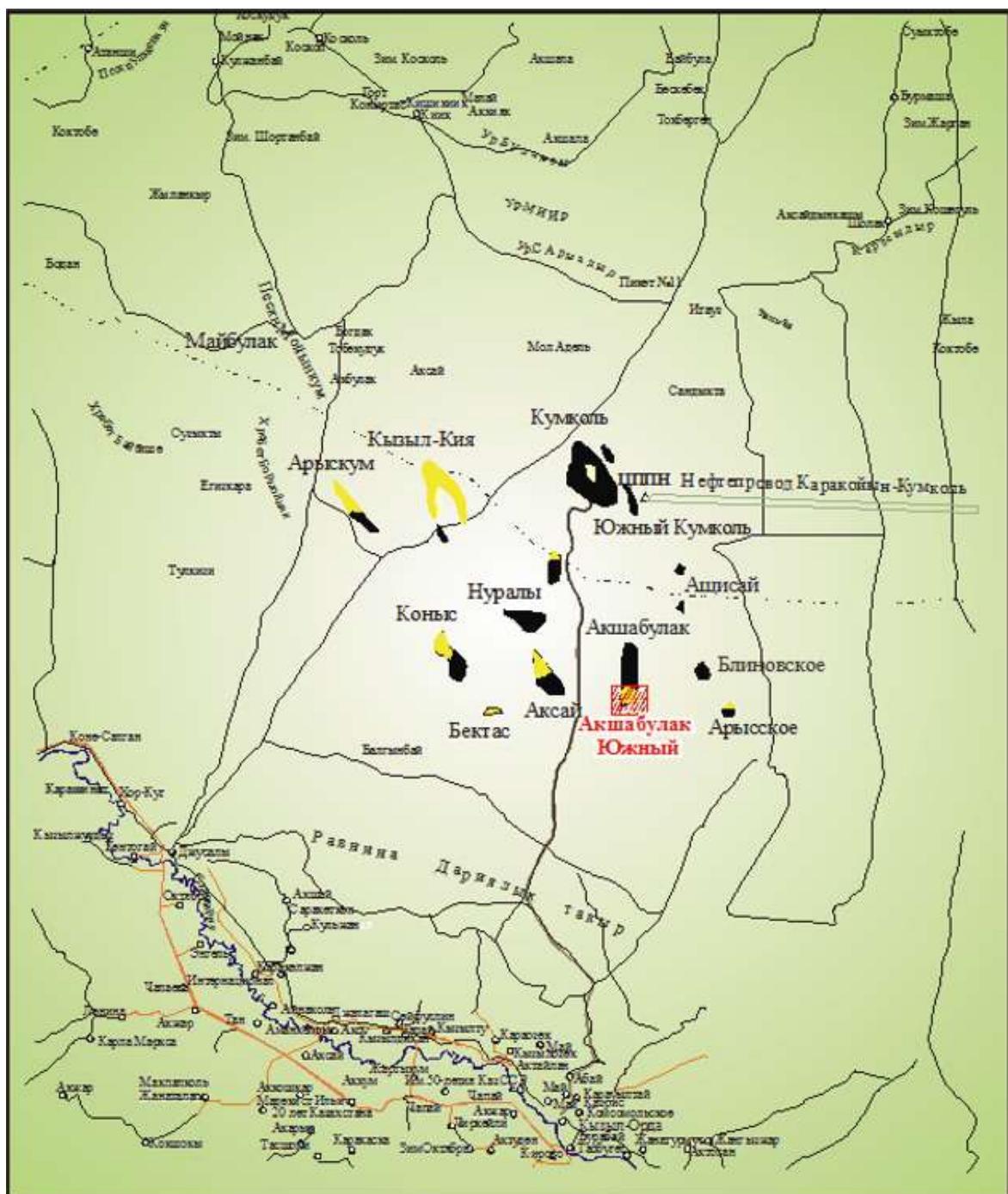
Крупное нефтяное разрабатываемое месторождение Кумколь с вахтовым поселком нефтяников, находится в 70 км севернее площади Акшабулак Южный. В 65 км северо-западнее от группы месторождений Акшабулак проходит Ленинск-Жезказганская ЛЭП.

В орографическом отношении район площади Южный Акшабулак представлен песчаными барханами с абсолютными отметками рельефа 110-150 м.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями средних и дневных температур воздуха, годовое количество осадков 100-150 мм. Максимальные температуры летом +35+38°C, минимальные зимой до -30°C. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны. Водные артерии на площади работ отсутствуют.

Обеспечение буровых технической и бытовой водой производится из специальных гидрогеологических скважин, дающих высокие дебиты воды с минерализацией 0,6-0,9 г/л из отложений сенон-турона с глубины 50-80 м. Вода не соответствует ГОСТу и не может быть использована как питьевая из-за повышенного содержания фтора.

Животный мир и растительность представлена видами, типичными для полупустынь.



Условные обозначения:

- Автомобильная дорога
Кзыл-Орда-Кумколь
 -  Месторождение нефти
 -  Месторождение газа
 -  Площадь работ

Рисунок 2.1.1 – Обзорная карта

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

В строении района и месторождения участвуют складчатые метаморфизованные образования докембрийского фундамента протерозойско-нижнепалеозойского возраста, на которых с региональным стратиграфическим несогласием залегает комплекс осадочных отложений мезозоя и кайнозоя: юрский рифтогенный комплекс, мел-палеогеновый, плиоцен-четвертичный плитные яруса, отличающиеся тектоническим режимом формирования.

На рисунках ниже представлены стратиграфический (рис.2.1.1) и сводный геологический разрезы (рис.2.1.2) продуктивной части Акшабулакского месторождения с привязкой к основным отражающим горизонтам Арыскумского прогиба.

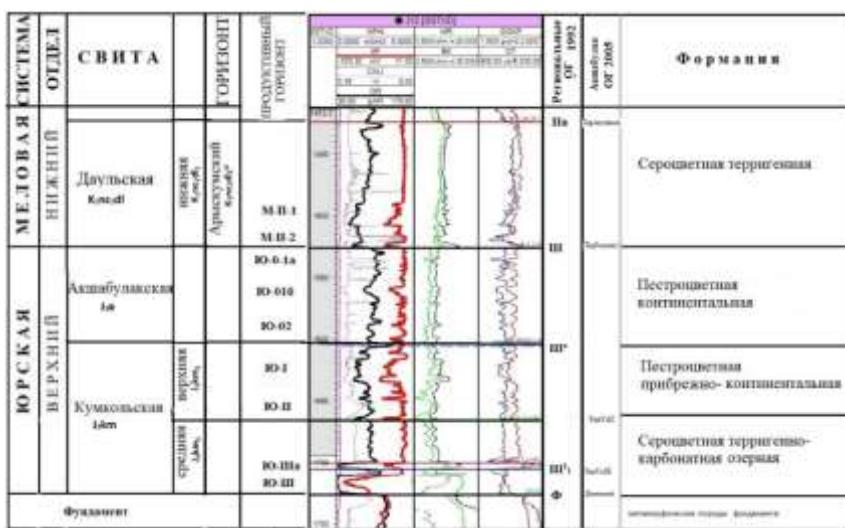


Рисунок 2.1.1 – Стратиграфия продуктивной части разреза Акшабулакского месторождения

Фундамент (PR-PZ)

Породы фундамента на месторождении Акшабулак Южный вскрыты пробуренными скв. №№3, 4, 6, 15, 16, 31, 32, 35, 36, 37, 38, 41, 45, 46, 47, 48, 50, 52, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 66, 67, 68, 206, 273. Разрез фундамента представлен темно-зелеными хлорит-серицитовыми сланцами, гнейсами, светло-серыми, серыми, плотными кварцитами. Породы фундамента трещиноватые, в кровельной части разрушенные с образованием коры выветривания. Вскрытая толщина достигает 307 м. Продуктивный горизонт РZ относится к протерозойско-палеозойскому возрасту (фундамент). По керновому материалу в ряде скважин отмечается наличие трещиноватых участков в верхнем слое эрозионной поверхности фундамента, трещины которых заполнены нефтью.

Из-за большой мощности мезозой-кайнозойского платформенного чехла (от 500 до 5000 м и более) геологические исследования палеозойских и протерозойских отложений в

Южно-Торгайской впадине проводились с небольшим количеством скважин вскрывших доюрские отложения.

На месторождениях Ашисай, Дощан, Северо-Западный Коныс, Кумколь, Еспе, Нуралы, Аксай, Коныс палеозойские отложения представлены разнозернистыми песчаниками, с гравием, серыми и темно-серыми аргиллитами, хлоритизированными сланцами зелеными с прослойками гравелитов, плотные, трещиноватые, с включениями обломков кальцита. В разрезе скважины 1 Ашисай, в интервале 1230–1423 м залегают сланцы окварцованные-хлоритизированные, серые, темно-серые, с ожелезненными вкраплениями, трещиноватые, по трещинам известковистые.

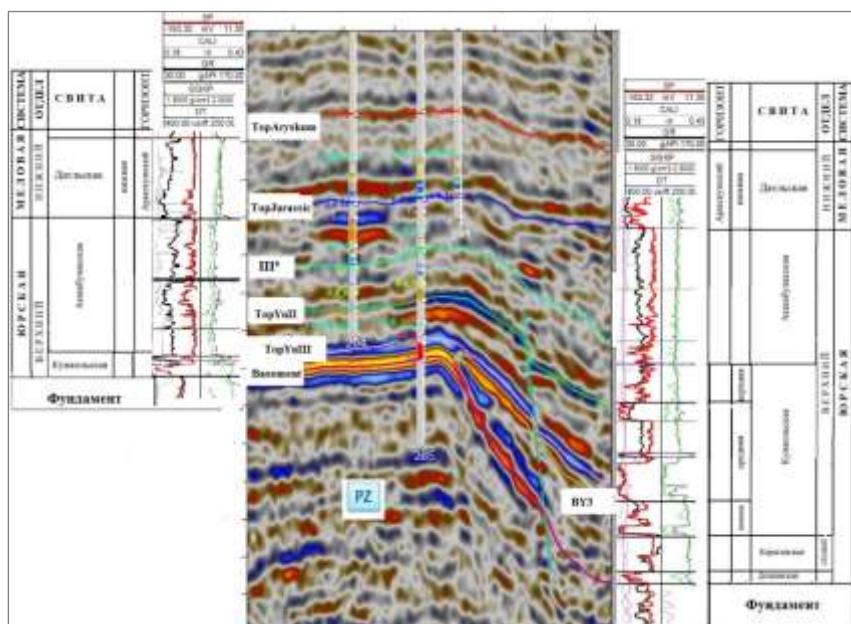


Рисунок 2.1.2 – Сводный геологический разрез отражающих горизонтов

Мезозойская эратема (MZ)

Юрская система (J)

В разрезе юрских отложений в региональном плане выделяются три ритмокомплекса сероцветных терригенных отложений в составе свит: нижний (бектасская и айбалинская свиты), средний (дощанская и карагансайская свиты) и верхний (кумкольская и акшабулакская свиты). Нижний и средний ритмокомплексы не участвуют в строении Акшабулакского выступа и развиты только во внутренних частях мульд. В строении Акшабулакского выступа участвует верхний ритмокомплекс в составе кумкольской и акшабулакской свит.

По спорово-пыльцевым комплексам возраст отложений кумкольской свиты определен как келловейский-оксфорд, акшабулакской-кимериджский-титон.

Келловейский + Оксфордский ярусы – J₂-J_{3kl-o}

Кумкольская свита – J_{2-3km}

Кумкольская свита расчленяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижнекумкольская подсвита (J_{2-3km1}) развита только во внутренних частях грабен-синклиналей. На большей части площади Южный Акшабулак отложения нижней подсвиты в разрезе отсутствуют, вскрыты только в скв. №6, 32, 38, 273, 339, 45, 46, 36Д, 56.

Литологически верхняя часть нижнекумкольской подсвиты представлена аргиллитами темно-серыми до черных, серо-зелеными, иногда переходящими в глинистые алевролиты с прослойями алевролитов, песчаников. Встречаются тонкие прослои угля.

К нижней части нижнекумкольской подсвиты приурочена пачка песчаников серых, темно-серых, массивных, среднезернистых, где выделяется водоносный горизонт Ю-IV. Толщина подсвиты 14,4-70м.

Среднекумкольская подсвита (J_{2-3km2}), в свою очередь, расчленяется на два горизонта: нижний и верхний.

Нижний горизонт (J_{2-3km2^1}) в основании разреза сложен песчаником светло-серым, разнозернистым, кварцевым, слабо уплотненным и рыхлым песком, и к нему приурочен продуктивный горизонт Ю-III, который литологически разделяется на два подгоризонта: карбонатный Ю-III' и терригенный Ю-III.

Карбонатный подгоризонт Ю-III' сложен известняками светло-серыми, часто с тонкими прослойями алевролита и песчаника.

Терригенный подгоризонт Ю-III – залегает в основании разреза и представлен песчаником светло-серым, разнозернистым, кварцевым, слабо уплотненным и рыхлым песком.

Разделом между карбонатными и терригенными подгоризонтами являются глины зеленовато-серые, алевритистые.

Толщина нижнего горизонта среднекумкольской подсвиты достигает от 3,4 до 75м.

Верхний горизонт (J_{2-3km2^2}) представлен темно-серыми глинами со слоями глинистого алевролита и является зональным флюидоупором над горизонтом Ю-III. Толщина верхнего горизонта среднекумкольской подсвиты составляет от 9м (скв. №272) до 115м (скв. №52).

Верхнекумкольская подсвита (J_{2-3km3}) расчленяется на три пачки: нижнюю преимущественно песчаную, среднюю глинистую и верхнюю глинисто-песчаную.

Нижняя пачка сложена песчаниками серыми, мелко-среднезернистыми, кварцево-полевошпатовыми, слабо сцементированными глинистым цементом, переходящими в пески. Местами отмечаются прослои темно-серых глинистых алевролитов, реже глин. В разрезе нижней пачки выделяется водоносный горизонт Ю-II.

Средняя пачка представлена темно-серыми глинами и глинистыми алевролитами с отдельными прослойями и линзами мелкозернистых песчаников, слабосцементированных

глинистым цементом, и тонких прослоев плотного песчаника на карбонатно-глинистом цементе. Отложения средней пачки являются разделом горизонтов Ю-II и Ю-І.

Верхняя пачка, глинисто-песчаная, представлена переслаиванием темно-серых и серых, слабосцементированных песчаников, кварцево-полевошпатовых, на глинистом и карбонатно-глинистом цементе, глинистых алевролитов и глин с преобладанием глинистых алевролитов. К верхней глинисто-песчаной пачке приурочен продуктивный горизонт Ю-І.

Общая толщина верхнекумкольской подсвиты изменяется от 43,7 м до 117,5м.

Акшабулакская свита - J₃

Кимериджский + Титонский ярусы – J₃ km+ tt

В Арыскумском прогибе свита расчленяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнеакшабулакская подсвита представлена преимущественно зеленовато-серыми глинами и глинистыми алевролитами с прослойми песчаников.

Верхнеакшабулакская подсвита сложена пестроцветными (фиолетовыми, коричневыми, серыми, желтыми) глинами и глинистыми алевролитами с прослойми песчаников в верхней части.

К песчанным породам руслового-аллювиального литотипа приурочен продуктивный горизонт Ю-0, состоящий из продуктивных подгоризонтов – Ю-0-1, Ю-0-2.

Продуктивный подгоризонт Ю-0-1 вскрыт всеми скважинами, некоторые из которых пробурены в русловой зоне скв. №№37 (русло13), №207 (русло12), 32, 206 (русло 11).

Продуктивный подгоризонт Ю-0-2 также вскрыт всеми пробуренными скважинами, из них пробурены в русловой зоне скв. №№36, 47, 272, 273, 36Д (русло 3).

Разрез продуктивных подгоризонтов Ю-0-1 и Ю-0-2, вскрытый скважинами вне зоны русловых каналов, представлен песчаными отложениями с прослойми глин и плотных пород, за исключением скв. №№6, 37, где разрез представлен пластами плотных и глинистых пород.

Общая толщина акшабулакской свиты варьирует в пределах 53,6-123,4м.

Меловая система (К)

В строении района участвуют нижний и верхний отделы меловой системы. Отложения нижнего отдела мела расчленяются на три свиты: даульскую, карачетаускую и кызылкиинскую.

Нижний отдел – K₁

Неокомский надъярус – K_{1nc}

Даульская свита - K_{1nc1dl}

В разрезе даульской свиты по литологическому составу пород выделяются нижняя и верхняя подсвиты. В свою очередь, нижнедаульская подсвита делится на два горизонта: нижний (арыскумский) и верхний.

Арыскумский горизонт (K_{1nc1ar}) залегает на акшабулакской свите с перерывом в осадконакоплении и частичным размывом ее кровли. По литологическому составу пород он представлен двумя толщами. Разрез нижней толщи представлен базальным слоем, сложенным переслаиванием песчаников и алевролитов, коричневых и серых, с преобладанием песчаных пород в нижней части и резким преобладанием глинистых алевролитов в верхней части.

В разрезе нижней части установлены горизонты М-II-1 и М-II-2, разделенные локальной покрышкой из глинистых алевролитов.

Толщина арыскумского горизонта составляет 72-110,5 м.

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты (K_{1nc1dl1²}) представлен красноцветными глинами, прослоями алевритистыми.

Верхний горизонт нижнего неокома вместе с верхней пачкой арыскумского горизонта представляет региональную покрышку над продуктивными горизонтами верхней юры и арыскумского горизонта. Толщина горизонта 97,5-137,7 м.

Верхнедаульская подсвита (K_{1nc1dl2}) по литологическому составу представлена тремя пачками. Нижняя пачка сложена преимущественно буровато-коричневыми песками с невыдержаными по толщине прослоями глинистых алевролитов и глин. В средней пачке преобладают коричневые алевролиты и глины с невыдержаными прослоями слабосцепментированных песчаников и песков. Верхняя пачка представлена переслаиванием серых песчаников на карбонатном цементе, глинистых алевролитов и глин.

Толщина подсвиты составляет 334,5-424 м.

Аптский + среднеальбский ярусы-K_{1a-al2}

Карачетауская свита

К основанию свиты приурочена пачка серых и темно-серых песков и гравелитов. В средней и, в меньшей степени, верхней частях разреза развиты прослои темно-серых глин с углистым детритом, с остатками фораминифер.

Толщина свиты составляет 170,5-237,2 м.

Верхнеальбский + сеноманский ярусы –K_{1-2al3-s}

Кызылкиинская свита

Разрез свиты сложен коричневыми, серыми, зелеными глинистыми алевролитами, глинами с пластами песков. Толщина свиты составляет 186,9-290 м.

Верхний отдел – K₂

Турон-сенонский надъярус (K_{2t-sn})

Балапанская свита

Разрез балапанской свиты представлены морскими сероцветными и континентальными пестроцветными песчаными породами и в меньшей степени алевролитами и глинами. Толщина составляет 312-411 м.

Палеогеновая система – P

Отложения палеогена залегают на размытой поверхности верхнего мела и представлены морскими сероцветными глинистыми отложениями палеоцена-эоцена, содержащими в нижней части пласти мергелей и песчаников.

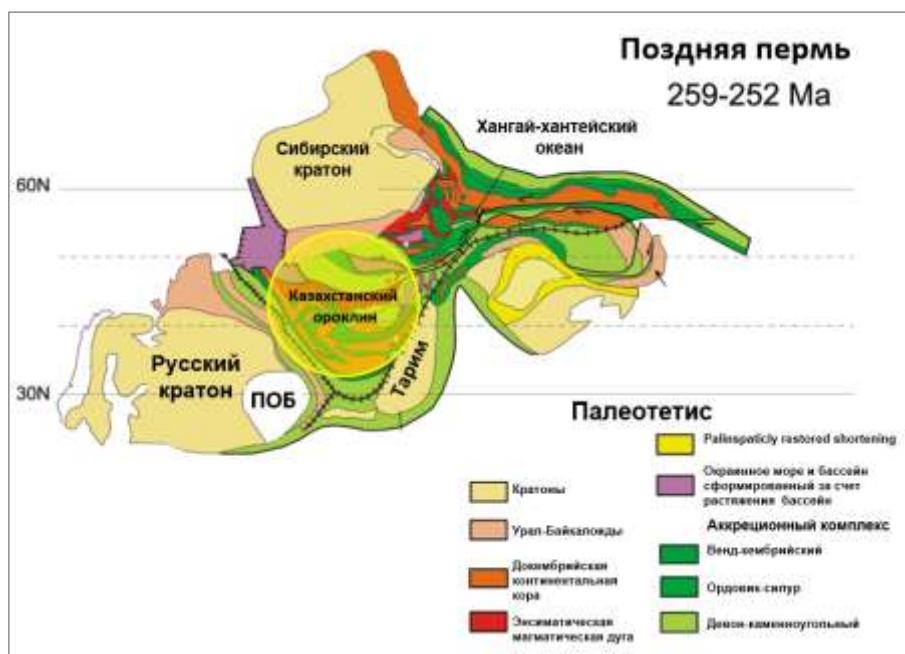
Толщина отложений изменяется от 234 до 311 м.

Плиоцен + четвертичные отложения – N₂ + Q

Плиоцен-четвертичные отложения залегают на эродированной поверхности эоцена. Неогеновые отложения представлены палевыми глинами, суглинками, четвертичные эоловыми песками. Толщина 22-72 м.

Тектоника

Месторождение Акшабулак Южный расположено в южной части Акшабулакской грабен-синклинали, приуроченной к Арыскумскому прогибу (рис.2.1.3), представляющему южную часть Южно-Тургайской впадины на крайнем севере Туранской плиты. Арыскумский бассейн выполнен в стратиграфическом диапазоне отложениями от нижней юры до четвертичной системы, залегающими на протерозойско-палеозойском складчатом фундаменте.



Изучение геологического строения разреза палеозойских, юрских и меловых отложений, на основе интерпретации поля отражённых волн, проводилось по следующим целевым отражающим горизонтам:

- **I** – отражающий горизонт в подошве отложений палеогена.
- **II** – отражающий горизонт в подошве отложений турон-сенона.
- **IIa** – отражающий горизонт в кровле арыскумского горизонта.
- **M-II** – отражающий горизонт на уровне мелового продуктивного горизонта M-II.
- **III** – отражающий горизонт в подошве арыскумского горизонта.
- **U-Ib** – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-Ib.
- **U-II** – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-II.
- **U-III** – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-III.
- **IV** – отражающий горизонт в кровле караганской свиты.
- **IV'** – отражающий горизонт в кровле дощанской свиты.
- **PZ** – отражающий горизонт в подошве мезозойского комплекса.
- **C2-3** – условный горизонт в кровле пачки интенсивных отражений палеозойского комплекса.
- **C1t** – условный горизонт внутри пачки интенсивных отражений палеозойского комплекса.
- **D3** – условный горизонт в нижней части пачки интенсивных отражений палеозойского комплекса.

По кровле продуктивного горизонта Ю-III (рис 2.1.5) структура Акшабулак Южный представляет собой брахиантиклинальную складку, осложненную двумя сводами северный и южный, вытянутую в субмеридиональном направлении и разбитую тектоническими нарушениями.

Горизонт Ю-III, вскрыт скв. №№3, 4, 16, 31, 35, 36, 37, 38, 41, 45, 47, 50, 52, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 206, 36Д, залегает непосредственно на поверхности фундамента, за исключением скв. №№6, 32, 38, 45, 46, 55, 56, 273, 339, где в разрезе выявлен Ю-IV водоносный горизонт.

В западной части структуры горизонт Ю-III срезан выходом фундамента, что подтверждается в скв. №15 отсутствием данного продуктивного горизонта.

Купола северный и южный, в свою очередь, осложнены вершинами. На северном куполе выделяются три вершины в районе скв. №№16, 35, 38, 50, 52, 36Д, 273, 3, на южном куполе – две вершины. Скв. №№31 и 207 находятся в небольшой седловине между северным и южным куполами.

Северный купол, разделяется разломом f_2 , который имеет субмеридиональное направление и небольшую амплитуду 5-10м на два блока: блок I в северо-западной части и блок II в юго-восточной части.

В районе скв. №16 с юга выявлен небольшой разлом f_2^l . В районе скв. №№38, 273 проводится разлом f_4 , к северу от скв. №31- разлом f_3 , к востоку от скв. №339 – разлом f_1 . В восточной части структуры выявлен разлом F_1 амплитудой 20-45м. Исходя из выше изложенного размеры северного купола равны 0,6x4,5км по изогипсе -1770м.

В горизонте Ю-0 (рис 2.1.6) выявлено 4 русловых канала: 3, 11, 12, 13. В руслах пробурены скв. №№36, 47, 53, 272, 273, 32, 206, 207, 37, 36Д (граф.прил.12).

Выше по разрезу на юрских отложениях с угловым несогласием залегает горизонт М-II. Кровля продуктивного горизонта М-II также представляет собой брахиантектическую складку, осложненную двумя вершинами: северным и южным.

Структура носит унаследованный характер с более спокойным тектоническим режимом - постепенным затуханием амплитуд разрывных нарушений до полного исчезновения некоторых из них.

В горизонте М-II наблюдается разлом f_1 , который имеет небольшую амплитуду порядка 5-10 метров и разделяет структуру на два блока. Блок I находится в северо-западной части и блок II в юго-восточной части северного купола (рис.2.1.7) по изогипсе - 1470м имеет размер 2x4км (граф.прил.11).

Блок I приподнят относительно блока II.

Таким образом, в данной работе использована структурно-тектоническая модель, согласно которой выделяются два купола: северный и южный.

На северном куполе наблюдается блочное строение резервуара (3 блока по горизонту Ю-III, 2 блока по всем остальным продуктивным горизонтам). Третий блок выделяется по горизонту Ю-III в районе скв.№49, отделяется от основных блоков I и II нарушениями f_1 и f_2 (граф.прил.15).

На южном куполе из пробуренных скважин, только скв. 37 вскрыла нефтенасыщенные коллектора в горизонте Ю-0-1, в остальных горизонтах выявлены водонасыщенные коллектора или не продуктивен.

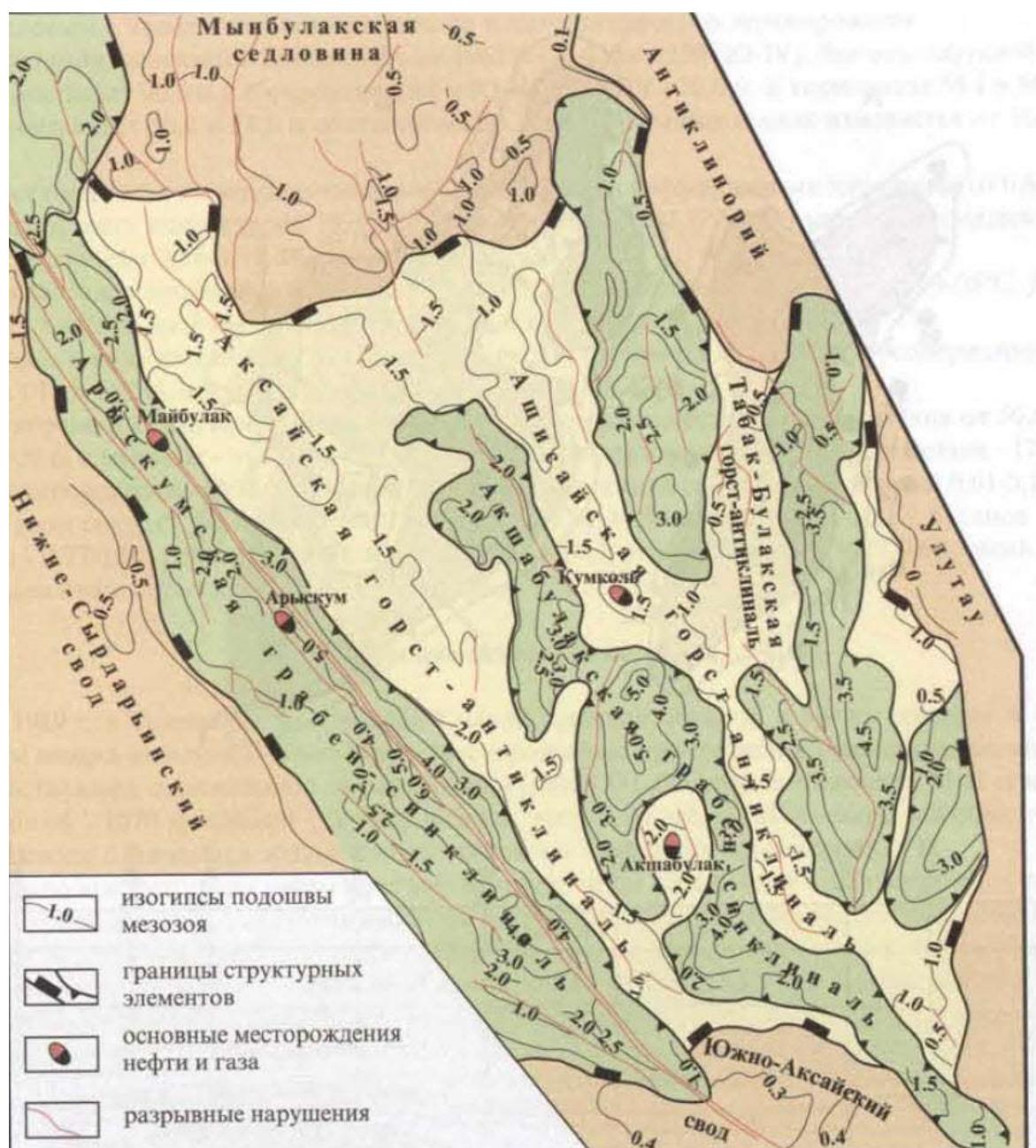


Рисунок 2.1.4 – Тектоническая схема Арыскумского прогиба

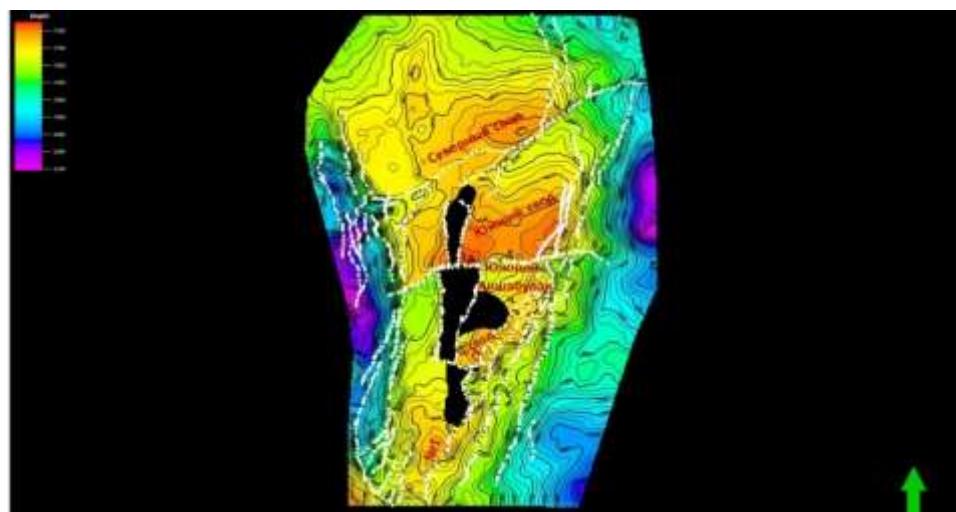
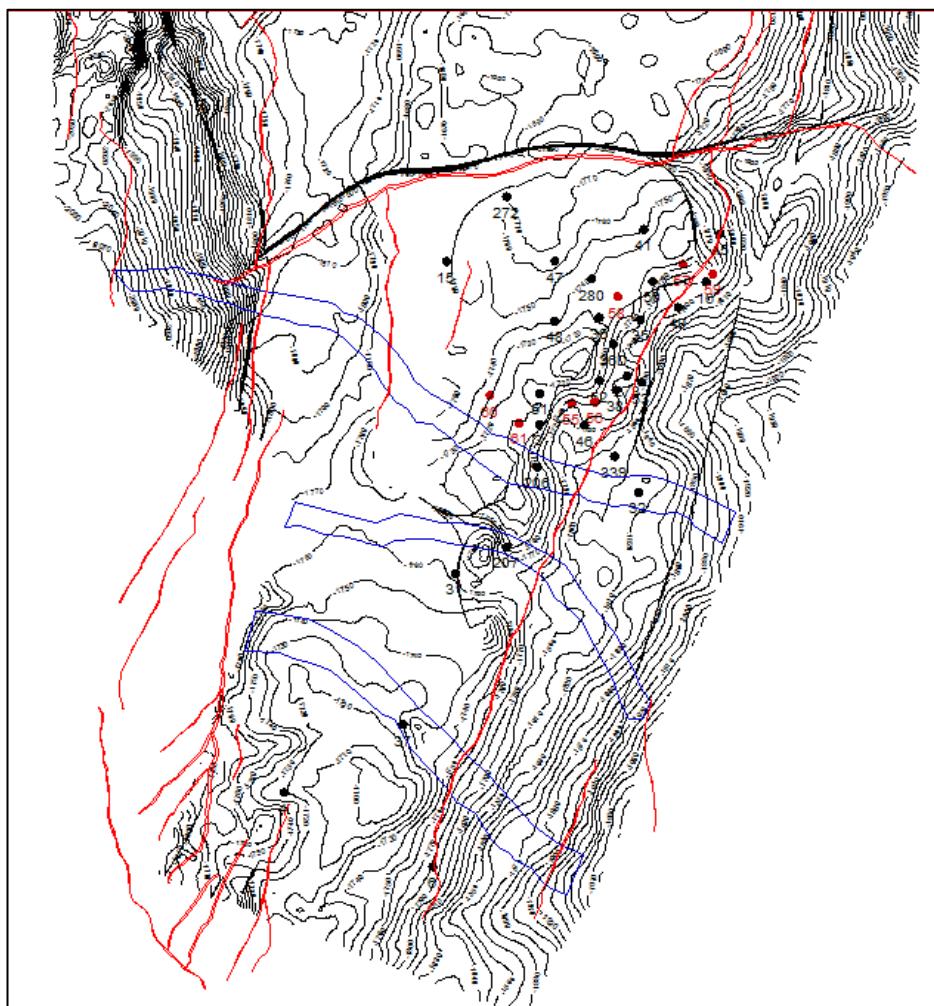


Рисунок 2.1.5 – Структурная карта по кровле горизонта Ю-III

Рисунок 2.1.6 – Структурная карта по кровле горизонта Ю-0-1
(каналы развития русловых отложений)

2.1.2 Нефтегазоносность

Залежи нефти и газа в Арыскумском прогибе связаны с отложениями нижнего неокома и верхней, средней юры, а также частично с выветренной зоной палеозойско-протерозойского возраста. В ряде скважин месторождений Акшабулак Центральный, Арысское из выветренной части фундамента получены притоки нефти и газа.

В результате поисково-разведочного разбуривания, детальной попластовой корреляции с привлечением данных ГИС, керна, опробования на месторождении Акшабулак Южный в меловом и юрском комплексах выделены 8 горизонтов: М-I, М-II, Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, из них при этом:

- горизонт М-II разделен на два подгоризонта М-II-1 и М-II-2, а подгоризонт М-II-1, в свою очередь, разделен на два пласта «а» и «б», где газовая залежь выявлена в пределах подгоризонте М-II-1 пласт «а».

- горизонт Ю-0 разделен на три подгоризонта Ю-0-1, Ю-0-2а и Ю-0-2б, где выявлены нефтяные и газонефтяные залежи, соответственно.

Практически все выявленные залежи на месторождении Акшабулак Южный приурочены к северному куполу.

Нижненеокомские продуктивные горизонты

К нижнему неокому приурочены продуктивные горизонты М-I, М-II-1 и М-II-2.

К горизонту **М-I** приурочена газовая залежь, где при испытании и отборе пробы из интервала 1584-1588м (скв. №36Д) получен газ.

При интерпретации ГИС газонасыщенные коллектора выделены в 17 скважинах: скв. №№16, 35, 36, 36Д, 41, 45, 46, 49, 50, 52, 55, 56, 57, 58, 59, 61, 280. Скв. №№3, 6, 15, 16, 31, 38, 207, 272, 273, 339, 47, 48, 49, 51, 53, 60 пробурены в зоне замещения, а скв. №№4, 37 - в водоносной зоне.

Общая толщина горизонта изменяется в пределах от 4,5 до 7,4 м.

По результатам обработки ГИС-материалов выделены газонасыщенные пласти-коллекторы с толщинами 0,7 (скв. №55) - 2м (скв. №41). Расчлененность пласта составляет 1-2, песчанистость в среднем равна 0,2.

В пределах горизонта выявлены две газовые залежи в I и II блоках.

Газовая залежь I блока ограничена с юга и юго-запада литологически, с востока тектоническим нарушением f_1 , а с севера контуром УГВК, принятого по подошве газонасыщенного пласта-коллектора на отметке минус 1476,7 (скв. №46).

Газовая залежь II блока выявлена по данным ГИС в скв. №№16, 45, 49, 59. УГВК взят по подошве газонасыщенного коллектора на отметке минус 1470,5м (№16).

Горизонты М-II-1 и М-II-2 вскрыты всеми пробуренными скважинами.

Горизонт М-II-1 характеризуется сложным строением. В большинстве скважин по данным ГИС горизонт представляет собой литологически неоднородную, расчлененную толщу, представленную по описанию керна базальным слоем, сложенным переслаиванием песчаников и алевролитов, коричневых и серых, с преобладанием песчаных пород в нижней части и резким преобладанием глинистых алевролитов в верхней части.

Горизонт М-II-1 разделен на 2 подгоризонта: М-II-1-а – газоносный и М-II-1-б – водоносный. Основанием для такого разделения послужило то, что верхний подгоризонт отделяется от нижнего выдержаным разделом. Толщина раздела между этими подгоризонтами М-II-1-а и М-II-1-б изменяется от 4,6 до 10,9м.

Подгоризонт М-II-1а вскрыт всеми пробуренными скважинами. По материалам ГИС газонасыщенные коллекторы выделены в скв. №№3, 16, 35, 36, 38, 273, 280, 46, 50, 51, 52, 53, 339, 55, 56, 57, 58, 59, 60 и 61; водонасыщенные коллекторы выделены в скв. №№207, 272, 339, 45, а скв. №№4, 15, 31, 32, 37, 41, 47, 48, 206, 49, 36Д вскрыли зоны отсутствия коллекторов.

Общая толщина горизонта изменяется от 6,4м (скв. №61) до 11,2м (скв. №31).

Газонасыщенные толщины изменяются от 0,9м (скв. №51) до 4,8м (скв. №59), водонасыщенные толщины от 0,8м (скв. №339) до 3,7м (скв. №45).

Расчлененность пласта составляет 1-4, песчанистость, в среднем, равна 0,3.

В пределах подгоризонта выявлены две газовые залежи, отделенные друг от друга тектоническим нарушением f1, и представляющие собой полусводы.

Продуктивность газовой залежи I блока доказана опробованием скв. №3 (слабое выделение газа) и №36 (дебит газа не замерялся).

Выявлены литологически и тектонически экранированные две линзообразные залежи, где в районе скв. №280, 35 самая низкая отметка подошвы, выделенной по материалам ГИС газонасыщенной толщи на отметке минус 1518м (№280) и в районе скв. №№3, 52 самая нижняя отметка подошвы, выделенная по материалам ГИС газонасыщенной толщи на отметке минус 1515м (№60).

Газовая залежь II блока. По материалам ГИС выявлены газонасыщенные коллектора в скв. №№16, 49, 53, 59.

Продуктивность доказана опробованием в скв. №16, где при опробовании инт. 1637-1647м получили приток газа дебитом 2,65 тыс. м³/сут. на 7мм штуцере.

ГВК принят на абсолютной отметке минус 1532,3м по прямому контакту газ плюс вода в скв. №53. Высота залежи в блоке II с учётом принятого контакта высота газа равна 18,8 м.

После «ПЗ-2022г» на месторождении пробурены 6 скв. (№№63, 64, 65, 66, 67, 68).

Юрская продуктивная толща отделяется от меловой нижненеокомской толщи глинистой пачкой акшабулакской свиты, толщина которой составляет 4 (скв. №46) – 31м (скв. №6), и представлены продуктивными горизонтами, приуроченными к отложениям акшабулакской свиты (Ю-0), верхнекумкольской (Ю-I, Ю-II) и среднекумольской подсвит (Ю-III).

На основе материалов интерпретации сейсмики ЗД (2002г) в разрезе горизонта Ю-0 выделены русла 11, 12, 13, 3, которые вскрыли скв. №№32, 206, 207, 37, 36, 36Д, 47, 273, 53. Продуктивность русел доказана бурением и опробованием скважин. Продуктивный горизонт Ю-0 разбит на подгоризонты: Ю-0-1, Ю-0-2-а, Ю-0-2-б, с которыми связаны одноименные залежи.

Подгоризонт Ю-0-2а вскрыт всеми пробуренными скважинами, и характеризуется развитием обширной зоны глинизации, вскрытой большинством пробуренных скважин. Выделенные по результатам переинтерпретации сейсмики в 2020г. разломы в пределах подгоризонта разделяют продуктивную площадь на 9 блоков: I, II, II', III, III', IV, IV', V и V'.

Общая толщина горизонта изменяется в пределах от 11,2м (скв. №59) до 28,3м (скв. №36Д), нефтенасыщенные коллекторы изменяются в пределах от 0,7м (скв. №38) до 6,1м (скв. №49). Расчлененность пласта составляет 1-8, песчанистость в среднем равна 0,26.

Нефтяная залежь I блока вскрыта скв. №№51, 60, 61 где по материалам ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы с толщиной, в среднем равной 2,3м.

Опробование в блоке I проводилось

в скв. №51:

- инт.1732,5-1734м (-1600,2-1601,7м) с совместно инт.1747-1748м (-1614,7-1615,7м), 1757-1758м (-1624,7-1625,7м), 1767-1770м (-1634,7-1637,7м) - (Ю-0-2-б), получен приток 12,4м³/сут нефти и 0,6м³/сут воды через 10 мм штуцер, по подгоризонту Ю-0-2б вскрыта нефтегазовая залежь, а по подгоризонту Ю-0-2а - нефтяная;

в скв. №60:

- инт.1739,5-1740,5м (-1606,7-1607,7м) с совместно инт.1742,5-1745 (-1609,7-1612,2м), 1751,5-1752,5м (-1618,7-1619,7м), 1758-1759,5м (-1625,2-1626,7м), 1768-1770м (-1635,2-1637,2м), 1773-1775м (-1640,2-1642,2м) - (Ю-0-2-б), получен приток жидкости в объеме 53,58 м³/сут; в т.ч. нефти 0,27 м³/сут, воды 53,3 м³/сут.

в скв. №62:

- инт. 1734-1737,5м, 1740-1741,7м, 1745-1746, 1755-1756,5м получены приток нефти с водой в объеме 112,01 и 164,5м³/сут (совместно с горизонтом Ю-0-2б) соответственно.

В разрезе скв. №№36, 41, 47, 48, 272 пласти-коллекторы замещены глинистыми породами.

УВНК для I блока взят на отметке минус 1619,8м по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора в скв. №60. Высота залежи для этого блока составила 19,8м.

Нефтяная залежь II блока вскрыта скв. №№36Д, 50, 52, 56, 57, 66, 206 самая нижняя отметка подошвы нефтенасыщенного пласта коллектора отбивается на отметке -1617,7,9м. В разрезе скв. №№3, 35, 55 пласты-коллекторы замещены глинистыми породами.

Опробование было проведено в скв. №36Д:

- инт.1730-1734м (-1598,9-1602,9м) совместно с инт. 1742-1746м (-1610,9-1614,9м) - (подгоризонт Ю-0-26). Всего извлечено жидкости в объеме 144,8м³ из них: свабированием 26,3м³, самоизливом 118,5м³ жидкости. Далее скважину перевели на механический способ эксплуатации насосом УЭЦН.

Во II' блоке *нефтяная залежь* вскрыта в скв. №38, 45, 46, 49, 53.

Опробование проведено:

в скв. №38:

- интервал 1713,46-1780 (-1585,1-1651,6м) при штуцере 7мм был получен приток газа с нефтью на 9 мм штуцере: дебит газа 55,6 тыс. м³/сут, дебит нефти 52,64 м³/сут;

в скв. №45:

- инт. 1721-1725м (-1588,8-1592,8м), 1760-1764м (-1627,8-1631,8м), 1767,5-1768,5м (-1635,3-1636,3м) - (совместно с Ю-0-1, Ю-0-26) было получено 50,65 м³ жидкости, в т.ч. 13,8 м³ нефти. На дату 01.09.2017г. добыча нефти оставила 72,8т, обводненность – 100%;

в скв. 46:

- инт. 1748-1749 (-1613,03-1614,03м), 1762-1764 (1627,03-1629,03м), 1757-1759 (1622,03-1624,03), 1765,5-1766,5 (1630,5-1631,5), 1770-1771 (1635-1636), 1772-1774 (1637-1639)м совместно с горизонтом Ю-0-26 опробовано. В результате начальный суточный дебит нефти составило 10,6т/сут., обводненность составило 64,7%.

в скв. №49:

- инт.1741-1750м (-1603,8-1612,8м) с совместно инт.1761-1765м (-1623,8-1627,8м) - (Ю-0-2-6) опробовано, всего извлечено 118,06м³ жидкости из них 51,79 м³ нефти, в данных интервалах проведены исследования PLT.

Скв. №273 попала в зону отсутствия коллектора.

УВНК для II' блока взят на отметке минус 1633,2м по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора в скв. №45. Высота залежи составила 33,2м.

В III блоке газонефтяная залежь вскрыта скв. №16, в которой из инт. 1725-1730м (-1600,5-1605,5м) получен приток газа дебитом 33,45 тыс. м³/сут. По ГИС подошва газонасыщенного коллектора на отметке минус 1605,1 м, нефтенасыщенного на отметке минус 1616,1 м.

ГНК и УВНК взяты по подошве газо- и нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1605,1м и минус 1616м соответственно. Высота газовой и нефтяной залежей составила 5,1м и 16м соответственно.

В III' блоке нефтяная залежь вскрыта новой скв. №59, в которой из инт. 1733,5-1735,5м (-1606,7-1608,7м), 1736-1738м (-1609,2-1611,2м), 1748,5-1750,5м (-1621,7-1623,7м), 1753-1754м (-1626,2-1627,2м) и 1762-1763,5м (-1635,2-1636,7м) получен приток нефти с водой в объеме 16,5 и 74,9 м³/сут соответственно (совместно с горизонтом Ю-0-26).

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1616,4м. Высота нефтяной залежи составила 9,4м.

Пласти-коллекторы скважины V, IV и IV' блоков замещены глинистыми породами.

В рамках данной работы был проведен анализ структурно-тектонической модели, в результате которого выявлен небольшой участок-поднятие в блоке II^I, который оценен в категорию C₃, уровень ВНК принять условенный, с основного участка района скв. №№38, 46.

Подгоризонт Ю-0-26 вскрыт всеми пробуренными скважинами. Из них скв. №№6, 15, 37, 68 попали в зоны глинизации.

К подгоризонту Ю-0-26 также приурочены русловые отложения (русло 3).

Русло 3 вскрыто скважинами №№36, 36Д, 47, 53, 272, 273.

Общая толщина подгоризонта в русле варьирует в пределах от 21,3м (скв. №53) до 39,8м (скв. №272), газонасыщенные пласти-коллекторы имеют толщины 1,7-5,5 м, нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах от 4,3 м до 20,3 м, общие эффективные толщины от 3,2 м до 30,3 м. Расчлененность пласта составляет 1-7, песчанистость, в среднем, равна 0,7.

Общая толщина продуктивного подгоризонта Ю-0-26 в зоне расположения нерусловых отложений составляет от 21,6м (скв. №206) до 29,1м (скв. №48), газонасыщенные пласти-коллекторы имеют толщины 0,8-5,3м, нефтенасыщенные толщины – 0,6-7,2м, общие эффективные толщины от 0,9 м до 19,7 м. Расчлененность пласта составляет 1-9, песчанистость, в среднем, равна 0,2.

Продуктивность горизонта доказана проведением опробований и испытаний в скв. №№3, 16, 35, 36, 36Д, 38, 41, 45, 46, 51, 58, 59, 60, 66, 273, 280:

- в скв. №3 при опробовании инт.1742-1748м (-1614,9-1618,9м) приток газа на 5 мм штуцере составил 2,12 тыс. м³/сут., при опробовании инт. 1757-1767м приток газа на 5мм штуцере составил 2,3 тыс. м³/сут., приток нефти – 2,8м³/сут;

- в скв. №16 при опробовании инт.1762-1770м (-1637,5-1645,5м) дебит нефти на 5 мм штуцере составил 3,3 м³/сут., дебит газа – 5,1 тыс. м³/сут., при опробовании инт.1775-1785м (-1650,5-1660,5м) дебит нефти составил 15 м³/сут (при этом 2% воды);

- в скв. №35 при испытании инт. 1716,58-1754,1м (-1588,8-1626,3м) на 10мм штуцере дебит газа составил 32 тыс. м³/сут., дебит нефти – 22,08м³/сут.;

- в скв. №36 при испытании инт.1743,5-1778,1м (-1614,1-1648,7м) на 8мм штуцере дебит газа составил 3,06 тыс. м³/сут., дебит нефти – 168м³/сут. Данная скважина вступила в эксплуатацию 01.12.2004г, добыча составила 57,4т.; проработала до 01.04.2016г., добыча составила 75,2 т.;

- в скв. №36Д при испытании инт. 1742-1746м (-1610,9-1614,9м) совместно с инт. 1730-1734м (-1598,9-1602,9) – Ю-0-2а - всего было извлечено жидкости в объеме 144,8м³, из них: свабированием 26,3м³, самоизливом 118,5м³ жидкости. Далее скважину перевели на механический способ эксплуатации насосом УЭЦН;

- в скв. №38 в открытом стволе (ИПТ) при испытании инт. 1713,46-1780м (-1585,1-1651,6м) - (гор. Ю-0-2 и Ю-І) получен приток газа с нефтью на 7мм штуцере: дебит газа 22,1 тыс. м³/сут, дебит нефти 37,92 м³/сут;

- в скв. №41 при испытании инт. 1754-1761м (-1625,3-1632,3м) получен фонтанный приток нефти дебитом 30,5 м³/сут. По данному горизонту скважина вступила в эксплуатацию 01.09.2011г, добыча составила 133,5т.; проработала до 01.02.2011г., добыча составила 754,9 т.;

- в скв. №46 с инт. 1748-1749 (-1613,03-1614,03м), 1762-1764 (1627,03-1629,03м), 1757-1759 (1622,03-1624,03), 1765,5-1766,5 (1630,5-1631,5), 1770-1771 (1635-1636), 1772-1774 (1637-1639)м совместно с горизонтом Ю-0-2а получен нефть суточным дебитом 10,6т., обводненность составило 64,7%.

- в скв. №48 при опробовании инт.1761-1766м (-1627,3-1632,3м) получены притоки нефти с водой. Скважина вступила в эксплуатацию 01.07.2014г, добыча составила 27,8т.; проработала до 01.02.2020г., добыча составила 19,5 т., обводненность – 90%. По данной скважине водонасыщенные коллекторы общей толщиной 3,1м приняты как нефтенасыщенные (обводнившиеся в результате работ соседних скважин (№№3, 36);

в скв. №51:

- инт. 1747-1748м (-1614,7-1615,7м), 1757-1758м (-1624,7-1625,7м), 1767-1770м (-1634,7-1637,7м) совместно инт. 1732,5-1734м (-1600,2-1601,7м) - (Ю-0-2а), получен приток 0,03м³/сут нефти и 2,97м³/сут воды, по подгоризонту Ю-0-2б вскрыта нефтегазовая залежь, а подгоризонту Ю-0-2а – нефтяная. Скважина проработала в период 01.09.2015-01.12.2020г., накопленная добыча составила 4596,2 т.;

- в новой пробуренной скв. №66 (11.08-17.08.2022г) при испытании интервалов 1756-1759м, 1765-1773м получен приток нефти в объеме 50,1м³ и воды 143,1м³ за 4 сутки;

- в скв. №273 при опробовании инт. 1755-1762м (-1627-1634м) получен фонтанный приток нефти с дебитом 46 м³/сут при 10мм штуцере, также опробованы инт. 1744-1754м (-1616-1626м), где при 10мм штуцере получена нефть дебитом 22,9м³/сут и вода - 57,5м³/сут, интервал опробования 1744-1754м (-1616-1626м) приходится на газовую часть нефтегазовой залежи горизонта Ю-0-2б, поэтому приняты как газонасыщенные коллектора;

- в скв. №280 при опробовании инт. 1763-1769,5м (-1632,1-1638,6м), 1773,5-1775м (-1642,6-1644,1м) также получен фонтанный приток нефти дебитом 15м³/сут при 8мм штуцере;

- в скв. №58 (24.04-02.05.2018г) при опробовании инт. 1753-1756м, 1760-1762м, 1768-1769м было извлечено жидкости в объеме 43,3м³, нефти 9,6 м³, воды 33,7 м³.

- в скв. №59 (26.12.19-12.01.2020г) при опробовании инт. 1733,5-1735,5м (-1606,7-1608,7м), 1736-1738м (-1609,2-1611,2м), 1748,5-1750,5м (-1621,7-1623,7м), 1753-1754м (-1626,2-1627,2м) и 1762-1763,5м (-1635,2-1636,7м) получены приток нефти с водой в объеме 16,5 и 74,9м³/сут соответственно (совместно с горизонтом Ю-0-2а). Водонасыщенные коллектора толщиной 2,8м приняты как нефтенасыщенные (обводнившиеся в процессе разработки);

- в скв. №60 (20.01.20-23.01.2020г) при опробовании инт. 1739,5-1740,5м (-1606,7-1607,6м), 1742,5-1745м (-1609,7-1612,2м), 1751,5-1752,5м (-1618,7-1619,7м), 1758-1759,5м (-1625,2-1626,7м), 1768-1770м (-1635,2-1637,2м) и 1773-1775м (-1640,2-1642,2м) получены приток нефти с водой в объеме 0,27 и 53,3м³/сут (совместно с горизонтом Ю-0-2а) соответственно. Скважина работала в период 01.01-01.08.2020г., накопленная добыча составила 87,6т, обводненность – 81%.

в скв. №62:

- инт. 1734-1737,5м, 1740-1741,7м, 1745-1746, 1755-1756,5м получены приток нефти с водой в объеме 112,01 и 164,5м³/сут (совместно с горизонтом Ю-0-2а) соответственно.

В I блоке ГНК для русла 3 и для нерусловых зон принят на отметке минус 1617,2м по подошве газонасыщенного коллектора в скв. №3.

ВНК для I блока взят на отметке минус 1648,7м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. №280.

Во II и II' блоках ГНК взят на отметке минус 1617м, соответствующей прямому разделу газ-нефть в скв. №№36Д и 273 соответственно.

ВНК для II' блока взят на отметке минус 1651м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. №67. Данная отметка подтверждается кровлей водонасыщенного горизонта в скв. №49.

В III блоке ГНК принят на отметке минус 1640,6м по подошве газонасыщенного пласта-коллектора в скв. №53. ВНК взят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. №16 на отметке минус 1655,4м.

III' блок. В этом блоке вскрыта скв. №59, где УВНК взят по подошве нефтенасыщенного коллектора и принят на отметке минус 1636,8м.

В блоке I высота нефтяной залежи с учетом принятого контакта равна 28,7м, высота газовой залежи – 5,1м.

Во II блоке высота нефтяной залежи составила 33,9м, газовой – 7,2м.

В III блоке высота нефтяной залежи – 10,2м, газовой – 20м, в III' блоке высота нефтяной залежи равна 25,4м.

В скв. №36Д водонасыщенный коллектор толщиной 13,9м принят как нефтенасыщенный. В скв. №56 водонасыщенные коллектора общей толщиной 1,4м приняты как нефтенасыщенные. В скв. №61 водонасыщенные коллектора общей толщиной 2,5м приняты как нефтенасыщенные (обводнившиеся в процессе разработки).

Продуктивный горизонт Ю-І вскрыт всеми пробуренными скважинами.

Горизонт выделен в рамках ПЗ 2021г по результатам сейморазведочных работ (2020г.), состоит из нескольких залежей, приуроченные приподнятым участкам структуры, разломами F₃, F₈ и F₁₂ разделяющие залежь на несколько блоков: I (газовый), II, II' и V (нефтяные).

I блок. В скв. №№3, 51, 61 и 62 по материалам ГИС выявлены газонасыщенные коллекторы и доказаны опробованием скв. №3 в инт.1775-1780м (-1647,9-1648,9м), где получены притоки газа с конденсатом дебитами 5 тыс. м³/сут и 90 л/сут на 1,8 мм штуцере, соответственно.

Эффективная газонасыщенная толщина колеблется от 0,7 (скв. №61) до 3,6м (скв. №51), песчанистость горизонта, в среднем, равна 0,2, количество пропластков – 3-4.

ГВК в блоке I принят на отметке минус 1655,7 по подошве газонасыщенного пласта-коллектора в скв. №51 и кровле водонасыщенного пласта-коллектора в скв. №3. Высота газовой залежи с учётом принятого контакта в блоке I равна 15,7 м.

II блок. Состоит из 2 сводов разделенный разрывным нарушением F₁₀. Первая зона район скв. №№66, 206: продуктивность доказана посредством ГИС материалов и испытанием в скв. №206 инт. 1781,2-1790м (-1644,9-1653,7м) с получением притока нефти с

дебитом 80,6м³/сут и воды 43,1м³/сут при 8мм штуцере. ВНК принять по прямому разделению нефть-вода в скв. №66 на отметке -1655м.

Вторая зона, район скв. №№36Д, 52, 56: продуктивность залежи доказана выявлением по материалам ГИС и опробования: в скв. №36Д при испытании инт.1773-1780м (-1641,9-1648,9м) получена нефть дебитом 39,36 м³/сут (обв.18%), в данном интервале проведены исследования PLT. ВНК принят на отметке минус 1650,4м по прямому контакту нефть плюс вода в скв. №36Д. Высота нефтяной залежи с учётом принятого контакта в блоке II равна 10,4 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует в пределах от 1,4м (скв. №52) до 7,5м (скв. №36Д), песчанистость горизонта в среднем равна 0,3, количество эффективных пропластков – 3-5.

Водонасыщенный коллектор толщиной 2,8м в скв. №56 принят как нефтенасыщенный, связанное с эксплуатацией скв. №36Д.

II' блок. В скв. №№38, 273 по материалам ГИС выявлены нефтенасыщенные коллекторы. Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует в пределах от 1,4м (скв. №52) до 7,5м (скв. №36Д), песчанистость горизонта в среднем равна 0,3, количество эффективных пропластков – 3-5.

Продуктивность блока доказана опробованием:

- в скв. №38 в открытом стволе (ИПТ) при испытании инт.1713,46-1780м (-1585,1-1651,6м) - (Ю-0-2 и Ю-1) получен приток газа с нефтью на 9 мм штуцере: дебит газа 55,6 тыс. м³/сут, дебит нефти 52,64 м³/сут;

ВНК принят условный, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. №273 на отметке -1655,6м.

V блок. В скв. №№15, 68 по материалам ГИС выявлены нефтенасыщенные коллектора, с мощностью 3,8 м по скв. №15 и 4,2м по скв. №68. Песчанистость горизонта в среднем равна 0,6, количество эффективных пропластков – 6-4.

Продуктивность блока доказана опробованием:

- в скв. №15 из инт. 1790-1794м (-1653,9-1657,9м) получен приток нефти дебитом до 6м³/сут., далее при совместном опробовании этого интервала с инт. 1795-1799м (-1658,9-1662,9м) получены притоки нефти и воды; затем при опробовании интервала 1781-1785м (-1644,8-1648,8м) получен приток жидкости;

- в новой пробуренной скв. №68 испытание произведено (25.10-02.11.2022г.) в интервале 1779-1786м, за 5 суток работы всего извлечено жидкость в объеме 77,4м³, нефти 4м³, воды 73,4м³;

УВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1656,5м. по подошве нефтенасыщенного пласта коллектора в скв. №15.

Продуктивность **горизонта Ю-II** выделяется в первые, выявлена по геолого-геофизическим и геолого-промышленным материалам и доказана опробованием скв. №67 в интервале 1844-1846м. За время испытания всего извлечено жидкости в объеме 106,2м³, из них объем конденсата и нефти составляет 21,8м³ и вода 83,61м³.

Горизонт состоит из нескольких сводов, разрывными нарушениями F₃, F₈ и F₁₂ разделяющих залежь на несколько блоков: I, II и II' (нефтяные).

I блок. Состоит из нескольких участков: окруженный зоной замещения: район скв. №62 по материалам ГИС выявлены нефтенасыщенные (6,4м) и водонасыщенные (3,4м) коллектора. Песчанистость в блоке составляет 0,7, расчлененность 6. УВНК принят на отметке -1709,4м по подошве нефтенасыщенного пласта коллектора в скв. 62.

Вторая зона, район скв. №57, по материалам ГИС выделены нефтенасыщенные (6,6м) и водонасыщенные коллектора (11,2м). Уровень ВНК принят условный, по подошве нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1689,1м.

II блок. Состоит из 2 сводов разделенных разрывным нарушением F₁₀. Первая зона район скв. №№66 и 67: продуктивность доказана по данным ГИС (газонефтяная залежь) и испытанием в скв. №67 инт. в интервале 1844-1846м. За время испытания всего извлечено жидкости в объеме 106,2м³, из них объем конденсата и нефти составляет 21,8м³, газа 281,3 м³ и вода 83,61м³.

ГНК принят на отметке минус 1704,7м по прямому разделению газ-нефть в скв. №66, подтверждается кровлей нефтенасыщенного пласта в скв. №67. ВНК взят по прямому разделению нефть-вода в скв. №67 на отметке минус 1708,7м.

Эффективная газонасыщенная толщина по скв. 66 составляет 6м, мощность нефтенасыщенного коллектора составляет 6,5м (скв. №66) и 4м (скв. №67), песчанистость горизонта, в среднем, равна 0,8, количество пропластков – 4.

Вторая зона в районе скв. №№38, 52 и 56, по материалам ГИС нефтенасыщенные коллектора выделяются в скв. №№52 и 56. ВНК принят условный, по подошве нефтенасыщенного коллектора на отметке -1679,7м (скв. №56).

II' блок. В рамках данной работы по горизонту Ю-II были включены геолого-геофизические материалы бурения эксплуатационной скв. 65. По материалам ГИС выявлены нефть 3,2м и вода в объеме 20м. Пласт не испытан. ВНК принят условный, по подошве нефтенасыщенного коллектора.

В III блоке продуктивность доказана выделением нефтенасыщенных коллекторов в скв. №16. Уровень ВНК принят условный, на отметке -1694,6м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

В III' блок продуктивность доказана выделением нефтенасыщенных коллекторов в скв. №59. Уровень ВНК принят условный, на отметке -1687,4м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Продуктивный горизонт Ю-III (терригенный) вскрыт всеми пробуренными скважинами, кроме скв. №№15, 48, 272, 280.

В блоке I в скв. №№15, 48 горизонт срезан выходом пород фундамента. Скв. №№4, 6, 31, 32, 37, 47, 60, 207, 339 - водоносные.

Общая толщина горизонта варьирует в пределах от 1,5 до 73,1м, общая эффективная толщина в пределах 0,8-56,5м, в том числе газонасыщенная толщина - 0,8-13м, нефтенасыщенная толщина - 0,7-20,8м, расчлененность горизонта - 1-17, среднее значение песчанистости - 0,6.

I блок. По материалам ГИС выделены в скв. №№3, 51, 61 - газонасыщенные, скв. №№36, 50, 58 - нефтенасыщенные, скв. №41 - нефтеводонасыщенный, скв. №47 - водонасыщенные коллектора, в скв. №№15, 48 прослеживается зона выхода фундамента.

Продуктивность блока доказана опробованием следующих скважин:

- в скв. №3 из инт.1853-1867 м на 10,1 мм штуцере дебит газа составил 232,06 м³/сут., конденсата - 32 м³/сут;
- в скв. №36 при испытании инт.1863,25-1871,7 м (2004г) в колонне получен приток газа – 70,66 тыс. м³/сут. при 7 мм штуцере, при опробовании в колонне интервала 1863-1870 м (14-24.10.13г) получено 76,8 м³/сут нефти с обводненностью 0,5% в данном интервале проведены исследования PLT;

- в скв. №50 (07-13.08.15г) из инт.1873-1885 м получены притоки нефти дебитом 15м³/сут и обводненностью 50%, в данном интервале проведены исследования PLT;

ГНК по залежи принят на отметке минус 1737,5м, соответствующий подошве газонасыщенного пласта-коллектора в скв. №3.

ВНК принят на отметке минус 1758м по прямому контакту нефть + вода, выявленные по материалам ГИС, в скв. №41.

I блок вскрыт скв. №45, где выделены нефтеводонасыщенные коллектора по материалам ГИС.

ВНК принят по прямому контакту нефть-вода на отметке минус 1752,2м по скв. №45.

II блок. По материалам ГИС выделены в скв. №№35, 36Д, 46, 52, 55, 56, - газонефтеводонасыщенные, скв. №206-нефтеводонасыщенные коллекторы.

Опробование проводилось:

- в скв. №35 при испытании в открытом стволе (ИПТ) в инт.1831,21-1868,9 м получен приток газа дебитом 176 тыс. м³/сут при 14 мм штуцере, при опробовании в колонне инт.1877-1882 м получен приток нефти дебитом 284м³/сут при 20 мм штуцере;

- в скв. №52 (24.09-03.10.15г) из инт.1877-1879 м, 1884-1887 м получены притоки нефти дебитом и обводненностью 22%, в данном интервале проведены исследования PLT;

- в скв. №55 (13.03-21.03.18г) из инт.1873-1880м извлечено жидкости в объеме 41,95 м³/сут, в т.ч. 30 м³/сут нефти и 10 м³/сут воды.

- в скв. №56 (01.08-04.08.18г) из инт.1870-1875м получен приток нефти (26 м³/сут) и воды (10,4 м³/сут);

- в скв. №57 (10.09-27.09.18г) из инт.1872,5-1879,5м получен приток нефти (25 м³/сут) и воды (126 м³/сут);

- в скв. №206 при испытании инт.1864,4-1896 м (ИПТ) с глубины 1869,2м получена проба сырой нефти (30%) и природного газа (70%), при опробовании в колонне инт.1886,8-1891 м получены притоки нефти и воды дебитами 44,8 м³/сут и 4,2 м³/сут, соответственно;

В блоке II ГНК принят по скв. №№35, 36Д, 46, 52, 56 по прямому контакту газ-нефть на отметке минус 1740м.

ВНК принят по прямому контакту в скв. №35 на отметке минус 1761,4м.

II' блок вскрыт скв. №№38, 49, 273, где выделены водонасыщенные коллектора по материалам ГИС. Опробование проводилось:

- в скв. №38 в интервале 1849,45-1910,5 м (ИПТ) получен приток газа дебитом 96 тыс. м³/сут, нефти – 21 м³/сут при 9 мм штуцере и в инт.1878-1884м при 6 мм штуцере получен приток нефти дебитом 33 м³/сут, в этом же интервале проведены исследования PLT;

- в скв. №46 (25.12.13-04.01.14г) из инт.1875-1882 м при 10 мм штуцере получена нефть дебитом 24 м³/сут с обводненностью 33%;

- в скв. №49 (28.02-15.03.15г) из инт.1876-1881м получены притоки нефти дебитом 6,3м³/сут и воды 1,6 м³/сут при 10 мм штуцере;

ВНК принят по прямому контакту нефть-вода на отметке минус 1761,4м в скв. №№38, 273. Высота залежи при принятом контакте составила 31,4м.

III блок вскрыт скв. №№16, 53, где были выделены нефтеводонасыщенные и водонасыщенные коллектора по материалам ГИС соответственно.

ВНК принят по прямому контакту нефть-вода на отметке минус 1769,1м в скв. №16.

III' блок вскрыт скв. №59, где были выделены нефтеводонасыщенные и водонасыщенные коллектора по материалам ГИС соответственно.

ВНК принят по аналогии с *II* и *II'* блоками на отметке минус 1761,4м.

ГНК и ВНК в *IV'* блоке приняты как средние значения отметок ГНК и ВНК *II* и *II'* блоков на отметке минус 1740м и минус 1761,4м соответственно.

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для определения характеристики толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности были использованы результаты промыслового-геофизических и гидродинамических исследований скважин, а также данные лабораторного изучения образцов керна.

Анализ результатов исследования керна. На месторождении в меловых, юрских и PZ-PR отложениях с отбором керна пробурено 22 скважин: 3 поисковые (№№3, 4, 6); 5 разведочных (№№15, 16, 31, 32, 207); 7 эксплуатационных (№№35, 36, 37, 47, 206, 280, 339); 7 оценочных (№№41, 45, 59, 60, 62, 67, 68).

Всего с отбором керна пройдено 1437,41 м, общий линейный вынос керна составляет 1115,23 м или 77,59% от проходки. Всего проанализировано 1641 образца, из них в пределах продуктивной толщи 1562 образца. Количество кондиционных образцов составляет 955 единиц (образцы с проницаемостью и пористостью выше граничных значений).

Меловые отложения охарактеризованы керном 8 скважин. Общая проходка с отбором керна составляет 299,1 м, вынос керна 220,7 м или 73,79%. По горизонтам (M-I, M-II-1-a, M-II-1-b, M-II-2) пройдено 153,98 м, вынесено 128,98 м керна (83,76% от проходки). В меловых отложениях всего проанализировано 139 образца керна, из них 121 образца приходятся на продуктивные горизонты, 60 образец является кондиционным.

Юрские отложения представлены керном 22 скважин. Пройдено 1010,92 м и вынесено 846,53 м, или 83,74% от проходки с отбором керна. В пределах горизонтов (Ю-0-1, Ю-0-2-a, Ю-0-2-b, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-III/, Ю-IV) проходка составила 891,16 м, вынос керна 753,33 м (84,53% от проходки). Количество проанализированных образцов в юрских

отложениях составляет 1461 образцов, в том числе 1400 образцов приходится на продуктивные горизонты, 895 образца – из которых являются кондиционными образцами.

В отложениях РZ-РR керн отобран в 15 скважинах. С отбором керна пробурено 127,39 м, вынос керна при этом составил 48 м (37,68%). Горизонт охарактеризован 41 образцами керна.

Вне продуктивных горизонтов проходка составляет 265,99 м, вынос керна 185,13 м, 69,6%. Проанализировано 79 образцов из 12 скважин (№№ 3, 4, 6, 15, 16, 35, 36, 41, 45, 47, 62, 67, 68).

Шлам извлечён и изучен в 24 скважинах: №№35, 36, 36Д, 37, 38, 41, 45, 46, 47, 48, 49, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 206, 207, 272, 273, 280, 339, определена оценка характера насыщения разбуриваемых горных пород, проведены макроописание шлама, процентное соотношение литологических разностей.

В таблице 2.2.1 приведена характеристика отбора керна по скважинам и количество исследованных образцов.

Таблица 2.2.1 – Характеристика отбора керна

№ скв.	Забой, м	Общая проходка с отбором керна		Всего проанализированных образцов	Количество образцов, приходящееся на продуктивные горизонты	Количество кондиционных образцов		
		Проходка, м	Вынос керна					
			м	%				
3	1905	140,7	98,5	70,01	35	30		
4	1955	128	67,9	53,05	51	44		
6	2065	93,2	54,4	58,37	32	30		
15	1947	86,5	68,5	79,19	24	22		
16	2050	119,9	69	57,55	50	50		
31	1967	118,1	55,7	47,16	-	-		
32	2105	124,6	105,5	84,67	-	-		
35	1932	92	85,45	92,88	165	162		
36	1904	93	91,8	98,71	186	178		
37	1936	46	41,8	90,87	106	106		
41	2200	14,96	10,34	69,12	33	26		
45	1982	42,39	39,88	94,08	159	157		
47	1945	31,66	31,66	100	153	123		
59	1975	30,2	30,2	100	59	59		
60	1930	27	27	100	40	40		
62	1909	45	38,56	85,69	76	73		
67	1954	30	28,5	95	30	26		
68	1900	30	30	100	91	85		
206	1945	85	84,7	99,65	191	191		
207	1948	15,7	14,89	94,84	65	65		
280	1856	19,5	18,45	94,62	41	41		
339	2009	24	22,5	93,75	54	54		
Всего по мест-ю:		1437,41	1115,23	77,59	1641	1560		
						955		

Весь комплекс стандартных исследований включал в себя определение открытой и полной пористости, минералогической и объемной плотности, проницаемости,

гранулометрического состава с определением карбонатности. Виды стандартных исследований и количество определений представлены в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2 – Виды исследований, проведенных на керне

Виды исследований	Всего	
	№ скважины	Количество
Макроописание пород, м	3, 4, 6, 15, 16, 31, 32, 35, 36, 37, 41, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 206, 207, 280, 339	1115,23
Литологическое описание пород, м	41, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 207, 280, 339	252,1
Результаты стандартного анализа керна	Полная пористость, образец	3, 4, 6, 15, 16
	Открытая пористость гориз./верт., образец	3, 4, 6, 15, 16, 35, 36, 37, 41, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 206, 207, 280, 339
	Проницаемость гориз./верт., образец	3, 4, 6, 15, 16, 35, 36, 37, 41, 45, 47, 59, 60, 62, 206, 207, 280, 339
	Объемная плотность, образец	3, 4, 6, 15, 16, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68
	Минералогическая плотность гориз./верт., образец	3, 4, 6, 15, 16, 35, 36, 37, 41, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 206, 207, 280, 339
	Карбонатность, образец	3, 4, 6, 15, 16, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68
	Гранулометрический состав, образец	3, 4, 6, 15, 16, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68
	Петрографическое исследование по шлифам, образец	59, 60, 62, 67, 68
	Естественная гамма-активность, м	35, 36, 37, 41, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 206, 207, 280, 339
	Фото среза керна в обычном свете, м	35, 36, 37, 41, 45, 47, 59, 60, 62, 67, 68, 206, 207, 280, 339
Состав породы по измерениям XRD, образец	36, 47, 59, 60, 62, 67, 68	153
Пористость и проницаемость под давлением, образец	№№47, 280	7
Параметр пористости, образец	№36, 37, 45, 47, 60, 62, 67, 68, 206, 280	114
Параметр насыщения, образец/определение	№36, 37, 45, 47, 60, 62, 67, 68, 206, 281	114/1242

Обоснование граничных значений проницаемости и пористости. Граничное значение проницаемости пород-коллекторов принято равным 1 мД – для терригенного и 0,1 мД – для карбонатных коллекторов по общепринятой классификации Г.И. Теодоровича.

Граничное значение пористости определялось как точка пересечения накопленных частот для пород с проницаемостью больше и меньше 1 мД. Накопленные частоты рассчитывались от суммарного количества определений для каждого класса пористости. Граничные значения для горизонтов были приняты равными: М-II – 13,3%; Ю-0 – 17,5%; Ю-I+II+III+IV – 14,5%; Ю-III/ – 7,2%.

Меловой горизонт М-II. В определении граничного значения для меловых отложений по данным керна участвует 101 образец, при этом образцы с проницаемостью меньше 1 мД составляют 41 образец, больше 1 мД – 60 образцов. Полученное граничное значение по керну равно 13,3% (рис. 2.2.1).

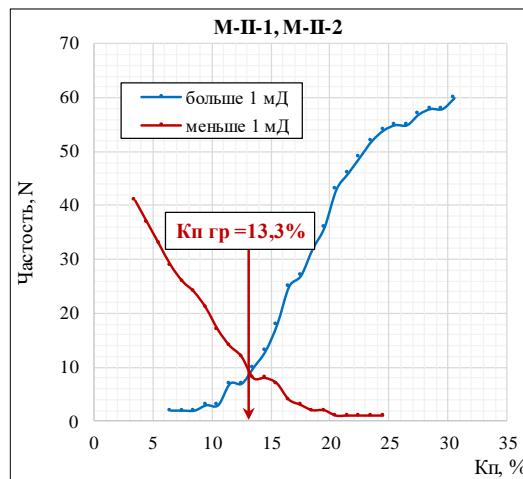


Рисунок 2.2.1 – Определение граничного значения пористости по данным керна (горизонт М-II)

Горизонт М-I не освещен анализами керна, поэтому граничное значение пористости принято по аналогии с горизонтом М-II равным 13,3%.

Юрские горизонты Ю-0-1, Ю-0-2. В определении граничного значения использованы 591 образца, при этом с проницаемостью меньше 1мД – 149 образца, с проницаемостью больше 1мД – 442 образцов. В результате построенных кумулятивных кривых полученное граничное значение пористости составило 17,5% (рис. 2.2.2).

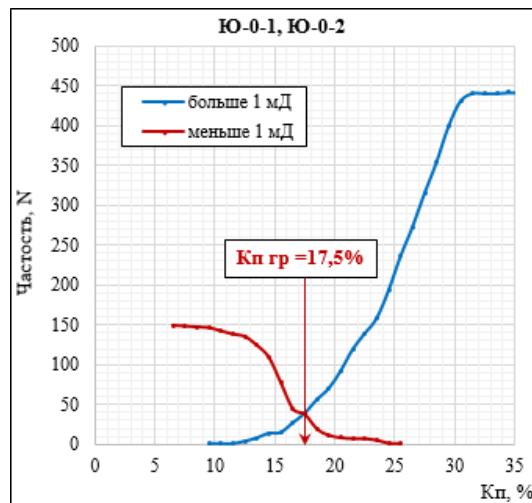


Рисунок 2.2.2 – Определение граничного значения пористости по данным керна (горизонты Ю-0-1, Ю-0-2)

Горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV. По пересечению интегральных кривых граничное значение пористости для горизонтов Ю-I, Ю-II (водоносный), Ю-III, Ю-IV (водоносный) по 119 образцам с проницаемостью меньше 1мД и по 457 образцам с проницаемостью больше 1мД составляет 14,5% (рис. 2.2.3).

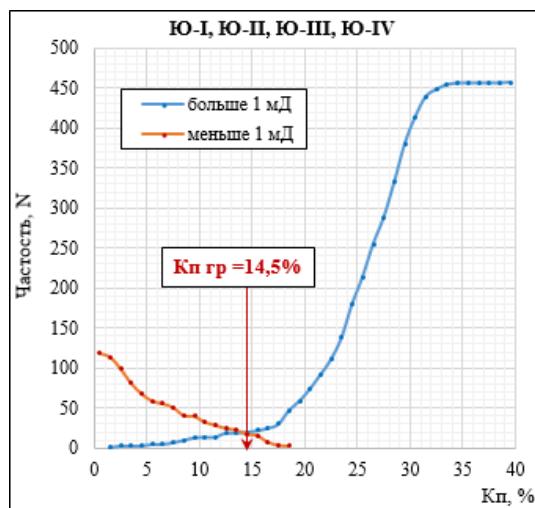


Рисунок 2.2.3 – Определение граничного значения пористости по данным керна (горизонт Ю-І, Ю-ІІ, Ю-ІІІ тер, Ю-ІV)

Горизонт Ю-ІІІ' (карбонатный). В определении граничного значения для данного горизонта использованы 30 образцов, при этом с проницаемостью меньше 0,1 мД – 26 образцов, с проницаемостью больше 0,1 мД – 4 образца. В результате построенных кумулятивных кривых полученное граничное значение пористости составило 7,2% (рис. 2.2.4).

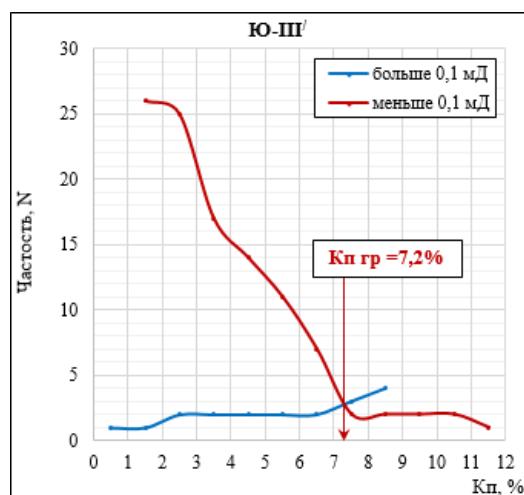


Рисунок 2.2.4 – Определение граничного значения пористости по данным керна (горизонт Ю-ІІІ')

Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости. Для построения зависимости $R_{\text{п}}=f(K_{\text{п}})$ использовались данные параметра пористости и коэффициента пористости по 29 образцам (скв. №36) отложений мела и 79 образцам (скв. №№37, 45, 47, 60, 62, 67, 68, 206, 280) отложений юры. Зависимости описываются уравнениями:

$$R_{\text{п}}=K_{\text{п}}-1,74 \quad R^2=0,99 \text{ – мел (рис. 2.2.5);}$$

$$R_{\text{п}}=K_{\text{п}}-1,93 \quad R^2=0,99 \text{ – юра (рис. 2.2.6).}$$

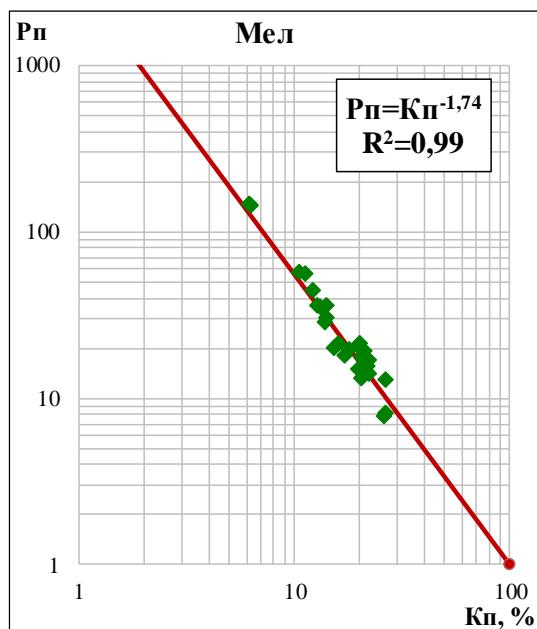


Рисунок 2.2.5 – Зависимость параметра пористости от пористости

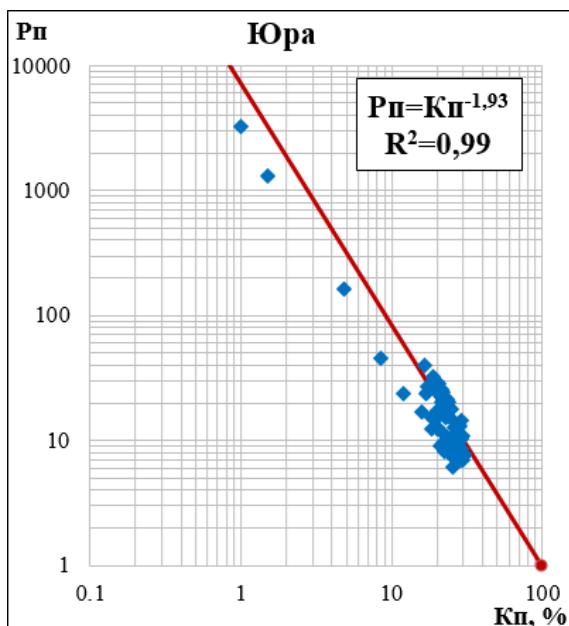


Рисунок 2.2.6 – Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для юрских отложений

Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности.

Зависимости $P_n=f(K_w)$ построены по данным 29 образцов (319 определений) отложений мела и 85 образцов (923 определений) отложений юры и описывается уравнением:

$$P_n = K_w - 1,96 \quad R^2 = 0,99 \text{ – мел (рис. 2.2.7);}$$

$$P_n = K_w - 1,97 \quad R^2 = 0,99 \text{ – юра (рис. 2.2.8).}$$

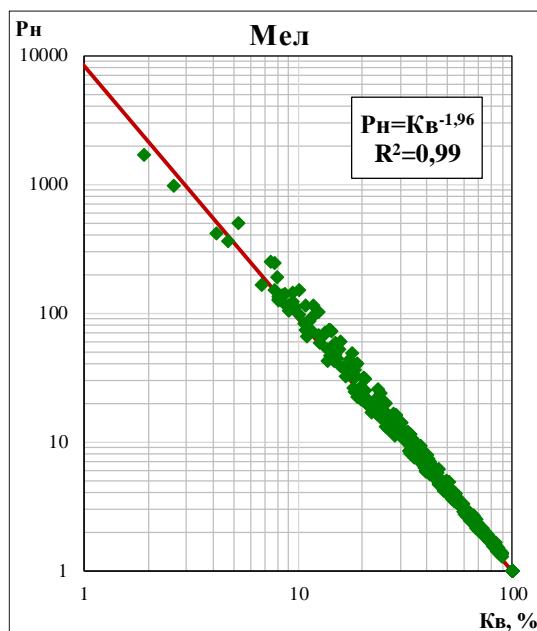


Рисунок 2.2.7 – Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для меловых отложений

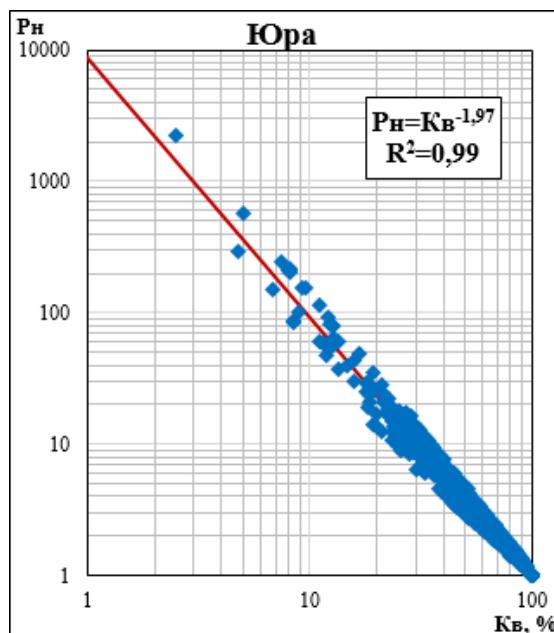


Рисунок 2.2.8 – Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для юрских отложений

Полученные зависимости $P_n=f(K_p)$, $P_n=f(K_v)$ использованы при определении нефтегазонасыщенности коллекторов.

Таким образом, по данным керна получены граничные значения проницаемости, пористости, глинистости, коэффициенты цементации « m » и насыщения « n » необходимые при интерпретации ГИС. Кроме того, получены по данным специисследований значения остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения нефти используемые для гидродинамических расчетов.

Результаты геофизических исследований скважин.

На дату составления данного отчета пробурены 7 новых скважин №№62, 63, 64, 65, 66, 67, 68. Общее количество пробуренных скважин на месторождении составляет 42 единиц. По новым скважинам выполнена интерпретация материалов ГИС.

Изучаемая продуктивная толща находится в интервале глубин 1580-2200 м. Технологические параметры глинистых ПЖ в разведочных и эксплуатационных скважинах одинаковые и характеризуются следующими величинами: плотность 1,1-1,18г/см³, вязкостью – 35-56 с, удельное сопротивление бурового раствора составляет от 0,15 до 1,04 Омм при 25°C. Максимальная температура, зафиксированная на забоях скважин, достигала 85-900С. Вскрытие разреза в старых скважинах, как отражено было в предыдущих отчетах проводились на глинистом буровом растворе. В новых скважинах вскрытие разреза осуществлялось на полимерном, глинистом растворе, и биополимере. Бурение скважин осуществлялось с номинальным диаметром 215,9 мм. В качестве добавок использовались крахмал, бишофит, УЩР, КССБ, КМЦ и др. В новых скважинах геофизические исследования проводились цифровой станцией «ДИАЛОГ», «КарCap-500».

В открытом стволе общие исследования выполнялись в два этапа. На первом этапе в промежуточном участке в интервале от 0 до 750 м проводился стандартный комплекс, на втором этапе от 750м до намеченного бурением забоя проводилась детальная запись ГИС. В открытом стволе скважин проведен следующий комплекс промыслово-геофизических исследований: ГК, НГК, НК, ПС, КВ, БК, БКЗ, ИК, ВИКИЗ, МБК, АК, ГГКп, ФЭФ, термометрия, инклинометрия. Также в процессе бурения выполнены геологотехнологические исследования с литологической привязкой шлама к разрезу и регистрации показаний по данным флуоресценции.

Для определения качества цементирования колонн проводился АКЦ, в модуль которого также входят методы ГК и ЛМ.

Интерпретация ГИС. Интерпретация геофизических исследований проводилась при помощи программного обеспечения “Interactive Petrophysics”. Осуществлялся контроль качества полученных геофизических материалов и внесение поправок за диаметр скважины, раствор, давление и температуру.

По данным материалов ГИС выполнена количественная и качественная интерпретация, в результате которой проведено литологическое расчленение разреза, выделены пласти-коллекторы, определены емкостные свойства пород, тип флюида, насыщающего пласти-коллекторы.

Определение объемной глинистости проводилось по методам ГК и ПС по двойному разностному параметру с использованием зависимости Ларионова В.В.

Для расчета пористости использовались методы ГГКп, НК, АК, при этом учитывалось наличие метода в скважине и качество записи.

Коэффициент нефтенасыщенности по данным ГИС рассчитывался по уравнению Арчи с использованием петрофизических зависимостей для мела: $R_p=K_p^{-1,74}$, $R_h=K_b^{-1,96}$ и для юры: $R_p=K_p^{-1,93}$, $R_h=K_b^{-1,97}$.

Выделение эффективных толщин проводилось с учетом граничных значений по пористости для отложения мела и юры: М-II – 13,3%; Ю-0 – 17,5%; Ю-I, Ю-II, Ю-III и Ю-IV – 14,5%, Ю-III/ и РZ-PR – 7,2%.

Граничные значения r_p и K_{hg} для мелового горизонта составили $r_{pgp}=2,1$ и $K_{hgp}=40\%$, для Ю-0 горизонта $r_{pgp}=1,8$ и $K_{hgp}=40\%$, для Ю-III горизонта $r_{pgp}=2,0$ и $K_{hgp}=40\%$.

В целом, материалы по выполненным геофизическим исследованиям хорошего качества, и позволяют получить количественные характеристики фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов.

В дальнейшем при проведении комплекса ГИС в открытом стволе скважин и изучении электрических свойств пород разреза, рекомендуется продолжить исследования при помощи многозондовой аппаратуры бокового или индукционного каротажа. В закрытом стволе скважин необходимо проведение промыслового-геофизических исследований по контролю за разработкой, направленных на определение остаточной нефтенасыщенности пластов-коллекторов, на определение качества цементажа и тех. состояние скважины, на определение профиля притока перфорированных пластов и изучения состава поступающего флюида, а также выявления возможных интервалов заколонных перетоков пластовой воды.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Характеристика толщин продуктивных горизонтов представлена в таблице 2.2.3; статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов представлены.

Таблица 2.2.3 – Характеристика толщин продуктивных горизонтов

Толщина	Наименование	Горизонт								
		M-I	M-II-1A	Ю-0-1 русловый	Ю-0-1 нерусловый	Ю-0-2A нерусловый	Ю-0-2Б русловый	Ю-0-2Б нерусловый	Ю-I	Ю-III
общая	Средняя, м	5,95	8,8	-	10,28	20,7	30,6	30	26,7	37,3
	Интервалы изменения, м	4,5-7,4	6,4-11,2	-	0,8-41,2	13-28,3	21,3-39,8	21,6-38,4	15,2-38,2	1,5-73,1
	Коэффициент вариации	0,65	0,56	-	1,21	1,07	0,37	0,47	0,2	0,81
газонасыщенная	Средняя, м	1,1	2,6	-	2,1	-	4	1,9	2,5	7
	Интервалы изменения, м	0,7-2	0,9-4,8	-	0,8-3,2	-	1,7-5,5	0,8-2,8	0,7-3,6	0,8-13
	Коэффициент вариации	0,31	0,4	-	0,49	-	0,4	0,39	0,51	0,54
нефтенасыщенная	Средняя, м	-	-	14,6	1,4	2,4	13,7	3,3	3,7	10,5
	Интервалы изменения, м	-	-	-	-	0,7-6,1	4,3-20,3	0,6-7,2	1,4-7,5	0,7-20,8
	Коэффициент вариации	-	-	0	0	0,73	0,5	0,56	0,55	0,67
водонасыщенная	Средняя, м	0,9	2,1	24	1,9	1,1	23,2	4,8	4,9	14
	Интервалы изменения, м	0,8-1	0,8-3,7	7-39,5	0,8-4,5	0,8-1,4	13,9-30,3	0,8-18,3	0,7-21,6	0,9-45,2
	Коэффициент вариации	0,11	0,56	0,58	0,67	0,4	0,3	0,94	0,98	0,81
эффективная	Средняя, м	1,1	2,6	27,7	1,93	2,3	16,75	10,3	5,6	20,1
	Интервалы изменения, м	0,7-2	0,8-4,8	13,5-39,5	0,8-4,5	0,7-6,1	3,2-30,3	0,9-19,7	0,9-21,6	0,8-56,5
	Коэффициент вариации	0,31	0,44	0,38	0,62	0,75	0,47	0,89	0,85	0,52

Таблица 2.2.4 - Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов

Горизонт	Кол-во скважин	Коэффициент песчанистости			Коэффициент расчлененности		
		Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения	Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения
М-I	22	0,18	0,43	0,11-0,44	1,2	0,32	1-2
М-II-1А	27	0,31	0,47	0,08-0,68	2	0,48	1-4
М-II-1Б	34	0,5	0,3	0,19-0,72	3	0,43	1-7
М-II-2	38	0,5	0,35	0,07-0,75	2,6	0,37	1-6
Ю-0-1 русловый	4	0,7	0,28	0,44-0,95	5,3	0,59	2-10
Ю-0-1 нерусловый	20	0,1	1,7	0,02-1	1,6	0,32	1-3
Ю-0-2А нерусловый	23	0,2	1,2	0,03-1	2,3	0,8	1-8
Ю-0-2Б русловый	6	0,7	0,46	0,15-0,93	2,8	0,37	1-7
Ю-0-2Б нерусловый	30	0,2	0,54	0,03-0,51	4,6	0,45	1-9
Ю-I	38	0,2	0,71	0,03-0,74	3,4	0,41	1-6
Ю-IIIк	7	0,4	0,1	0,3-0,44	2,8	0,3	2-4
Ю-III	34	0,7	0,6	0,1-1	5	0,46	1-17

Результаты оценки коллекторских свойств продуктивных отложений и их насыщенности, определенных по керну, по ГИС и по гидродинамическим исследованиям скважин приведены в таблице 2.2.5

Таблица 2.2.5 – Характеристика коллекторских свойств и насыщенности продуктивных горизонтов

Метод определения	Наименование	Проницаемость в нефтяной части, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Проницаемость в газовой части, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Пористость в нефтяной части, доли ед.	Пористость в газовой части, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8
М-I							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	21	-	21	-	21
	Количество определений	-	23	-	23	-	23
	Среднее значение	-	24,6	-	0,18	-	0,54
	Коэффициент вариации	-	0,67	-	0,13	-	0,10
	Интервал изменения	-	4,31-65,85	-	0,14-0,22	-	0,41-0,63
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
М-II-1 (А, Б)							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	2	-	2	-	-
	Количество определений	-	5	-	5	-	-
	Среднее значение	-	44,11	-	0,196	-	-
	Коэффициент вариации	-	1,512	-	0,234	-	-
	Интервал изменения	-	1,11-183,43	-	0,153-0,27	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	20	-	20	-	20
	Количество определений	-	40	-	45	-	40
	Среднее значение	-	43,29	-	0,20	-	0,52
	Коэффициент вариации	-	0,87	-	0,15	-	0,11
	Интервал изменения	-	6,05-158,44	-	0,14-0,26	-	0,41-0,64
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-0-1 русловый							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	-	2	-	-	-
	Количество определений	70	-	80	-	-	-
	Среднее значение	194,02	-	0,245	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,284	-	0,119	-	-	-
	Интервал изменения	5,98-1225	-	0,179-0,313	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	1	-	1	-	1	-
	Количество определений	1	-	1	-	1	-
	Среднее значение	142,99	-	0,26	-	0,60	-
	Коэффициент вариации	0	-	0	-	0	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-	-	-	-
	Количество определений	5	-	-	-	-	-
	Среднее значение	25,62	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,80	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	3,21-56,07	-	-	-	-	-
Ю-0-1 нерусловый							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	1	4	1	4	1	4
	Количество определений	1	7	1	7	1	7
	Среднее значение	101,9	168,8	0,25	0,26	0,55	0,55
	Коэффициент вариации	-	1,22	-	0,16	-	0,14
	Интервал изменения	-	34,6-608,8	-	0,22-0,34	-	0,46-0,65
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-0-2 русловый							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	1	1	-	-
	Количество определений	78	19	78	19	-	-
	Среднее значение	1029,38	597,39	0,295	0,282	-	-
	Коэффициент вариации	0,877	0,891	0,048	0,110	-	-
	Интервал изменения	3,08-5822	1,07-1968	0,255-0,317	0,192-0,318	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	3	4	3	4	3	4
	Количество определений	8	5	8	7	8	5
	Среднее значение	348,79	252,74	0,31	0,29	0,62	0,56
	Коэффициент вариации	0,23	0,59	0,04	0,14	0,08	0,11
	Интервал изменения	122,7-429,4	42,2-429,4	0,29-0,33	0,19-0,33	0,43-0,67	0,40-0,61
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	4	-	-	-	-	-
	Количество определений	49	-	-	-	-	-
	Среднее значение	257,06	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,24	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	13,19-1180	-	-	-	-	-
Ю-0-2 нерусловый							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	5	2	5	2	-	-
	Количество определений	26	20	27	22	-	-
	Среднее значение	206,638	148,07	0,244	0,254	-	-
	Коэффициент вариации	1,54	1,351	0,09	0,158	-	-
	Интервал изменения	1,178-1420	1,11-718	0,2-0,29	0,193-0,366	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	30	7	30	7	30	7
	Количество определений	83	11	121	14	83	11
	Среднее значение	116,64	186,2	0,24	0,27	0,50	0,55
	Коэффициент вариации	1,291	0,73	0,14	0,13	0,16	0,13
	Интервал изменения	18,9-940,1	48,5-477,1	0,18-0,35	0,22-0,33	0,41-0,70	0,45-0,66
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	11	-	-	-	-	-
	Количество определений	33	-	-	-	-	-
	Среднее значение	39,25	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,74	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,52-234,45	-	-	-	-	-
Ю-1							

1	2	3	4	5	6	7	8
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	1	3	1	-	-
	Количество определений	22	3	23	3	-	-
	Среднее значение	107,8	4,1	0,24	0,20	-	-
	Коэффициент вариации	0,953	0,742	0,18	0,066	-	-
	Интервал изменения	1,19-282	1,24-8,86	0,18-0,299	0,184-0,218	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	10	3	10	3	10	3
	Количество определений	14	5	22	5	14	5
	Среднее значение	171,9	196,16	0,27	0,28	0,51	0,54
	Коэффициент вариации	0,66	0,86	0,12	0,11	0,14	0,15
	Интервал изменения	72-455,5	51,3-465,7	0,20-0,33	0,23-0,32	0,41-0,67	0,45-0,65
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-	-	-	-
	Количество определений	3	-	-	-	-	-
	Среднее значение	23,265	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	23,26-23,27	-	-	-	-	-
Ю-II							
1	2	3	4	5	6	7	8
Лабораторные исследования керна	Количество скважин						
	Количество определений						
	Среднее значение						
	Коэффициент вариации						
	Интервал изменения						
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	10	1	10	1	10	1
	Количество определений	10	1	17	2	10	1
	Среднее значение	102,4	149,5	0,25	0,28	0,49	0,51
	Коэффициент вариации	0,262		0,111	0,0299	0,114	
	Интервал изменения	63,99-154,4	149,5	0,17-0,29	0,28-0,29	0,40-0,60	0,51
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин						
	Количество определений						
	Среднее значение						
	Коэффициент вариации						
	Интервал изменения						
Ю-III							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	3	2	3	-	-
	Количество определений	92	37	93	37	-	-
	Среднее значение	2993,23	5176,97	0,27	0,271	-	-
	Коэффициент вариации	2,99	0,992	0,145	0,134	-	-
	Интервал изменения	39-10000	18-15000	0,161-0,39	0,188-0,324	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	19	11	19	11	19	11
	Количество определений	54	33	55	33	54	33
	Среднее значение	786,3	1967,2	0,26	0,26	0,76	0,86
	Коэффициент вариации	1,20	1,04	0,16	0,14	0,13	0,05
	Интервал изменения	12-4714	52-7769	0,15-0,32	0,15-0,32	0,51-0,92	0,68-0,95
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	14	-	-	-	-	-
	Количество определений	75	-	-	-	-	-
	Среднее значение	2187,27	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,74	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	8,53-7544,52	-	-	-	-	-

Ниже приводятся литологические и емкостно-фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов.

Продуктивный горизонт M-I по макроописанию представлен песчаниками коричневыми, серыми, от мелко-, до крупнозернистыми, кварцево-полевошпатовыми, массивными, на карбонатном цементе.

Керн в данном горизонте не анализировался.

По данным промыслового-геофизических исследований пористость в газонасыщенных коллекторах изменяется от 0,14 до 0,22 доли ед., составляя в среднем 0,18 доли ед., газонасыщенность – от 0,41 до 0,63 доли ед., в среднем – 0,54 доли ед.

Гидродинамические исследования не проводились.

Продуктивный горизонт M-II-1 (A, B) литологически представлен коричнево-бежевыми, светло-серыми, серо-зелеными, средне-, мелкозернистыми песчаниками, мелкозернистыми песками; конгломератами бледно-серого, зелено-серого цветов, состоящего, в основном, из кварцевых зерен и разноцветных кварцевых обломков, с преобладанием крупных, переходящих в гравий.

По данным керна диапазон изменения пористости в газонасыщенных коллекторах по 5 кондиционным определениям скважин №№3, 36 составляет $0,153 \div 0,27$ доли ед., средняя пористость – 0,196 доли ед., газопроницаемость меняется в пределах от 1,11 до 183,43 мД, средняя проницаемость – 44,11 мД.

По данным промыслового-геофизических исследований скважин значение пористости в газовой части в среднем составляет 0,20 доли ед., и варьирует в диапазоне $0,14 \div 0,26$ доли ед. Газонасыщенность изменяется от 0,41 до 0,64 доли ед., средняя газонасыщенность коллекторов – 0,52 доли ед.

Гидродинамические исследования не проводились.

Продуктивный подгоризонт Ю-0-1. По макроописанию представлен песчаниками серыми, темно-серо-зелеными, голубовато-серыми, мелкозернистыми; алевролитами серо-зелеными, темно-серыми, серо-коричневыми, равнозернистыми.

В русловых отложениях горизонта пористость в нефтяной части по 80 образцам керна скважин №№37, 206 изменяется от 0,179 до 0,313 доли ед., в среднем составляет 0,245 доли ед.; проницаемость по 70 образцам изменяется в диапазоне $5,98 \div 1225$ мД, в среднем составляя 194,02 мД.

Пористость по данным ГИС равна 0,26 доли ед. Значение нефтенасыщенности равно 0,60 доли ед.

По 5 гидродинамическим исследованиям скважин интервал изменения проницаемости равен 3,21-56,07 мД, в среднем составляет 25,62 мД.

Нерусловые отложения горизонта (газовая часть) по промысловому-геофизическим исследованиям характеризуется эффективной пористостью от 0,22 до 0,34 доли ед., в

среднем составляя 0,26 доли ед., газонасыщенность – 0,46-0,65 доли ед., в среднем – 0,55 доли ед. Данные отложения не освещены кондиционными образцами керна.

Гидродинамические исследования не проводились. *Продуктивный подгоризонт Ю-0-2* представлен песчаниками серыми, светло-серыми, серо-зелеными, зелеными, разнозернистыми; алевролитами светло-серыми, грязно-зелеными, темно-сиреневыми, пестрыми, мелкозернистыми.

По лабораторному изучению образцов керна породы *горизонта в русловых отложениях* обладают следующими коллекторскими свойствами: диапазон изменения пористости в газовой части составляет $0,192 \div 0,318$ доли ед. в нефтяной – $0,255 \div 0,317$ доли ед., в среднем соответственно составляют 0,282 доли ед. и 0,295 доли ед., проницаемость в газовой части меняется от 1,07 до 1968 мД, в среднем составляет 597,39 мД, в нефтяной – меняется от 3,08 до 5822 доли ед., составляет в среднем 1029,38 доли ед.

Пористость по данным ГИС в газовой части залежи меняется от 0,19 до 0,33 доли ед., в среднем равна 0,29 доли ед., газонасыщенность меняется в диапазоне $0,40 \div 0,61$ доли ед., в среднем составляет 0,56 доли ед. Пористость в нефтяной части изменяется от 0,29 до 0,33 доли ед., составляя в среднем 0,31 доли ед. Среднее значение нефтенасыщенности по 8 определениям равно 0,62 доли ед.

По 49 гидродинамическим исследованиям проницаемость в среднем составляет 257,06 мД, меняясь в пределах 13,19-1180 мД.

По данным керна в *нерусловых отложениях* среднее значение пористости по 22 образцам в газовой части равно 0,254 доли ед. и 27 образцам в нефтяной – 0,244 доли ед., меняется в интервале соответственно 0,193-0,366 доли ед. и 0,2-0,29 доли ед. Проницаемость в газовой части в среднем составляет 148,07 мД, в нефтяной – 206,638 мД, диапазон изменения равен соответственно $1,11 \div 718$ мД и $1,178 \div 1420$ мД.

Пористость по данным ГИС в газовой части изменяется в интервале 0,23-0,33 доли ед., в нефтяной – 0,18-0,35 доли ед. соответственно. Среднее значение газонасыщенности составляет 0,55 доли ед., нефтенасыщенности – 0,51 доли ед.

По 33 определениям гидродинамических исследований среднее значение проницаемости равно 39,25 мД, изменяется от 0,52 до 234,45 мД.

Продуктивный горизонт Ю-1 представлен частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаник серый, зеленоватый, средне-мелкозернистый. Алевролит серый с зеленоватым оттенком, мелкозернистый, песчанистый, кварц-полевошпатовый, на глинистом цементе.

Пористость в газовой части залежи по 3 кондиционным определениям скв. №3 изменяется от 0,184 до 0,218 доли ед., составляя в среднем 0,20 доли ед., значение

коэффициента проницаемости изменяется от 1,24 до 8,86 мД, в среднем составляет 4,1 мД. В нефтяной части среднее значение пористости по 23 образцам равно 0,24 доли ед., меняется в интервале 0,18-0,299 доли ед. Проницаемость в среднем составляет 107,816 мД, меняется в диапазоне 1,19÷282 мД.

По результатам интерпретации данных ГИС пористость коллекторов в газовой части колеблется от 0,23 до 0,32 доли ед., среднее значение по горизонту 0,28 доли ед. Значение газонасыщенности в среднем равно 0,54 доли ед., изменяется в пределах 0,45-0,65 доли ед. Среднее значение пористости в нефтяной части равно 0,27 доли ед, среднее значение нефтенасыщенности – 0,53 доли ед.

По 3 гидродинамическим исследованиям скважин интервал изменения проницаемости равен 23,26-23,27 мД, в среднем составляет 23,265 мД.

Производственный горизонт Ю-III по макроописанию представлен светло-серыми, серыми, мелкозернистыми песчаниками, в отдельных скважинах с прослойями гравелитов. В скважинах №№35 и 36 встречается прослой конгломератного песчаника с большим количеством пиритовых наростов.

Пористость по данным керна в газовой части залежи изменяется в интервале 0,188-0,324 доли ед., в нефтяной – 0,161-0,39 доли ед., в среднем составляют 0,271 и 0,27 доли ед. соответственно. Коэффициент проницаемости в газовой части изменяется от 18 до 15000 мД, в среднем равен 5176,97 мД, в нефтяной – от 39 до 10000 мД, в среднем – 2993,23 мД.

Значение пористости по ГИС в газовой части разреза варьирует в интервале 0,15-0,32 доли ед., в среднем составляя 0,26 доли ед., в нефтяной – 0,15-0,32 доли ед., в среднем 0,26 доли ед. Значение газонасыщенности изменяется в интервале – 0,68-0,95 доли ед., в среднем – 0,86 доли ед., значение нефтенасыщенности варьирует в интервале – 0,53-0,92 доли ед., в среднем – 0,77 доли ед.

Среднее значение проницаемости по гидродинамическим исследованиям составляет 2187,27 мД, изменяется в интервале 8,53-7544,52 мД.

Таким образом, пористость по керну и по ГИС, как по меловым, так и по юрским продуктивным горизонтам, близки между собой, кроме горизонта Ю-І. При построении геолого-гидродинамической модели принятые данные по пористости и нефтенасыщенности, полученные в результате промыслового-геофизических исследований, так как данные по ГИС позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов, так как количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше чем по керну.

Значения проницаемости, определённые по керну, ГИС и гидродинамическим исследованиям несколько различаются. Проницаемость по керну в горизонте Ю-0-1

(русловый) и Ю-0-2, выше, чем проницаемость, полученная по гидродинамическим исследованиям скважин. По горизонту Ю-III проницаемость по гидродинамике и по керну близки между собой.

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

В таблице 2.2.6 приведены статистические ряды распределения проницаемости.

Таблица 2.2.6 – Сравнение статистических рядов распределения проницаемости пласта (горизонта)

Интервалы изменения	По данным ГИС							По данным лабораторного изучения керна								
	Число случаев							Интервалы изменения	Число случаев							
	M-I (газ)	M-II-1 (A, Б) (газ)	Ю-0-1 (русло)	Ю-0-1 (нерусло)	Ю-0-2 (русло) (газ/нефть)	Ю-0-2 (нерусло)	Ю-1 (газ/нефть)		M-II-1 (A, Б) (газ)	Ю-0-1 (русло) (нефть)	Ю-0-2 (русло) (газ/нефть)	Ю-0-2 (нерусло) (газ/нефть)	Ю-1 (газ/нефть)	Ю-III (газ/нефть)		
1-10	5	6	-	-	-	-	-	-	1--10	2	1	3/1	5/5	3/4	-	
10-100	1 5	3 2	-	5/-	3/-	5/ 55	3/5	/5	2/1 1	10-100	2	32	2/6	8/8	-9	1/1
100-200	-	2	1	1/ 1	1/3	1/ 17	1/6	1/ 5	4/1 1	100-200	1	17	-/4	1/7	-3	-4
200-300	-	-	-	-	-	4/ 8	-/1	-	1/2	200-300	-	5	4/5	1/1	-6	-7
300-400	-	-	-	-	-/3	-/2	-/1	-	2/9	300-400	-	6	-/4	2/1	-	2/7
400-500	-	-	-	-	1/2	1/-	1/1	-	1/3	400-500	-	1	-/6	2/1	-	-5
500-600	-	-	-	-	-	-	-	-	3/2	500-600	-	2	1/2	-1	-	1/5
600-700	-	-	-	1/-	-	-	-	-	3/2	600-700	-	2	1/3	-	-	-3
700-800	-	-	-	-	-	-	-	-	-/3	700-800	-	2	-/6	1/1	-	2/4
800-900	-	-	-	-	-	-	-	-	1/1	800-900	-	1	2/3	-	-	-2
900-1000	-	-	-	-	-	-/1	-	-	2/-	900- 1000	-	-	1/6	-	-	-3
1000-2000	-	-	-	-	-	-	-	-	8/4	1000- 2000	-	1	5/2 6	-1	-	9/9
2000-3000	-	-	-	-	-	-	-	-	2/5	2000- 3000	-	-	-/4	-	-	3/7
3000-4000	-	-	-	-	-	-	-	-	1/-	3000- 4000	-	-	-	-	-	2/11
4000-5000	-	-	-	-	-	-	-	-	-/1	4000- 5000	-	-	-/1	-	-	5/5
5000-6000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5000- 6000	-	-	-/1	-	-	1/2
6000-7000	-	-	-	-	-	-	-	-	1/-	6000- 7000	-	-	-	-	-	2/3
7000-8000	-	-	-	-	-	-	-	-	2/-	7000- 8000	-	-	-	-	-	-/1
9000- 10000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9000- 10000	-	-	-	-	-	1/1
10000<	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10000<	-	-	-	-	-	8/12

2.3 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

По мере изучения флюидальной системы результаты исследования прошли государственную экспертизу и утверждены в 2022г в рамках отчета

«Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области РК по состоянию на 02.01.21г.» (Протокол ГКЗ РК №2386-21-У от 07 декабря 2021г).

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

Для характеристики физико-химических свойств нефти в стандартных условиях были использованы 17 поверхностных проб из них по горизонту: Ю-0-1 (руслло) – 1 проба, Ю-0-2 (не русло) – 3 пробы, Ю-0-2 (руслло) – 1 проба, Ю-I – 2 пробы, Ю-II – 1 проба, Ю-III – 9 проб.

Для характеристики физико-химических свойств нефти в пластовых условиях были использованы 16 глубинных и 5 рекомбинированные пробы из них по горизонту: Ю-0-1 (руслло) – 1 глубинная проба, Ю-0-1 (не русло) – 1 рекомбинированная проба, Ю-0-2-б (руслло) – 2 глубинные и 1 рекомбинированная проба, Ю-0-2-а+б (не русло) – 1 глубинная проба, Ю-I – 1 рекомбинированная и 1 глубинная проба, Ю-II 1 рекомбинированная проба, Ю-III – 11 глубинных и 1 рекомбинированная проба.

Исследование компонентного состава растворенного газа охарактеризовано 25 пробами, отобранные из продуктивных горизонтов Ю-0-1 – 2 пробы, Ю-0-2 – 4 пробы, Ю-I – 1 проба, Ю-II – 1 проба; Ю-III – 16 проб.

Исследование компонентного состава свободного газа охарактеризовано 12 пробами, из них по горизонту: М-I – 1 проба, Ю-0 (Ю-0-2-б) – 2 пробы, Ю- I – 2 пробы, Ю-III – 6 проб, по 2 пробам из скв. №3 рассчитаны составы пластового газа.

Физико-химические свойства конденсата исследованы по 3 поверхностным пробам из скважины №3, характеризующие горизонт Ю-I (1 пробы) и Ю-III (2 пробы).

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

по аномальному отклонению от основного направления взаимосвязи параметров пластовой нефти. Были построены графики зависимости: давление насыщения - газосодержание (P_b -GOR), плотность пластовой нефти - газосодержание (ρ_r -GOR), объемный коэффициент - газосодержание (B_o -GOR), вязкость пластовой нефти – газосодержание (рис.2.3.1-2.3.6), по значениям, выходящим за пределы доверительного интервала, оцененного по стандартному отклонению от среднего значения.

2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях

По всем пробам проведено стандартное и дифференциальное разгазирование, в ходе которых были определены основные параметры пластовой нефти: давление насыщения, газосодержание, плотность и вязкость пластовой нефти, плотность сепарированной нефти, состав и свойства растворенного газа.

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

- ввиду их некачественного отбора по ряду причин, среди которых может быть и наличие двухфазного потока углеводородов на забое скважины (повышенная депрессия на пласт и т.д.) На рисунках 2.3.1-2.3.4 представлены зависимости параметров пластовой нефти по горизонтам.

Исследования пластовой нефти продуктивных горизонтов по годам представлены в таблице 2.3.1

Лабораторные PVT исследования проб пластовой нефти выполнялись в лабораториях ТОО «Пенкор», ТОО «CNEC» и ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» ныне ТОО «КМГ Инжиниринг».

Свойства пластовой нефти горизонта Ю-0-1 исследованы на основе двух проб (одна глубинная и одна рекомбинированная). По результатам сопоставления параметров наблюдаются отличия по ранее отобранный глубинной пробе из скважины №37 и новой рекомбинированной пробе из скважины №45. Причиной может быть, как расположение скважин, так и проведение исследования новой рекомбинированной пробы. Во-первых, скважина №37 расположена в русле №13 Южного купола, тогда как скважина №45 расположена на Северном куполе не в русловой залежи. Во-вторых, замеренные параметры

пластовой нефти по рекомбинированной пробе напрямую зависят от использованного для рекомбинации величины промыслового газового фактора и в случае новой пробы со скважины №45 мог привести к высокому значению газосодержания. Соответственно для достоверного представления характеристики залежи в районе скважины №45, в дальнейшем необходимо провести отбор глубинных проб пластовой нефти. На основе имеющихся данных в рамках настоящего отчета параметры пластовой нефти по горизонту Ю-0-1 представлены на уровне утвержденных в ПЗ-2021г. В дальнейшем для уточнения параметров пластовой нефти из обеих залежей рекомендуется отбор глубинных проб по новым скважинам, или по скважинам с пластовым давлением выше давления насыщения, согласно требованиям по контролю за процессом разработки, предусмотреть комплексный лабораторный анализ.

Свойства пластовой нефти горизонта Ю-0-2 исследованы на основе 4 глубинных проб и 1 рекомбинированной пробы. По результатам исследования наблюдается отличие в параметрах между пробой из скважины №49 (д.о. 02.11.2014г) и ранее отобранными пробами из скважины №36 (д.о. 2005г). В частности, замеренные величины газосодержания по двум глубинным пробам из скважины №36 являются высокими, по сравнению с пробой из скважины №49. Причиной этому, скорее всего, является неправильный отбор проб из скважины №36, так как в обоих образцах давление насыщения превышало пластовое давление. Соответственно, в пробах могло содержаться излишнее количество газа. Следует отметить, что до 2011г в данной скважине происходил прорыв газа из газовой шапки. На основе вышесказанных выводов, результаты исследования проб из скважины №36 были отбракованы. Рекомбинированная пробы из скважины №273 характеризуется высоким газосодержанием ($\Gamma_c=138,3 \text{ м}^3/\text{т}$). В данной работе это исследование не учитывается при усреднении подсчетных параметров, нами рекомендуется продолжать исследования флюидальной системы данного горизонта, путем отбора и дополнительных глубинных проб, согласно требованиям по контролю за процессом разработки, предусмотреть комплексный лабораторный анализ.

По горизонту Ю-1 отобрана 1 рекомбинированная пробы из скважины №56 и 1 глубинная пробы по скв.№ 68. Проба по скв.№ 68 отбракована по причине не корректных параметров, отбор пробы произвелся на 500 м выше интервала перфораций (1779-1786), флюид, отобранный выше забоя скважины скорее всего потерял близкие значения параметров пласта, это подтверждает низкие термобарические параметры температуры 61°C и давления насыщения 2,82 МПа при давлении пробы 11 МПа учитывая, что на горизонте Ю-1 присутствует газовая шапка. Так же судить о флюидальных

параметрах всего горизонта по одной рекомбинированной пробе нецелесообразно, поэтому нами предлагается оставить подсчетные параметры на уровне утвержденных в ПЗ-2021г.

По горизонту Ю-II впервые опробован пробой из скв№ 67 (25.11.2022). Данная скв. находится в блоке II где по схеме обоснования ВНК I-II показана газовая шапка, это говорит о том, что полученные параметры по пробе из скв№ 67 имеют высокую достоверность. Параметры для горизонта Ю-II следующие.

Давление насыщение 16,02 МПа при давлении исследования 18,82 МПа, Вязкость 0,28 mPa*s при температуре пласта 79 °C, плотность нефти 0,63 г/см3, газосодержание 210,22 м3/т, объемный коэффициент 1,55, пересчетный коэффициент 0,645.

По горизонту Ю-III свойства пластовой нефти изучены по 12 пробам.

По результатам исследований пробы из скважины №57 (д.о.11.11.2019г) характеризуется низкой величиной газосодержания и связанного с ним давления насыщения по сравнению с ранее отобранными пробами по горизонту. Причина аномальности в замеренных параметрах по пробе скорее всего, связаны с неправильным отбором проб, так как проба отобрана намного выше интервала перфорации (на 800 м выше). Соответственно состав пластовой смеси, отобранный намного выше интервала перфорации, будет иметь отличия по составу от пластовой нефти на глубине забоя скважин, что и отражается на результатах исследования пробы. Из-за аномальности параметров пластовой нефти, результаты исследования глубинной пробы из скважины №57 были отбракованы.

Таблица 2.3.1 – Изученность м/р Акшабулак Южный пробами пластовой нефти

Горизонты	Дата отбора проб			
	ПЗ-2022г		ПЗ-2023г	
	глуб.	рек.	глуб.	рек.
Ю-0-1 (русло)	1	-	1	-
Ю-0-1 (не русло)	-	1	-	1
Ю-0-2б (русло)	2	1	2	1
Ю-0-2а (не русло)	1	-	1	-
Ю-I	-	1	1	1
Ю-II	-	-	-	1
Ю-III	10	1	11	1
Всего	19 проб		21 проб	

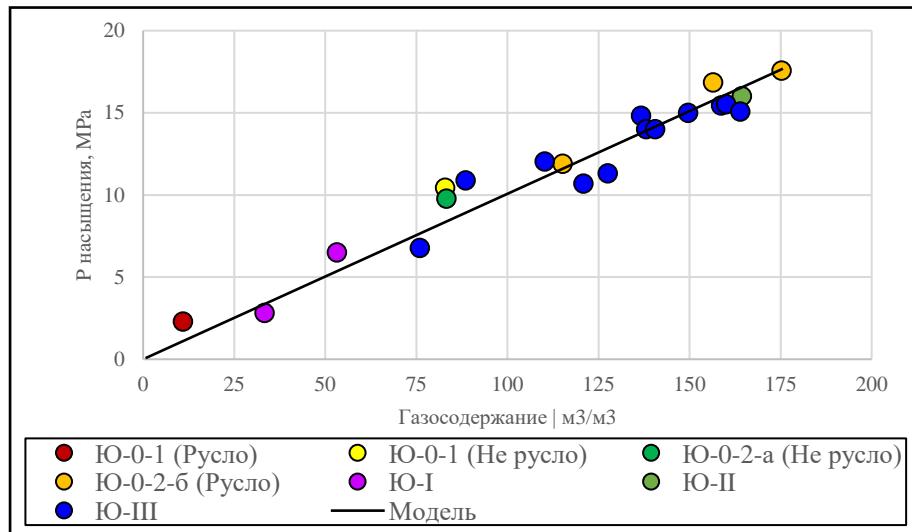


Рисунок 2.3.1 – Давления насыщения от газосодержания

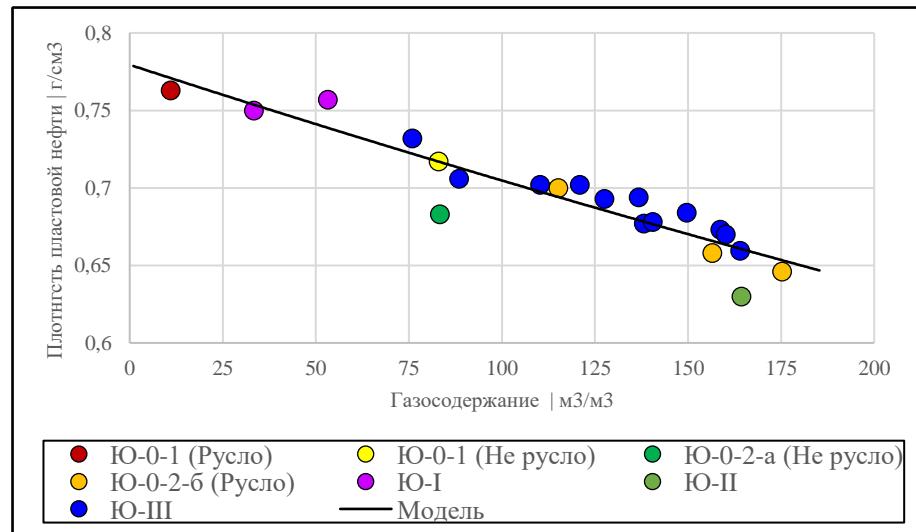


Рисунок 2.3.2 – Плотность пластовой нефти от газосодержания

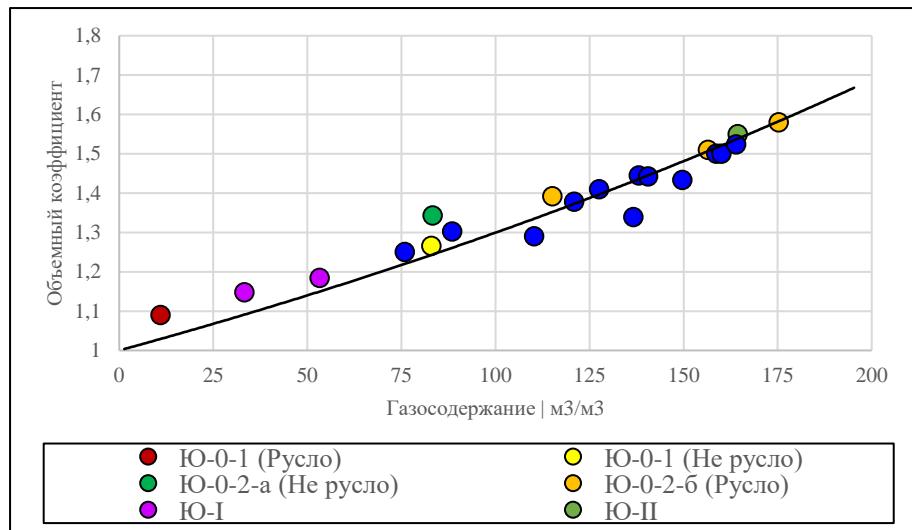


Рисунок 2.3.3 – Объемный коэффициент от газосодержания

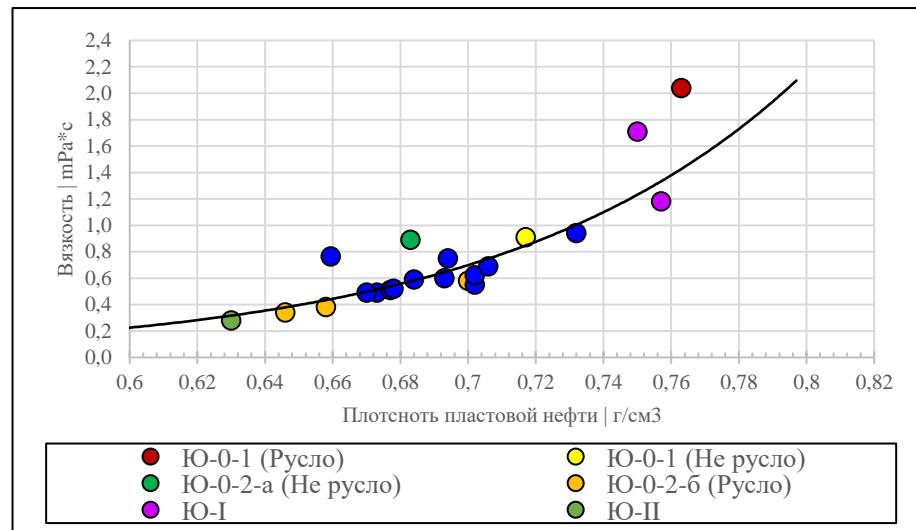


Рисунок 2.3.4 – Вязкость от плотности пластовой нефти

Для представления термобарических характеристик продуктивных горизонтов построены зависимости изменения пластового давления и температуры от глубины залегания по данным опробования скважин, глубинных проб и ГДИС-исследований (рисунки 2.3.5-2.3.6). По результатам сопоставления данных можно установить, что в целом по разным видам замера пластовое давление по отдельным горизонтам изменяется в близких значениях (рисунок 2.3.5). По последним данным ГДИС по горизонтам Ю-0-1 и Ю-III снижение пластового давления ниже давления насыщения не установлено. По горизонту Ю-0-2 по скважинам, расположенным на русле, в последних годах наблюдается снижение пластового давления ниже давление насыщения.

По замерам пластовой температуры не наблюдается разброс данных, геотермический градиент принят на уровне $2^{\circ}\text{C}/100 \text{ м}$ (рисунок 2.3.6).

На основе замеров пластового давления и температуры при опробовании, проведены тренды изменений давления и температуры с глубиной залегания. Для оценки значений пластовых термобарических условий в зависимости от абсолютной отметки выведены уравнения, по которым рассчитаны начальные Рпл и тпл по горизонтам

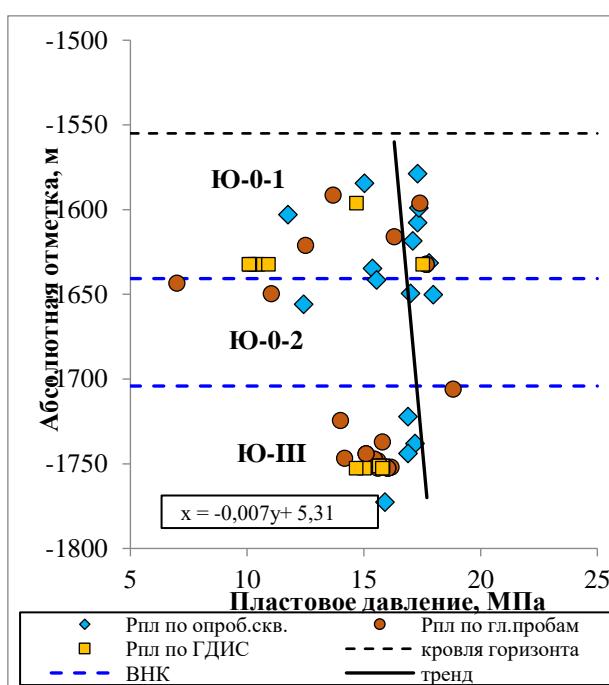


Рисунок 2.3.5 – Изменения пластовой температуры с глубиной залегания

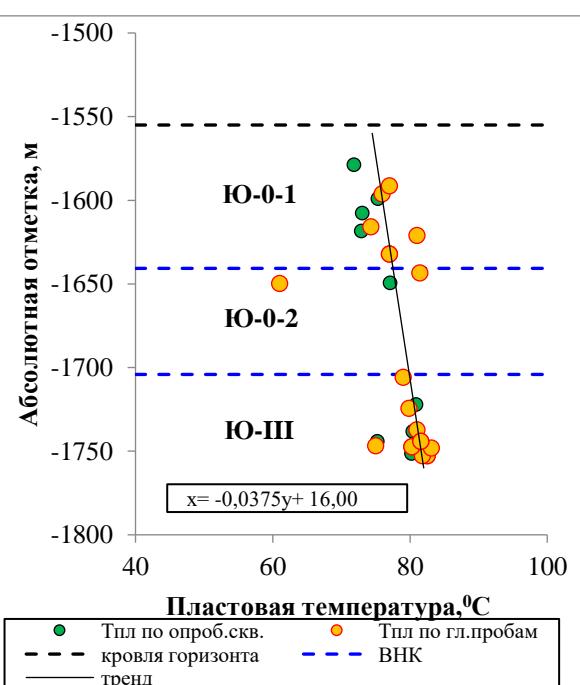


Рисунок 2.3.6 – Изменения пластового давления с глубиной залегания

Таблица 2.3.2 – Состав и свойства нефти в пластовых условиях

№ п/п	Ю-0-1 (русло)				Ю-0-1 (не русло)				Ю-0-2-а (не русло)				Ю-0-2-б (русло)								
	количество исследованных		диапазон изменения	среднее значение	количество исследованных		диапазон изменения	среднее значение	количество исследованных		диапазон изменения	среднее значение	количество исследованных		диапазон изменения	среднее значение					
	скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб							
Нефть	Пластовая температура исследования °C	1	1	-	-	75.9	1	1	-	-	77	1	1	-	-	74.3	1	1	-	-	81
	Давление исследования МПа	1	1	-	-	17.4	1	1	-	-	13.7	1	1	-	-	16.3	1	1	-	-	12.5
	Давление насыщения газом МПа	1	1	-	-	2.3	1	1	-	-	10.4	1	1	-	-	9.8	1	1	-	-	11.9
	Газосодержание м³/т	1	1	-	-	13.7	1	1	-	-	102.19	1	1	-	-	100.8	1	1	-	-	138.3
	Плотность пластовой нефти г/см³	1	1	-	-	0.763	1	1	-	-	0.717	1	1	-	-	0.683	1	1	-	-	0.7
	Динамическая вязкость мПа*c	1	1	-	-	2.04	1	1	-	-	0.91	1	1	-	-	0.89	1	1	-	-	0.58
	Объемный коэффициент	1	1	-	-	1.09	1	1	-	-	1.266	1	1	-	-	1.343	1	1	-	-	1.392

Продолжение таблицы 2.3.2.

№ п/п	Ю-І				Ю-ІІ				Ю-ІІІ							
	количество исследованных		диапазон изменения	среднее значение	количество исследованных		диапазон изменения	среднее значение	количество исследованных		диапазон изменения	среднее значение				
	скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб						
Нефть	Пластовая температура исследования °C	1	1	-	-	81.4	1	1	-	-	79	7	11	79.9	83.1	81.48
	Давление исследования МПа	1	1	-	-	7	1	1	-	-	18.8	7	11	14.0	16.2	15.49
	Давление насыщения газом МПа	1	1	-	-	6.5	1	1	-	-	16	7	11	10.7	15.5	13.53
	Газосодержание м³/т	1	1	-	-	64.1	1	1	-	-	210.2	7	11	107.0	199.8	166.52
	Плотность пластовой нефти г/см³	1	1	-	-	0.757	1	1	-	-	0.63	7	11	0.659	0.706	0.685
	Динамическая вязкость мПа*c	1	1	-	-	1.2	1	1	-	-	0.28	7	11	0.5	0.8	0.60
	Объемный коэффициент	1	1	-	-	1.184	1	1	-	-	1.55	7	11	1.290	1.524	1.41

2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

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

Физико-химические свойства нефти в поверхностных изучены по результатам анализа 17 проб.

Горизонт Ю-0-1 (не русло). Плотность нефти в поверхностных условиях равна 0,816 г/см³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C – 7,8 мм²/с, при 50°C – 3,2 мм²/с. Содержание парафина составляет 4,1 масс%. Содержание серы составляет 0,07 масс%. Содержание смол и асфальтенов равно 8,7 и 0,5 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 51,0%.

Горизонт Ю-0-2 (не русло). Средняя плотность нефти составляет 0,822 г/см³. Кинематическая вязкость при 20°C в среднем равна 9,7 мм²/с, при 50°C 3,5 мм²/с. Средние содержание парафина составляет 8,6 масс%. Содержание серы колеблется от 0,04 до 0,18 масс%, в среднем составляя 0,13 масс%. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно 7,2 и 0,3 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, в среднем равно 42,5%.

Горизонт Ю-0-2 (руслу).

Первое исследование по данному руслу было проведено по скважине №273 в 2021г. Полученная нефть характеризуется как легкая – 0,833 г/см³. Кинематическая вязкость при 20°C равна 16,2 мм²/с, при 50°C – 5,0 мм²/с. Содержание парафина составляет 4,3 масс%. Содержание серы составляет 0,08 масс%. Содержание смол и асфальтенов равно 9,9 и 0,52 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, равно 35,0%.

В дальнейшем необходимо продолжить отбор и исследования поверхностных проб для подтверждения и прослеживания изменения свойств по данному руслу.

Горизонт Ю-I.

Впервые горизонт был изучен пробой из скважины № 56 и 61. Полученная нефть характеризуется как легкая – 0,825 г/см³. Кинематическая вязкость при 20°C равна 11,09 мм²/с, при 50°C – 4 мм²/с. Содержание парафина составляет 3,8 масс%. Содержание серы составляет 0,08 масс%. Содержание смол и асфальтенов равно 10,17 и 0,22 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, равно 43%.

В дальнейшем необходимо продолжить отбор и исследования поверхностных проб для подтверждения и прослеживания изменения свойств по данному горизонту.

Горизонт Ю-II. Данный горизонт в первые исследован в 2022г пробой из скв№ 67. Плотность нефти составляет 0,784 г/см³. Кинематическая вязкость при 20°C в среднем равна 2,45 мм²/с, при 50°C – 1,51 мм²/с. Содержание парафина составляет 3,4 масс%. Содержание серы составляет 0,01 масс%. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно 7,8 и 0,08 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, в среднем равно 57%. Так в дальнейшем необходимо продолжить отбор проб для подтверждения и прослеживания параметров горизонта.

Горизонт Ю-III. Средняя плотность нефти составляет 0,815 г/см³. Кинематическая вязкость при 20°C в среднем равна 6,7 мм²/с, при 50°C – 3,2 мм²/с. Средние содержание парафина составляет 4,4 масс%. Содержание серы в среднем составляет 0,1 масс%. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно 9,4 и 0,6 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, в среднем равно 47,6%.

Класс нефти. По содержанию серы нефти всех продуктивных горизонтов относятся к 1 классу с концентрацией 0,04-0,18 %масс и являются как малосернистыми.

Тип нефти по плотности. По показателю плотности нефти юрских продуктивных горизонтов относятся к особо легкой нефти. Среднее значение по горизонтам изменяется в пределах 0,804-0,833 г/см³ (тип 0).

Группа нефти определялась на основании трех параметров - содержания воды, хлористых солей и механических примесей в пробах. По имеющимся анализам, нефть относятся к первой группе.

По содержанию парафина нефти всех продуктивных горизонтов являются малопарафинистыми и высокопарафинистыми. Среднее значение парафина по горизонтам колеблется в пределах 1,3-10,4% масс.

По содержанию смол нефти всех продуктивных горизонтов относятся к малосмолистым. Среднее значение содержание смол по горизонтам в пределах 3,2-12,9% масс.

В целом по КР СТ 1347-2005 (ГОСТ Р 51858-2002, МОД) удовлетворяющие стандарту нефти месторождения Акшабулак Южный обозначаются как 1.0.1.

Таблица 2.3.3 – Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.

№ п/п	Ю-0-1 (не русло)				Ю-0-2-а (не русло)				Ю-0-2-б (не русло)				Ю-0-2 (русло)								
	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение					
	скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб							
Плотность при 20 °C г/см ³	1	1	-	-	0.816	1	1	-	-	0.826	2	2	0.820	0.821	0.821	1	1	-	-	0.833	
Кинематическая вязкость при 20 °C, мПа×с	1	1	-	-	7.9	1	1	-	-	14.0	2	2	7.2	7.9	7.5	1	1	-	-	16.2	
вязкость при 50 °C, мПа×с	1	1	-	-	3.2	1	1	-	-	3.5	2	2	-	-	-	1	1	-	-	5.0	
Температура застывания парафина °C	1	1	-	-	6.0	1	1	-	-	18.0	2	2	-	-	-14.0	1	1	-	-	6.0	
Температура плавления парафина °C	1	1	-	-	55.6	1	1	-	-	55.6	2	2	-	-	-	1	1	-	-	53.2	
Массовое содержание, %	Смол силикагелевых	1	1	-	-	8.7	1	1	-	-	12.9	2	2	3.2	5.6	4.4	1	1	-	-	9.9
	Асфальтенов	1	1	-	-	0.5	1	1	-	-	-	2	2	0.1	0.6	0.3	1	1	-	-	0.5
	Сера	1	1	-	-	0.1	1	1	-	-	0.04	2	2	-	-	0.2	1	1	-	-	0.1
	Парафинов	1	1	-	-	4.1	1	1	-	-	6.5	2	2	8.7	10.4	9.6	1	1	-	-	4.4
Объемный выход фракций, %	Нач. кипения, °C	1	1	-	-	60.0	1	1	-	-	100.0	2	2	51.0	65.0	58.0	1	1	-	-	80.0
	до 100 °C	1	1	-	-	7.0	1	1	-	-	-	2	2	3.0	5.0	4.0	1	1	-	-	2.0
	до 150 °C	1	1	-	-	20.0	1	1	-	-	9.0	2	2	14.0	16.0	15.0	1	1	-	-	8.0
	до 200 °C	1	1	-	-	31.0	1	1	-	-	15.0	2	2	33.0	35.0	34.0	1	1	-	-	17.0
	до 300 °C	1	1	-	-	51.0	1	1	-	-	33.0	2	2	-	-	52.0	1	1	-	-	35.0

Продолжение таблицы 2.3.2.

№ п/п	Ю-І				Ю-ІІ				Ю-ІІІ							
	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение				
	скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб						
Плотность при 20 °C г/см ³	2	2	0.818	0.832	0.816	1	1	-	-	0.825	7	9	0.804	0.823	0.815	
Кинематическая вязкость при 20 °C, мПа×с	2	2	7.8	14.4	11.1	1	1	-	-	2.5	7	9	3.4	9.5	6.7	
при 50 °C, мПа×с	2	2	3.3	4.7	4.0	1	1	-	-	1.5	7	9	2.6	3.7	3.2	
Температура застывания парафина °C	2	2	12.0	-33.0	-10.5	1	1	-	-	-42.0	7	9	-20.0	18.0	-1.0	
Температура плавления парафина °C	2	2	53.4	54.0	53.7	1	1	-	-	53.4	7	9	52.8	57.0	54.5	
Массовое содержание, %	Смол силикагелевых	2	2	8.7	11.6	10.2	1	1	-	-	7.8	7	9	6.7	11.8	9.4
	Асфальтенов	2	2	0.1	0.3	0.2	1	1	-	-	0.1	7	9	0.3	0.8	0.6
	Сера	2	2	-	-	0.1	1	1	-	-	0.01	7	9	-	-	0.1
	Парафинов	2	2	3.3	4.3	3.8	1	1	-	-	3.4	7	9	1.3	7.2	4.4
Объемный выход фракций, %	Нач. кипения, °C	2	2	-	-	50.0	1	1	-	-	40.0	7	9	50.0	75.0	64.4
	до 100 °C	2	2	5.0	6.0	5.5	1	1	-	-	15.0	7	9	2.0	8.0	4.8
	до 150 °C	2	2	16.0	17.0	16.5	1	1	-	-	35.0	7	9	11.0	20.0	16.2
	до 200 °C	2	2	24.0	28.0	26.0	1	1	-	-	44.0	7	9	21.0	34.0	26.4
	до 300 °C	2	2	41.0	45.0	43.0	1	1	-	-	57.0	7	9	41.0	59.0	47.6

Компонентный состав и свойства газа.

Компонентный состав газа после однократного разгазирования охарактеризован 26 пробами. Результаты лабораторных исследований газа после однократного разгазирования по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.3.

Продуктивный горизонт Ю-0-1 охарактеризован 2 пробами растворенного газа. Содержание метана в среднем – 54,8%. Содержание C₂+высшие <25% (40,3%), газ характеризуется как высокожирный (по А.Г Дурмишьяну и И.С Старобинцу). Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 2,0 и 0,1%, соответственно. Относительная плотность газа по воздуху составляет 1,038 доли ед.

По углеводородному составу 5 проб из скв № 36, 49, 63, 273, растворенный газ продуктивного горизонта Ю-0-2 классифицируется как высокожирный, т. к. содержание C₂+высшие <25% (39,31%), содержание метана в среднем 58,6%. Из неуглеводородных компонентов присутствует углекислый газ 0,05% и азот 0,9%, и является низкоуглекислым, низкоазотным. Относительная плотность газа по воздуху в среднем составляет 0,958.

По горизонту Ю-I исследованы 2 пробы из скважины №56 и 68. По углеводородному составу растворенный газ классифицируется как высокожирный, т. к. содержание C₂+высшие <25% (52,61%), содержание метана 46,55%. Из неуглеводородных компонентов присутствует углекислый газ 0,02% и азот 0,78%, и является низкоуглекислым, низкоазотным. Относительная плотность газа по воздуху в среднем составляет 1,185

По горизонту Ю-II исследована 1 проба из скважины №67. По углеводородному составу растворенный газ классифицируется как высокожирный, т. к. содержание C₂+высшие <25% (29,78 %), содержание метана 68,72%. Из неуглеводородных компонентов присутствует углекислый газ 0,06% и азот 1,44%, и является низкоуглекислым, низкоазотным. Относительная плотность газа по воздуху в среднем составляет 0,855.

По горизонту Ю-III изучены 16 проб растворенного газа. Средние значения содержания углеводородных компонентов по горизонту составляют: метана – 64,9%, этана – 12,7%, пропана – 10,7%. Содержание C₂+высшие >25% (33,3%), газ характеризуется как высокожирный. Из неуглеводородных компонентов присутствует углекислый газ и азот – 0,1 и 1,6%, соответственно. Газ характеризуется как низкоуглекислый и низкоазотный. Относительная плотность газа по воздуху – 0,903 доли ед.

Компонентный состав и свойства свободного газа представлены 12 пробами, из них по горизонту: М-I – 1 проба, Ю-0 (Ю-0-2-б) – 2 пробы, Ю-I – 1 проба, Ю-III – 6 проб, по 2 пробам из скважины №3 рассчитаны составы пластового газа.

Компонентный состав газа и расчетные параметры представлены в таблице 2.3.4.

Для исследования газового горизонта М-I была проведена работа по отбору газа сепарации и сырого конденсата через передвижной тестовой сепаратор «ОЗНА» на устье скважины 36Д (инт.1584-1588м). Но при процессе работы установлено, что на выходе сепаратора был чистый газ без жидкости.

По горизонту Ю-0 (Ю-0-2-б) было отобрано 2 пробы из скважины №3 (инт. 1757-1767м).

Средние значения содержания углеводородных компонентов по горизонту составляют: метана – 89,1%, этана – 5,7%, пропана – 3,4%. Содержание C2+высшие <15% (10,6%), газ характеризуется как полужирный. Из неуглеводородных компонентов присутствует углекислый газ и азот – 0,02 и 0,02%, соответственно. Газ характеризуется как низкоуглекислый и низкоазотный. Относительная плотность газа по воздуху – 0,724 доли ед.

Горизонт Ю-III освещен 6 пробами из скважин №3 (1853-1867м) и 36 (инт.1863-1871м).

Средние значения содержания углеводородных компонентов по горизонту составляют: метана – 84,3%, этана – 8,0%, пропана – 3,7%. Содержание C2+высшие <15% (12,9%), газ характеризуется как полужирный. Из неуглеводородных компонентов присутствует углекислый газ и азот – 0,3 и 1,6%, соответственно. Газ характеризуется как низкоуглекислый и низкоазотный. Относительная плотность газа по воздуху – 0,726 доли ед.

Также были рассчитаны составы пластового газа на основе двух проб из скважины №3 по горизонту Ю-III. По результатам расчета потенциальное содержание конденсата в среднем составило 156 г/м³.

Состав и свойства конденсата.

Физико-химический анализ сделан по 3 пробам конденсата (табл. 2.3.4).

Содержание серы в конденсатах замерено в диапазоне 0,13-0,15масс%, конденсаты классифицируются как малосернистые, принадлежат первому классу.

Плотность конденсата зафиксировано в диапазоне 0,705-0,756 г/см³.

Конденсат по нефтяной классификации относится к типу 0 «особо легкие нефти».

Содержания воды, хлористых солей и механических примесей в имеющихся пробах не определены. Содержание парафинов принимается в пределах 3,7-4,1 масс%, конденсат является парафинистой.

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав и свойства газа после однократного разгазирования

Наименование	Ю-0-1 (не русло)		Ю-0-2 (не русло)		Ю-0-2 (русло)		Ю-1		Ю-II		Ю-III		
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	
	выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть		
Компонент	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%
Сероводород	0.0	-	-	0.0	-	-	0.0	-	-	0.0	-	-	0.0
Углекислый газ	0.2	-	-	0.0	-	-	0.1	-	-	0.0	-	-	0.2
Азот+редкие	4.7	-	-	2.5	-	-	0.4	-	-	0.8	-	-	1.4
метан	54.8	-	-	61.6	-	-	49.7	-	-	46.6	-	-	68.7
этан	9.4	-	-	12.8	-	-	20.0	-	-	17.7	-	-	10.8
пропан	13.2	-	-	12.0	-	-	18.4	-	-	19.7	-	-	7.7
изобутан	4.9	-	-	2.3	-	-	3.0	-	-	3.8	-	-	1.7
н. бутан	7.9	-	-	4.9	-	-	5.0	-	-	7.5	-	-	4.3
изопентан	2.1	-	-	1.4	-	-	0.9	-	-	1.7	-	-	2.1
н. пентан	2.1	-	-	1.5	-	-	0.7	-	-	1.7	-	-	2.5
гексаны	0.6	-	-	0.6	-	-	0.1	-	-	0.4	-	-	0.6
гептаны	0.2	-	-	0.3	-	-	1.9	-	-	0.2	-	-	0.1
остаток (C ₈ +высшие)	0.1	-	-	0.1	-	-	0.0	-	-	0.0	-	-	0.0
Сумма	-100.0	0.0	0.0	-100.0	0.0	0.0	-100.0	0.0	0.0	-100.0	0.0	0.0	-100.1
Свойства газа													
Плотность газа, кг/м ³	0.862			0.772			0.864			0.907			0.735
Плотность газа относительная (по воздуху)	1.038			0.930			1.041			1.093			0.885
													0.903

Таблица 2.3.4 – Компонентный состав и свойства свободного газа

Наименование	М-I			Ю-0-2			Ю-1			Ю-III			Рассчитанные составы пластового газа			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб		
Сероводород	-	-	-	-	1	2	0,01-0,02	0,02	1	1	-	0,11	1	3	0,08-0,14	0,3
Углекислый газ	1	1	-	0,06	1	2	0,01-0,02	0,015	1	1	-	0,01	2	6	0,02-1,3	0,3
Азот	1	1	-	3,3	1	2	-	0,02	-	-	-	-	2	6	0,2-3,3	1,6
Метан	1	1	-	77,2	1	2	88,9-89,4	89,1	1	1	-	99,1	2	6	80,0-88,8	84,3
Этан	1	1	-	9,2	1	2	5,4-6,0	5,7	1	1	-	0,3	2	6	6,9-9,1	8,0
Пропан	1	1	-	6,3	1	2	3,3-3,5	3,4	1	1	-	0,3	2	6	1,0-5,9	3,7
Изо-бутан	1	1	-	1,1	1	2	0,7-1,2	1,0	1	1	-	0,03	2	6	0,3-0,7	0,5
Н-бутан	1	1	-	1,7	1	2	-	0,4	1	1	-	0,03	1	3	0,2-0,3	0,2
C ₅ +высшие	1	1	-	0,9	1	2	0,1-0,2	0,1	-	-	-	-	2	6	0,2-0,6	0,4
Относительная плотность газа (по воздуху)	1	1	-	0,739	1	2	0,700-0,747	0,724	1	1	-	0,804	2	6	0,704-0,751	0,726

Таблица 2.3.5 – Состав и свойства конденсата

	Ю-І			Ю-ІІ					
	Количество исследованных скважин	проб	Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных скважин	проб	Диапазон изменения	Среднее значение	
Плотность нефти при 20°C, кг/м³	1	1	-	756	1	2	705-716	711	
Кинематическая вязкость, мм²/с при 20°C	-	-	-	-	-	-	-	-	
50°C	-	-	-	-	-	-	-	-	
Температура застывания, °C	1	1	-	-20	1	2	(-14)-20	-16,9	
Содержание, %	Серы	1	1	-	0,14	1	2	0,13-0,15	0,14
	Смолы	1	1	-	1,96	1	2	3,6-3,8	3,7
	Асфальтенов	1	1	-	0,2	1	2	0,06-0,37	0,22
	Парафинов	1	1	-	4,1	1	2	3,7-3,9	3,8
Фракционный состав, %	НК	1	1	-	45	1	2	42-46	44
	до 100 °C	1	1	-	16,0	1	2	30,0-65,0	47,5
	до 150 °C	1	1	-	63,0	1	2	72,0-75,0	73,5
	до 200 °C	1	1	-	80,0	1	2	83,0-85,0	84,0
	до 250 °C	1	1	-	85,0	1	1	-	90,0
	до 300 °C	1	1	-	91,0	-	-	-	-

2.4 Свойства и состав газа, конденсата и воды

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

В данном подразделе анализируются специальные исследования по скважинам №№36, 37, 45, 47, 60, 62, 67, 68, 206 (Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»), №280 (ТОО «Везерфорд-КЭР»).

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

Таблица 2.4.1 – Виды специальных исследований

Виды исследований	Всего	
	№ скважины	Количество
Специальные исследования		
Кривые капиллярного давления, образец	№36, 37, 45, 47, 60, 62, 67, 68, 206, 282	114
Кривые капиллярного давления методом центрифугирования, образец	№280	1
Капиллярное давление методом нагнетания ртути, образец	№280	3
Коэффициент вытеснения нефти водой, образец	№36, 37, 45, 60, 62, 206, 280	22
Относительная проницаемость методом заводнения в системе нефть-вода, образец	№№36, 45, 60, 62, 206, 280	24
Относительная проницаемость методом центрифугирования в системе нефть-вода, образец	№280	1
Смачиваемость пород методом Амотту, образец	№№36, 45, 47, 60, 206	17
Смачиваемость пород методом центрифугирования, образец	№280	1

Капиллярное давление с определением остаточной водонасыщенности.

Капилляметрические исследования проводились на оборудовании PLS-200 методом вытеснения пластовой воды воздухом на 29 образцах из отложений М-II скважины №36, 43 образцах из Ю-0 по скважинам №№37, 45, 47, 62, 67, 280, 31 образцах из Ю-I, Ю-II, Ю-III по скважинам №№60, 62, 67, 68, 206 и 9 образцах из Ю-III/ из скважины №60.

По образцам из М-II, которые имеют пористость от 6,1 до 26,5% и проницаемость от 0,13 до 302,2 мД, получена остаточная водонасыщенность с интервалом изменения 0,019-0,361 доли ед. и средним значением 0,175 доли ед.

По образцам из Ю-0 с пористостью от 16,6 до 28,6% и проницаемостью от 1,52 до 633,3 мД остаточная водонасыщенность изменяется от 0,085 до 0,605 доли ед., в среднем составляя 0,361 доли ед.

По образцам из Ю-I, Ю-II, Ю-III, которые имеют пористость от 1 до 30,2% и

проницаемость от 0,48 до 42450 мД, получена остаточная водонасыщенность в коллекторах с интервалом изменения 0,025-0,658 доли ед. и средним значением 0,345 доли ед.

По образцам из Ю-III/ с пористостью от 0,9 до 8,9% и проницаемостью от 0,06 до 0,25 мД остаточная водонасыщенность изменяется от 0,61 до 0,841 доли ед., в среднем составляя 0,700 доли ед.

Согласно результатам исследования, образцы, имеющие большие значения пористости и проницаемости имеют меньшую остаточную водонасыщенность.

На рисунке 2.4.1 приведены графики зависимости капиллярного давления от водонасыщенности, построенные по горизонтам М-II, Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-III/.

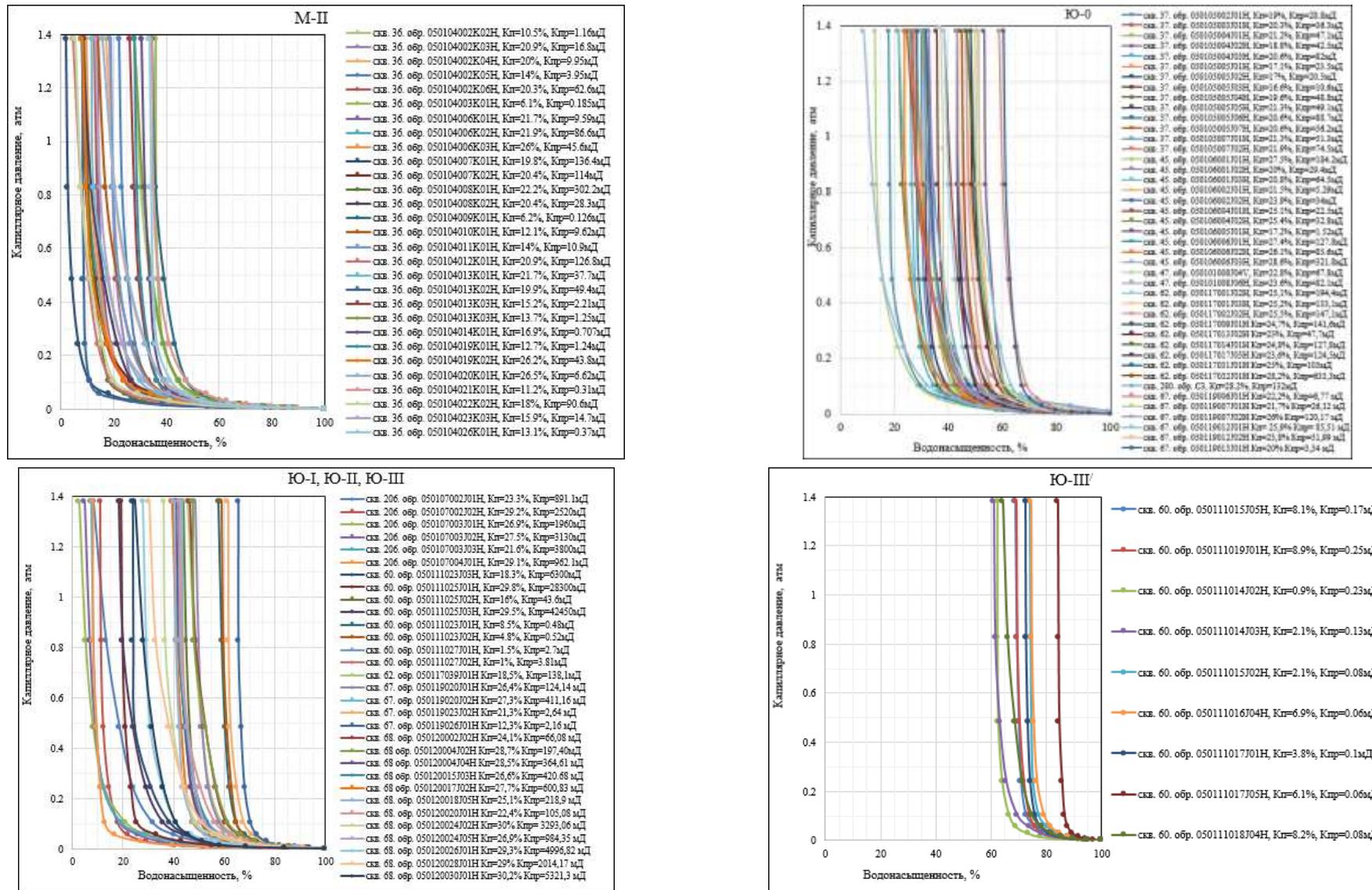


Рисунок 2.4.1 – Кривые капиллярного давления (М-II, Ю-0, Ю-1, Ю- II, Ю-III, Ю-III/)

Определение относительной фазовой проницаемости. Данный эксперимент проведен на одном образце керна из скважины №280 с пористостью 25,5%, проницаемостью 116 мД. Полученные результаты приведены в таблице 2.4.2, кривая относительной проницаемости по нефти – на рисунке 2.4.2.

Таблица 2.4.2 - Относительная проницаемость методом центрифугирования в системе вода-нефть (скв.280)

№ Обр.	Горизонт	Проницаемость по газу, мД	Проницаемость по воде, мД	Пористость, %	Эффективная проницаемость по воде при Sor, Kw(Sor), мД	Эффективная проницаемость по нефти при Swir, Ko(Swir), мД	Остаточная водонасыщенность,	Остаточная нефтенасыщенность, %	Коэффициент вытеснения нефти, %
C4	Ю-0	116	56,5	25,5	13,9	28,2	36,1	6,8	89

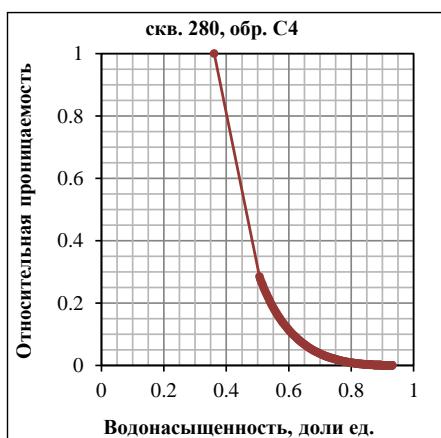


Рисунок 2.4.2 – Кривая относительной проницаемости нефти

Относительная проницаемость в системе вода-нефть. Эксперимент проводился на 24 образцах керна скважин №№36, 45, 60, 62, 206, 280.

Исследования относительной проницаемости в системе вода-нефть проведены на 8 образцах керна меловых отложений (горизонт М-II) скважины №36. Пористость образцов меняется от 19,76% до 25,95%, в среднем составляет 21,38%. Проницаемость меняется в интервале 9,59-136,4 мД, в среднем составляет 49,48 мД. По замерам остаточная водонасыщенность меняется от 10 до 23,5%, среднее значение равно 17,70%.

В результате исследования для горизонтов Ю-0-2а и Ю-0-2б остаточная водонасыщенность по 7 образцам скважин №№45, 62, 280 меняется от 25,2 до 55,5% равна 43,95%.

Для горизонта Ю-III исследования проводились на 5 образцах керна скважин №№60, 206 с пористостью от 8,53 до 27,46% и проницаемостью от 0,477 до 3800 мД, при этом остаточная водонасыщенность меняется в диапазоне 11,70-62%, в среднем составляя 27,74%.

В результате исследования для горизонта Ю-III/ остаточная водонасыщенность по 4 образцам скважины №60 меняется от 65 до 72% равна 69,5%.

Итоговые результаты эксперимента представлены в таблице 2.4.3.

Пересечение кривых относительной фазовой проницаемости на образцах характеризуют породы, как гидрофильные. Кривые относительной проницаемости представлены на рисунке 2.4.3.

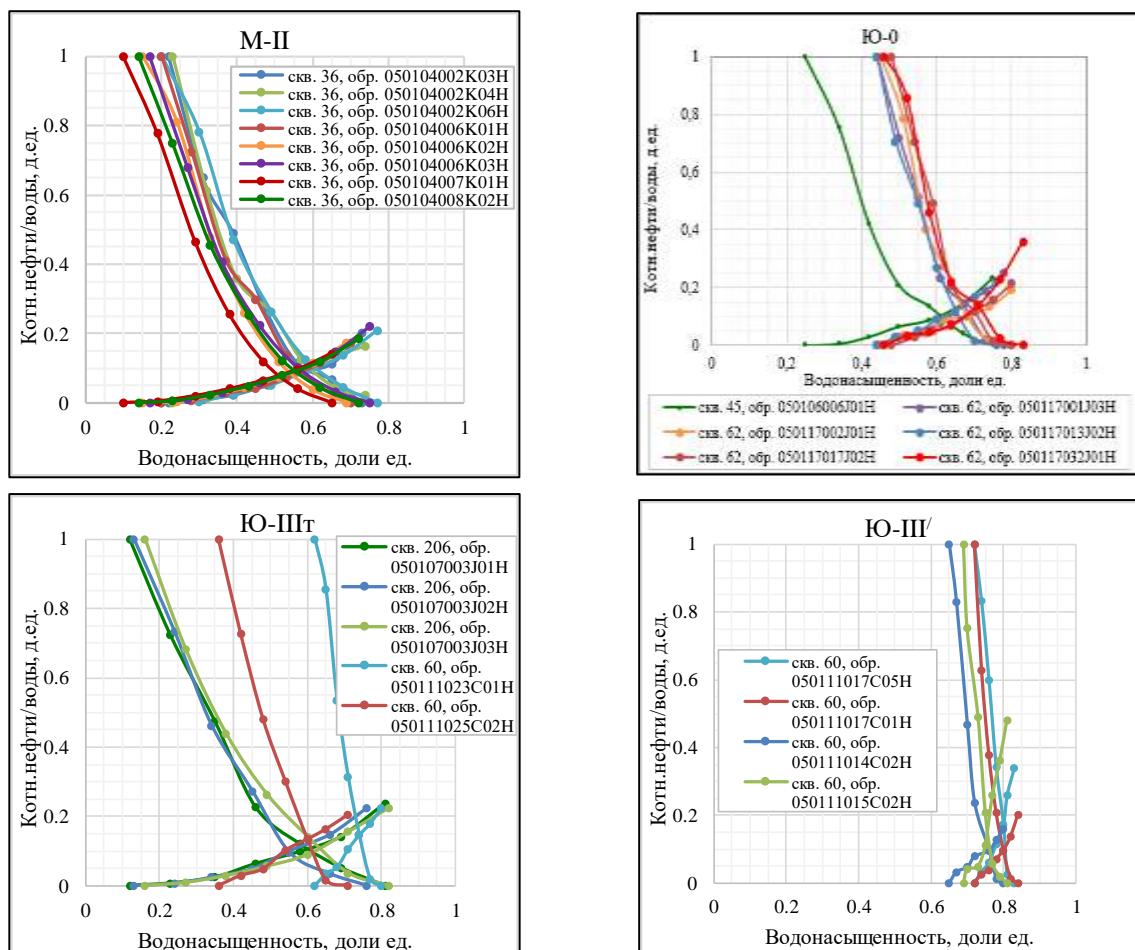


Рисунок 2.4.3 – Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода (скважины №№36, 60, 45, 62, 206)

Таблица 2.4.3 – Результаты исследований относительной проницаемости в системе вода-нефть

№ скважины	№ модели	№ образца	Глубина, м	Горизонт	Пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Данные по керну			Поровый объем, см3	Остаточная водонасыщенность Swir, доли ед.	Результаты эксперимента					
							Длина, см	Диаметр, см	Площадь поперечного сечения, см2			Относительная проницаемость по нефти при Swir, доли ед.	Эффективная проницаемость по воде при Sor, K _w (Sor), мД	Эффективная проницаемость по нефти при Swir, Ko(Swir), мД	Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.		
36	1	050104002K03H	1634,35	М-II-1-а	20,94	16,8	4,52	3,7	10,75	10,16	0,223	0,266	0,2	1	5,44	7,59	0,66
36	2	050104002K04H	1634,5	М-II-1-а	19,99	9,95	3,19	2,94	6,77	4,31	0,235	0,255	0,164	1	6,46	8	0,67
36	3	050104002K06H	1634,94	М-II-1-а	20,31	62,6	4,43	3,69	10,72	9,65	0,202	0,228	0,209	1	8,2	16,2	0,71
36	4	050104006K01H	1650,23	М-II-1-б	21,74	9,59	4,49	3,69	10,72	10,45	0,196	0,297	0,174	1	6,5	8,3	0,63
36	5	050104006K02H	1650,43	М-II-1-б	21,94	86,6	4,5	3,7	10,78	10,64	0,154	0,31	0,174	1	8,8	25,7	0,63
36	6	050104006K03H	1650,57	М-II-1-б	25,95	45,6	4,5	3,7	10,73	12,53	0,17	0,247	0,22	1	8,1	15	0,70
36	7	050104007K01H	1651,34	М-II-1-б	19,76	136,4	4,5	3,7	10,76	9,56	0,1	0,345	0,142	1	11,7	51,1	0,62
36	8	050104008K02H	1652,45	М-II-1-б	20,37	28,3	4,49	3,71	10,78	9,86	0,138	0,284	0,184	1	6,9	10,1	0,67
45	3	050106006J01H	1777,1	Ю-0-2-б	27,39	127,8	4,5	3,7	10,75	13,24	0,252	0,249	0,234	1	12,7	43,12	0,67
60	1	050111014C02H	1869,33	Ю-III/	0,94	0,228	4,49	3,73	10,94	0,46	0,65	0,2	0,159	1	0,08	0,13	0,429
60	3	050111015C02H	1870,32	Ю-III/	2,12	0,076	4,5	3,81	11,4	1,09	0,69	0,19	0,481	1	0,03	0,04	0,387
60	5	050111017C01H	1872,07	Ю-III/	3,8	0,103	4,49	3,81	11,41	1,95	0,72	0,16	0,202	1	0,04	0,05	0,429
60	6	050111017C05H	1872,9	Ю-III/	6,08	0,061	4,49	3,81	11,38	3,11	0,72	0,17	0,34	1	0,01	0,02	0,393
60	9	050111023C01H	1878,13	Ю-III	8,53	0,477	4,49	3,81	11,42	4,38	0,62	0,2	0,225	1	0,11	0,18	0,474
60	11	050111025C02H	1880,6	Ю-III	16,02	43,6	4,5	3,79	11,25	8,1	0,36	0,29	0,205	1	15,47	19,53	0,547
62	-	050117001J03H	1729,52	Ю-0-2-а	25,2	133,1	4,47	3,7	10,74	12,1	0,44	0,22	0,25	1	48	60	0,607
62	-	050117002J01H	1729,88	Ю-0-2-а	24,8	449,1	4,48	3,73	10,9	12,13	0,45	0,2	0,192	1	170	208	0,636
62	-	050117013J02H	1741,1	Ю-0-2-а	23	47,7	4,47	3,7	10,75	11,05	0,44	0,24	0,218	1	18,7	22,9	0,571
62	-	050117017J02H	1750,53	Ю-0-2-б	24,7	198,3	4,48	3,69	10,72	11,88	0,48	0,2	0,214	1	55	74,9	0,615
62	-	050117032J01H	1765,17	Ю-0-2-б	28,2	633,3	4,47	3,72	10,88	13,7	0,46	0,17	0,359	1	195	390	0,685
206	2	050107003J01H	1884,05	Ю-III	26,88	1960	3,18	2,93	6,75	5,77	0,117	0,19	0,237	1	197	355	0,78
206	3	050107003J02H	1884,2	Ю-III	27,46	3130	3,19	2,93	6,73	5,89	0,134	0,238	0,225	1	272	1145	0,73
206	4	050107003J03H	1884,37	Ю-III	21,57	3800	4,54	3,7	10,76	10,55	0,156	0,18	0,225	1	331	439	0,79
280	1	RP11	1777,27	Ю-0-2-б	24,3	14,4	-	-	-	-	0,555	0,134	0,802	1	0,55	0,685	0,70

Определение коэффициента вытеснения нефти водой было выполнено на 22 образцах керна меловых и юрских отложений. В таблице 2.4.4 приведены параметры использованных для эксперимента образцов и полученные результаты.

По результатам анализа коэффициент вытеснения нефти водой для горизонта М-II варьируется в пределах от 58,8 до 65,2%, составляя в среднем 62,1%.

Для образцов из горизонта Ю-0 коэффициент вытеснения нефти водой изменяется от 55,80 до 89,40%, в среднем составляя 64,85%.

Коэффициент вытеснения нефти для горизонта Ю-III по 4 образцам скважин №№60, 206 составляет в среднем 65,60%.

Для образцов из горизонта Ю-III/ коэффициент вытеснения нефти водой изменяется от 39,10 до 46,50%, в среднем составляя 42,40%.

В таблице 2.4.5 приведены характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта.

Таблица 2.4.4 – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

№ скважины	№ модели	№ образца	Глубина, м	Горизонт	Данные по керну						Результаты эксперимента		
					Пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Длина, см	Диаметр, см	Площадь поперечного сечения, см ²	Поровый объем, см ³	Остаточная водонасыщенность, Swir, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, Sor, доли ед.	Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.
36	9	050104020K01H	1664,1	M-II-2	26,5	6,62	3,19	2,94	6,79	5,75	0,2	0,33	0,59
36	10	050104022K02H	1668,32	M-II-2	17,9	90,6	3,23	2,94	6,79	3,93	0,11	0,31	0,65
36	11	050104023K03H	1669,63	M-II-2	15,9	14,7	4,48	3,7	10,78	7,66	0,2	0,3	0,63
37	1	050105005J05H	1735,58	Ю-0-1	21,3	49,1	4,43	3,72	10,85	10,22	0,38	0,23	0,63
37	2	050105005J06H	1735,76	Ю-0-1	20,6	88,7	4,47	3,71	10,82	9,96	0,35	0,21	0,68
37	3	050105007J01H	1737,74	Ю-0-1	21,3	51,3	3,2	2,94	6,78	4,62	0,37	0,24	0,62
45	2	050106006J01H	1773,98	Ю-0-2-б	20,8	34	4,54	3,71	10,8	10,19	0,29	0,24	0,66
45	1	050106002J02H	1777,1	Ю-0-2-б	27,4	127,8	4,52	3,7	10,76	11,6	0,38	0,23	0,63
60	2	050111014C03H	1869,42	Ю-III/	2,07	0,132	4,49	3,81	11,4	1,06	0,661	0,194	0,428
60	4	050111015C05H	1870,97	Ю-III/	8,09	0,167	4,5	3,81	11,42	4,15	0,681	0,188	0,411
60	7	050111018C04H	1873,92	Ю-III/	8,18	0,076	4,5	3,81	11,42	4,2	0,716	0,173	0,391
60	8	050111019C01H	1874,07	Ю-III/	8,93	0,254	4,48	3,82	11,44	4,58	0,643	0,191	0,465
60	10	050111023C02H	1878,45	Ю-III	4,78	0,521	4,5	3,82	11,44	2,46	0,606	0,203	0,485
60	12	050111027C01H	1882,1	Ю-III	1,5	27,1	4,5	3,8	11,35	0,7	0,365	0,263	0,586
62	-	050117001J02H	1729,25	Ю-0-2-а	25,1	194,4	4,48	3,68	10,63	11,95	0,437	0,21	0,627
62	-	050117009J01H	1736,83	Ю-0-2-а	24,7	141,6	4,47	3,68	10,65	11,79	0,493	0,209	0,588
62	-	050117017J01H	1750,2	Ю-0-2-б	24,8	138	4,48	3,61	10,22	11,36	0,507	0,218	0,558
62	-	050117017J03H	1750,82	Ю-0-2-б	23,6	124,5	4,48	3,69	10,71	11,33	0,454	0,228	0,582
62	-	050117031J02H	1764,88	Ю-0-2-б	25,8	208	4,47	3,71	10,83	12,51	0,446	0,185	0,666
206	1	050107002J02H	1883,6	Ю-III	29,2	2520	3,2	2,91	6,66	6,21	0,18	0,18	0,78
206	5	050107004J01H	1885,87	Ю-III	29,1	962,1	3,17	29,4	6,79	6,26	0,17	0,19	0,77
280	1	C4	1777,6	Ю-0-2-б	25,5	130	4,93	3,8	-	14,3	0,361	0,068	0,89

Таблица 2.4.5 – Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта

Горизонт	Наименование величин	Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	Содержание связанный воды, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
							для рабочего агента при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанный водой
М-II-1-а	Количество определений	8	8	8	8	8	8	8
	Среднее значение	49,48	0,177	0,82	0,279	0,66	0,18	1
	Интервал изменения	9,59-136,4	0,1-0,235	0,765-0,9	0,228-0,345	0,62-0,71	0,14-0,22	-
М-II-2	Количество определений	3	3	3	3	3	-	-
	Среднее значение	37,31	0,17	0,83	0,31	0,62	-	-
	Интервал изменения	6,62-90,6	0,11-0,20	0,80-0,89	0,3-0,33	0,59-0,65	-	-
Ю-0-1	Количество определений	3	3	3	3	3	-	-
	Среднее значение	63,03	0,37	0,63	0,227	0,64	-	-
	Интервал изменения	49,1-88,7	0,35-0,38	0,62-0,65	0,21-0,24	0,62-0,68	-	-
Ю-0-2а	Количество определений	2	2	2	2	2	-	-
	Среднее значение	168	0,465	0,54	0,21	0,608	-	-
	Интервал изменения	141,6-194,4	0,437-0,493	0,507-0,563	0,209-0,21	0,588-0,627	-	-
Ю-0-2б	Количество определений	10	10	10	10	10	2	4
	Среднее значение	173,61	0,42	0,58	0,192	0,67	0,4	1
	Интервал изменения	14,4-633,3	0,25-0,56	0,44-0,75	0,068-0,249	0,56-0,89	0,214-0,80	-
Ю-III	Количество определений	9	9	9	9	9	5	5
	Среднее значение	1382,64	0,30	0,70	0,21	0,66	0,223	1
	Интервал изменения	0,477-3800	0,12-0,62	0,38-0,88	0,18-0,29	0,47-0,79	0,205-0,237	-
Ю-III'	Количество определений	8	8	8	8	8	4	4
	Среднее значение	0,137	0,685	0,315	0,183	0,416	0,234	1
	Интервал изменения	0,061-0,254	0,643-0,720	0,280-0,357	0,160-0,200	0,387-0,465	0,159-0,340	-

Анализ смачиваемости. Эксперимент выполнен на 18 образцах керна скважин №№36, 45, 47, 60, 206, 280. Исследования показали, что все образцы – гидрофильтные (таблица 2.4.6).

Таблица 2.4.6 – Результаты анализа смачиваемости по Амотту

Номер скважины	Номер образца	Горизонт	Глубина, м	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
				Самопроизвольный выход нефти, мл	Принудительный выход нефти, мл	Самопроизвольный выход воды, мл	Принудительный выход воды, мл		
36	050104002K03H	M-II-1-а	1634,35	1,90	6,00	0,75	6,71	0,20	гидрофильтная
	050104006K01H	M-II-1-б	1650,23	1,96	6,44	0,74	6,61	0,19	гидрофильтная
	050104006K02H	M-II-1-б	1650,43	2,19	6,81	0,74	6,61	0,21	гидрофильтная
	050104006K03H	M-II-1-б	1650,57	2,20	8,20	0,95	8,48	0,16	гидрофильтная
	050104007K01H	M-II-1-б	1651,34	2,11	6,49	0,63	5,63	0,21	гидрофильтная
45	050106002J02H	Ю-0-2-6	1773,98	1,54	5,66	0,89	8,01	0,16	гидрофильтная
	050106006J01H	Ю-0-2-6	1777,10	2,09	7,81	1,00	8,93	0,16	гидрофильтная
47	050101008J04V	Ю-0-2-а	1771,48	0,65	2,52	0,39	3,50	0,15	гидрофильтная
60	050111014C02H	Ю-III/	1869,33	0,04	0,12	0,04	0,33	0,20	гидрофильтная
	050111014C03H	Ю-III/	1869,42	0,07	0,29	0,09	0,77	0,14	гидрофильтная
	050111015C05H	Ю-III/	1870,97	0,28	1,04	0,34	3,04	0,16	гидрофильтная
	050111017C01H	Ю-III/	1872,07	0,13	0,41	0,16	1,48	0,21	гидрофильтная
	050111017C05H	Ю-III/	1872,90	0,21	0,67	0,26	2,33	0,20	гидрофильтная
	050111019C01H	Ю-III/	1874,07	0,36	1,27	0,37	3,33	0,17	гидрофильтная
206	050107003J01H	Ю-III	1884,05	1,09	4,01	0,47	4,20	0,16	гидрофильтная
	050107003J02H	Ю-III	1884,20	1,13	3,97	0,45	4,04	0,17	гидрофильтная
	050107003J03H	Ю-III	1884,37	1,87	7,03	0,87	7,78	0,15	гидрофильтная
280	C1x	Ю-0-2-6	1777,50	-	-	-	-	0,34	гидрофильтная

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

2.5 Запасы нефти и растворенного газа

В процессе проведения геологоразведочных работ на месторождении Ашабулак Южный последний отчет «Прирост запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный» по состоянию на 02.01.2023г был выполнен в 2023 году.

На месторождении Акшабулак Южный пробуренный фонд составляет 42 единицы.

Обоснование категорий запасов нефти проводилось исходя из степени изученности модели залежей, освещенности разреза опробованием, лабораторными исследованиями пластовых флюидов, коллекторских свойств пород, достоверностью обоснования флюидных контактов.

При обосновании категорийности запасов нефти исходили из следующих соображений: для горизонта, который находится в разработке, к категории В отнесены запасы на площади нефтегазоносности, ограниченной линией, соответствующей половине расстояния между скважинами, а также часть залежи с учетом накопленной добычи горизонта.

К категории С₁ отнесены запасы залежи, нефтегазоносность которых установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти и газа, положительных результатов геологических и геофизических исследований.

К категории С₂ отнесены запасы залежи, подтвержденные только материалами ГИС.

Оценка запасов нефти и газа месторождения Акшабулак Южный производилась объемным методом и приведен в таблицах 2.5.1-2.5.3.

Исходя из потенциального содержания попутных компонентов, были подсчитаны запасы этана, пропана, бутана, содержащихся в растворенном в нефти газе (таблица 2.5.4).

На основании приведенного в главе 5 среднего содержания серы и парафина в нефти подсчитаны запасы серы и парафина и приведены в таблицах 2.5.5-2.5.6.

Таблица 2.5.1 – Подсчет запасов нефти месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2023г

Горизонт	Тип отложений	Блок	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	Пересчетный коэффициент, д.ед.	Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, д.с.	Извлекаемые запасы, тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы растворенного газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
в пределах лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																		
Ю-0-1	нерусловые	р-н скв.45	ВН3	C ₁	254	0.7	178	0.25	0.55	0.849	0.816	17	0.278	5	13.7	0.2	0.1	
Ю-0-1	русло 13	р-н скв.37	ВН3	B	285	9.4	2671	0.26	0.6	0.849	0.816	289	0.135	39	13.7	4.0	0.5	
за пределами лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай" (АО "КОР")																		
Ю-0-1	русло 13	р-н скв.37	ВН3	B	165.0	4.4	723.0	0.26	0.6	0.849	0.816	78	0.135	11	13.7	1.1	0.2	
<i>Итого по руслу 13</i>				<i>B</i>	<i>450</i>	<i>7.5</i>	<i>3394</i>					<i>367</i>		<i>50</i>		<i>5.1</i>	<i>0.7</i>	
<i>Итого по Ю-0-1</i>				<i>B+C₁</i>	<i>704</i>	<i>5.1</i>	<i>3572</i>					<i>384</i>		<i>55</i>		<i>5.3</i>	<i>0.8</i>	
в пределах лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																		
Ю-0-2а	нерусловые	II (№50)	ВН3	C ₁	607	1.4	862	0.24	0.53	0.745	0.822	67	0.401	27	100.9	6.8	3.8	
				C ₂	154	0.9	131	0.24	0.53	0.745	0.822	10	0.305	3	100.9	1.0	0.3	
				B	159	3.8	607	0.23	0.54	0.745	0.822	46	0.401	18	100.9	4.6	2.5	
				C ₁	549	1.0	561	0.22	0.52	0.745	0.822	39	0.401	16	100.9	3.9	2.2	
			ВН3	B+C ₁	708	1.6	1168					85		34		8.5	4.7	
				B	52	3.5	184	0.23	0.54	0.745	0.822	14	0.401	6	100.9	1.4	0.8	
				C ₁	273	1.4	372	0.22	0.52	0.745	0.822	26	0.401	10	100.9	2.6	1.4	
				B+C ₁	325	1.7	556					40		16		4.0	2.2	
		Итого		C ₃	413	1.0	413	0.22	0.52	0.745	0.822	29	0.305	9	100.9	2.9	1.3	
				B	211	3.7	791					60		24		6.0	3.3	
				C ₁	822	1.1	933					65		26		6.5	3.6	
				B+C ₁	1033	1.7	1724					125		50		12.5	6.9	
				C ₃	413	1	413					29		9		3	1	
				за пределами лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"														
		I (№51)	ВН3	C ₃	617	1.0	617	0.22	0.52	0.745	0.822	43	0.305	13	100.9	4.3	1.8	
				ЧН3	137	1	137	0.23	0.44	0.745	0.822	8	0.401	3	100.9	0.8	0.0	
				<i>Итого</i>	<i>137</i>	<i>1</i>	<i>137</i>					8		3		0.8	0.0	
				ЧН3	1180	2.4	2866	0.23	0.44	0.745	0.822	178	0.401	71	100.9	18.0	0.1	
			C ₁	ВН3	283	1.6	447	0.23	0.44	0.745	0.822	28	0.401	11	100.9	2.8	0.1	
				<i>Итого</i>	<i>1463</i>	<i>2.3</i>	<i>3313</i>					206		82		20.8	0.2	
				B	137	1.0	137					8		3		0.8	0.0	
				C ₁	1463	2.3	3313					206		82		20.8	0.2	
		III' (№59)	ВН3	B+C ₁	1600	2.2	3450					214		85		21.6	0.2	
				GНВ3	C ₁	73	1.3	93	0.25	0.5	0.745	0.822	7	0.401	3	100.9	0.7	0.1
				B	28	2.7	76	0.19	0.42	0.745	0.822	4	0.401	2	100.9	0.4	0.1	
				C ₁	60	1.7	104	0.19	0.42	0.745	0.822	5	0.401	2	100.9	0.5	0.1	
			Итого	B+C ₁	88	2.0	180					9		4		0.9	0.2	
				B	376	2.7	1004					72		29		7.2	3.4	
				C ₁	3025	1.8	5305					350		140		35.3	7.8	
				B+C ₁	3401	1.9	6309					422		169		42.5	11.2	
<i>Итого по горизонту</i>				C ₃	1030	1	1030					72		22		7	3	

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
в пределах лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																		
Ю-0-26	русловые	I	ГН3	B	132	15.5	2044.0	0.30	0.64	0.745	0.822	240	0.300	72	100.9	24.2	19.1	
			ЧН3		50	12.2	609	0.30	0.64	0.745	0.822	72	0.300	22	100.9	7.3	5.8	
			ВН3		174	6.0	1044	0.30	0.64	0.745	0.822	123	0.300	37	100.9	12.4	9.8	
			Итого		356	10.4	3697					435		131		43.9	34.7	
	нерусловые		ГН3	B	160	3.2	512	0.25	0.51	0.745	0.822	40	0.114	5	100.9	4.0	0.7	
			ЧН3		311	5.9	1842	0.25	0.51	0.745	0.822	144	0.114	16	100.9	14.5	2.2	
			ВН3		327	5.8	1882	0.25	0.51	0.745	0.822	147	0.114	17	100.9	14.8	2.4	
			Итого		798	5.3	4236					331		38		33.3	5.3	
	C ₁	ГН3	C ₁	251	4.3	1070	0.25	0.51	0.745	0.822	84	0.114	10	100.9	8.5	1.4		
		ЧН3		1248	3.7	4564	0.25	0.51	0.745	0.822	356	0.114	41	100.9	35.9	5.7		
	Всего по I блоку	I	ВН3	C ₁	1784	3.0	5300	0.25	0.51	0.745	0.822	414	0.114	47	100.9	41.8	6.6	
			Итого		3283	3.3	10934					854		98		86.2	13.7	
			Итого	B+C ₁	4081	3.7	15170					1185		136		119.5	19.0	
			B	B	1154	6.9	7933					766		169		77.2	40.0	
			C ₁	C ₁	3283	3.3	10934					854		98		86.2	13.7	
			B+C ₁	B+C ₁	4437	4.25	18867					1620		267		163.4	53.7	
	русловые	II	ГН3	B	179	14.4	2569	0.30	0.48	0.745	0.822	227	0.300	68	100.9	22.9	18.1	
			Итого	B	179	14.4	2569					227		68		22.9	18.1	
	нерусловые		Б	ЧН3	76	4.0	307	0.25	0.52	0.745	0.822	24	0.114	3	100.9	2.4	0.4	
			C ₁	ЧН3	599	3.4	2030	0.25	0.52	0.745	0.822	162	0.114	18	100.9	16.3	2.5	
			B+C ₁	ЧН3	675	3.5	2337					186		21		18.7	2.9	
			ГН3	C ₁	210	4.8	1008	0.25	0.52	0.745	0.822	80	0.114	9	100.9	8.1	1.3	
			B	Итого	76	4	307					24		3		2.4	0.4	
			C ₁	Итого	809	3.8	3038					242		27		24.4	3.8	
	Итого по II блоку	II	B+C ₁	Итого	885	3.8	3345					266		30		26.8	4.2	
			B	ГН3	255	11.3	2876					251		71		25.3	18.5	
			C ₁	ГН3	809	3.8	3038					242		27		24.4	3.8	
			B+C ₁	ГН3	1064	5.6	5914					493		98		49.7	22.3	
	русловые	II'	ГН3	B	151	9.0	1359	0.32	0.62	0.745	0.822	165	0.300	50	100.9	16.6	13.3	
			ЧН3	B	6	2.0	12	0.32	0.62	0.745	0.822	1	0.300	0	100.9	0.1	0.0	
			Итого	B	157	8.7	1371					166		50		16.7	13.3	
			ГН3	ЧН3	154	2.7	412	0.32	0.62	0.745	0.822	50	0.114	6	100.9	5.0	1.6	
	нерусловые	II'	ЧН3	C ₁	683	3.9	2681	0.24	0.49	0.745	0.822	193	0.114	22	100.9	19.5	3.1	
			ВН3	C ₁	427	3.9	1685	0.24	0.49	0.745	0.822	121	0.114	14	100.9	12.2	2.0	
			Итого	C ₁	1264	3.8	4778					364		42		36.7	6.7	
			ВН3	C ₃	196	1	196	0.24	0.49	0.745	0.822	14	0.086	1	100.9	1.4	0.1	
за пределами лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																		
русловые	III	II'	BH3	C ₃	105	1	105	0.24	0.49	0.745	0.822	8	0.086	1	100.9	0.8	0.1	
			B	B	157	8.7	1371					166		50		16.7	13.3	
			C ₁	B	1264	3.8	4778					364		42		37	7	
			B+C ₁	B	1421	4.3	6149					530		92		53	20	
			C ₃	B	301	1	301					22		2		2	0	
русловые	III	II'	ГН3	C ₁	53	1.6	85	0.32	0.62	0.745	0.822	10	0.300	3	100.9	1.0	0.8	
			ВН3	C ₁	41	1.6	66	0.32	0.62	0.745	0.822	8	0.300	2	100.9	0.8	0.5	
			Итого	C ₁	94	1.6	151					18		5		1.8	1.3	

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
	нерусловые		ГН3		30	2.9	88	0.27	0.61	0.745	0.822	9	0.114	1	100.9	0.9	0.1	
			ВН3		100	2.3	232	0.27	0.54	0.745	0.822	21	0.114	2	100.9	2.1	0.3	
		Итого			130	2.5	320					30		3		3.0	0.4	
		Итого по III блоку			224	2.1	471					48		8		4.8	1.7	
	нерусловые	III'	ВН3	B	28	1.3	36	0.23	0.45	0.745	0.822	2	0.114	0.2	100.9	0.2	0.03	
	Итого по III' блоку			B	28	1.3	36					2		0.2		0.2	0.03	
	Итого по горизонту				B	1594.0	7.7	12216.0				1185.0		290.2		119.4	71.8	
	C ₁	5580.0	3.4	19221.0					1508.0		175.0		152.1	25.9				
	B+C ₁	7174.0	4.4	31437.0					2693.0		465.2		271.5	97.7				
	C ₃	301.0	1.0	301.0					22.0		2.0		2.2	0.2				
Итого по русловым				B+C ₁	786	9.9	7788					846		254		85	67	
Итого по нерусловым				B+C ₁	6388	3.7	23649					1847		211		186	30	
Итого по горизонту Ю-0-2				C ₃	301		301					22		2		2	0	
Итого по горизонту Ю-0-I				B	1970	6.7	13220					1257		319		127	75	
Итого по II объекту (Ю-0-2+Ю-0-I)				C ₁	8605	2.9	24526					1858		315		187	34	
Итого по горизонту Ю-0-I				B+C ₁	10575	3.6	37746					3115		634		314	109	
Ю-I	нерусловые	II блок	ВН3	B	118	4.6	540	0.28	0.54	0.745	0.822	50	0.174	9	100.9	5.0	1.3	
			C ₁	554	1.4	752	0.28	0.54	0.745	0.822	70	0.174	12	100.9	7.1	1.7		
			Итого	B+C ₁	672	1.9	1292					120		21		12.1	3.0	
		II' блок	ВН3	C ₁	300	3.1	935	0.27	0.49	0.745	0.822	76	0.174	13	100.9	8.0	1.8	
		V (№68)	ВН3	C ₁	368	2.2	793	0.24	0.48	0.745	0.822	56	0.174	10	100.9	5.7	1.4	
Итого по горизонту Ю-0-I				B	118	4.6	540					50		9		5.0	1.3	
Итого по горизонту Ю-0-I				C ₁	1222	2.0	2480					202		35		20.8	4.9	
Итого по II объекту (Ю-0-2+Ю-0-I)				B+C ₁	1340	2.3	3020					252		44		25.8	6.2	
Итого по горизонту Ю-0-II				B	2088	6.6	13760					1307		328		131.6	76.5	
Итого по II объекту (Ю-0-2+Ю-0-I)				C ₁	9827	2.7	27006					2060		350		208.2	38.6	
Итого по горизонту Ю-0-II				B+C ₁	11915	3.4	40766					3367		678		339.8	115.1	
Ю-II	нерусловые	I (№57)	ВН3	C ₂	129	3.5	454	0.23	0.49	0.645	0.782	26	0.208	5	210.22	5.5	1.1	
		I (№62)	ВН3	C ₂	818	3.4	2764	0.23	0.49	0.645	0.782	157	0.208	33	210.22	33.0	6.9	
		II	ВН3	C ₂	203	1.2	241	0.27	0.52	0.645	0.782	17	0.208	4	210.22	3.6	0.8	
			ЧН3	C ₁	19	4.0	76	0.27	0.52	0.645	0.782	5	0.415	2	210.22	1.1	0.4	
		ГН3	C ₁	98	3.8	372	0.27	0.52	0.645	0.782	26	0.415	11	210.22	5.5	2.3		
		II'	ВН3	C ₂	53	2.2	114	0.25	0.52	0.645	0.782	7	0.208	1	210.22	1.5	0.2	
		III	ВН3	C ₂	48	2.5	118	0.27	0.50	0.645	0.782	8	0.208	2	210.22	1.7	0.4	
		III'	ВН3	C ₂	22	3.0	66	0.26	0.48	0.645	0.782	4	0.208	1	210.22	0.8	0.2	
		Итого по горизонту Ю-0-II			C ₁	117	3.8	448					31		13		7	3
		Итого по горизонту Ю-0-II			C ₂	1273	3.0	3757					219		46		46	10
Ю-III	нерусловые	I	ЧН3	B	206.0	8.1	1671.0	0.20	0.84	0.701	0.815	160	0.569	91	172.5	27.6	13.4	
			ЧН3	C ₁	552.0	6.5	3578.0	0.20	0.84	0.701	0.815	343	0.569	195	172.5	59.2	28.8	
			ВН3	C ₁	358.0	3.0	1060.0	0.20	0.84	0.701	0.815	102	0.569	58	172.5	17.6	8.6	
		итого по I блоку			B	206.0	8.1	1671.0					160		91		27.6	13.4
		итого по I блоку			C ₁	910.0	9.4	4638.0					445		253		76.8	37.4
	нерусловые	II	B+C ₁	1116.0	17.6	6309.0						605		344		104.4	50.8	
			C ₂	169	5.3	902.0	0.21	0.61	0.701	0.815	66	0.427	28	172.5	11.4	4.1		
		итого по I блоку			C ₂	169	5.3	902.0					66		28		11.4	4.1
		II	ГН3	B	1082	10.7	11606.0	0.26	0.77	0.701	0.815	1327	0.569	755	172.5	228.9	111.5	
			ВН3	B	85	15.2	1294.0	0.26	0.77	0.701	0.815	148	0.569	84	172.5	25.5		

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18			
нерусловые	II"	ГН3	B	653	15.5	10145.0	0.29	0.75	0.701	0.815	1261	0.569	718	172.5	217.5	106.0				
		ВН3	B	334	7.2	2392.0	0.29	0.75	0.701	0.815	297	0.569	169	172.5	51.2	25.0				
	<i>итого по II' блоку</i>		B	987	12.7	12537					1558		887		268.7	131.0				
	нерусловые	III	ВН3	C ₂	460	7.8	3568.0	0.27	0.84	0.701	0.815	462	0.427	197	172.5	79.7	29.1			
	<i>итого по III блоку</i>			C ₂	460	7.8	3568.0					462		197		79.7	29.1			
<i>Итого по гор-тру Ю-III</i>				B	2360.0	11.5	27108.0					3193		1817		550.7	268.3			
				C ₁	910.0	5.1	4638.0					445		253		76.8	37.4			
				B+C ₁	3270.0	9.7	31746.0					3638		2070		627.5	305.7			
				C ₂	629.0	7.1	4470.0					528		225		91.1	33.2			
<i>Итого в пределах горного отвода</i>				B	4733.0	9.2	43539.0					4789.0		2184.2		686.3	345.3			
				C ₁	11108	2.9	32270					2553		621		291.8	78.8			
				B+C ₁	15841	4.8	75809					7342		2805		978.1	424.1			
				C ₂	1902.0	4.3	8227.0					747.0		271.0		137.2	42.8			
				C ₃	609.0		609.0					43.0		10.0		4.3	1.4			
<i>Итого за пределами горного отвода</i>				B	165.0	4.4	723.0					78		11		1.1	0.2			
				C ₃	722.0		722.0					51.0		14.0		5.1	1.9			
<i>Итого по месторождению</i>				B	4898.0	9.0	44262.0					4867		2195		687.4	345.5			
				C ₁	11108	2.9	32270					2553		621		291.8	78.8			
				B+C ₁	16006	4.8	76532					7420		2816		979.2	424.3			
				C ₂	1902	4.3	8227					747		271		137.2	42.8			
				C ₃	1331	1.0	1331					94		24		9	3			
				B+C ₁ +C ₂ +C ₃	19239	4.5	86090					8261		3111		1126	470			

Таблица 2.5.2 – Подсчет запасов свободного газа и конденсата месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2023г

Горизонт	Горизонт	Тип отложений	Блок	Тип залежи	Зона	Категория запасов	Площадь газоносности, тыс. м ²	Средневзвешен. эф. газонасыщ. толщ, м	Объем газосыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Пластовое давление, Мпа		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка на температуру	Коэффициент перевода технических атм в физические	Нач. гео. запасы газа, млн.м ³	Нач. изв. запасы газа, млн.м ³	Мольная доля сухого газа	Начальные запасы сухого газа, млн.м ³		Потенц.содержжан. стабильного конденсата, г/м ³	Начальн.баланс.запасы конденсата, тыс.т	КИК	Начальн.извлек.запасы конденсата, тыс.т			
												начальное	конечное	начальное	конечное														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26				
в пределах лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																													
M-I	не русловые	I	СГ	ГВ3	C ₁	1435	0.6	795	0.18	0.55	15.57	0.113	1.250	1	0.852	9.87	12.8	0.900	11.5	0.962	12.3	11.1	156	2.0	0.75	1.5			
				ГВ3	C ₂	1897	1.2	2307	0.18	0.55	15.57	0.113	1.250	1	0.852	9.87	37.2	0.900	33.5	0.962	35.8	32.2	156	5.8	0.75	4.4			
				ЧГ3	C ₂	1935	1.4	2619	0.18	0.53	15.59	0.113	1.250	1	0.852	9.87	40.7	0.900	36.6	0.962	39.2	35.3	156	6.3	0.75	4.7			
				ГВ3	C ₂	213	1.0	222	0.18	0.53	15.59	0.113	1.250	1	0.852	9.87	3.5	0.900	3.2	0.962	3.4	3.1	156	0.5	0.75	0.4			
		<i>всего</i>		C ₁	1435	0.6	795										12.8		11.5		12.3	11.1		2.0		1.5			
		C ₂		4045	1.3	5148											81.4		73.3		78.4	70.6		12.6		9.5			
за пределами лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																													
M-I	нерусловые	II	СГ	ЧГ3	C ₂	1103	0.6	617	0.18	0.58	15.59	0.113	0.125	1	0.852	9.87	1.0	0.900	0.9	0.962	1.0	0.9	156	0.2	0.75	0.2			
				ГВ3		146	0.5	73	0.18	0.58	15.59	0.113	0.125	1	0.852	9.87	0.1	0.900	0.1	0.962	0.1	0.1	156	0.0	0.75	0.0			
		<i>всего</i>		C ₂	1249	0.6	690											1.1		1.0		1.1	1.0		0.2		0.2		
		<i>Итого по горизонту M-I</i>		C ₁	1435	0.6	795										12.8		11.5		12.3	11.1		2.0		1.5			
		C ₂		5294	1.1	5838											82.5		74.3		79.5	71.6		12.8		9.6			
в пределах лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																													
M-II-1a	нерусловые	I(скв.50)	СГ	ГВ3	C ₂	1045	2.2	2342	0.20	0.52	15.86	0.113	1.250	1	0.848	9.87	40.2	0.900	36.2	0.962	38.7	34.8	156	6.3	0.75	4.7			
				ГВ3	C ₂	1588	1.8	2821	0.20	0.52	15.86	0.113	1.250	1	0.848	9.87	48.4	0.900	43.6	0.962	46.6	41.9	156	7.6	0.75	5.7			
				ЧГ3	C ₁	830	3.9	3206	0.21	0.53	15.92	0.113	1.250	1	0.847	9.87	59.0	0.900	53.1	0.962	56.8	51.1	156	9.2	0.75	6.9			
				ЧГ3	C ₂	714	3.3	2361	0.21	0.53	15.92	0.113	1.250	1	0.847	9.87	43.5	0.900	39.2	0.962	41.8	37.6	156	6.8	0.75	5.1			
		II	СГ	ГВ3	C ₂	1167	2.4	2779	0.21	0.53	15.92	0.113	1.250	1	0.847	9.87	51.2	0.900	46.1	0.962	49.3	44.4	156	8.0	0.75	6.0			
				ГВ3	C ₁	830	3.9	3206									59.0		53.1		56.8	51.1		9.2		6.9			
<i>всего</i>				C ₂	4514	2.3	10303										183.3		165.1		176.4	158.7		28.7		21.5			
за пределами лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																													
M-II-1a	нерусловые	II	СГ	ЧГ3	C ₁	132	4.4	581	0.21	0.53	15.92	0.113	1.250	1	0.847	9.87	10.7	0.900	9.6	0.962	10.3	9.3	156	1.7	0.75	1.3			
				ЧГ3	C ₂	1044	4.4	4594	0.21	0.53	15.92	0.113	1.250																

Продолжение таблицы 2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
в пределах лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																											
Ю-0-1 нерудовые	II	СГ	ЧГ3	C ₁	242	1.6	399	0.26	0.55	16.49	0.113	1.176	1	0.840	9.87	9.1	0.547	5.0	0.962	8.8	4.8	156	1.4	0.75	1.1		
			ГВ3		171	1.1	192	0.26	0.55	16.49	0.113	1.176	1	0.840	9.87	4.4	0.547	2.4	0.962	4.2	2.3	156	0.7	0.75	0.5		
			ЧГ3	C ₂	56	1	56	0.26	0.55	16.49	0.113	1.176	1	0.840	9.87	1.3	0.547	0.7	0.962	1.3	0.7	156	0.2	0.75	0.2		
			ГВ3		92	1	92	0.26	0.55	16.49	0.113	1.176	1	0.840	9.87	2.1	0.547	1.1	0.962	2.0	1.1	156	0.3	0.75	0.2		
	<i>Итого по горизонту</i>			C ₁	413	1.4	591										13.5		7.4		13.0	7.1		2.1		1.6	
	<i>Итого по горизонту</i>			C ₂	148	1	148										3.4		1.8		3.3	1.8		0.5		0.4	
	Ю-1	I	СГ	ГВ3	C ₁	1049	2.0	2093	0.28	0.54	16.88	0.113	1.137	1	0.835	9.87	49.8	0.900	44.8	0.962	47.9	43.1	156	7.8	0.75	5.8	
					C ₁	1049		2093									49.8		44.8		47.9	43.1		7.8		5.8	
Ю-III	I	СГ	ЧГ3	C ₁	791.0	1.9	1542	0.24	0.83	17.45	0.113	1.200	1	0.828	9.87	52.3	0.795	41.6	0.962	50.3	40.0	156	8.2	0.75	6.1		
			ГВ3	C ₁	174.0	1.9	339	0.24	0.83	17.45	0.113	1.200	1	0.828	9.87	11.5	0.795	9.1	0.962	11.1	8.8	156	1.8	0.75	1.3		
	<i>Всего</i>			C ₁	965	1.9	1881										63.8		50.7		61.4	48.8		10.0		7.5	
Ю	<i>Итого по СГ</i>			C ₁	2427	1.9	4565										127.1		102.9		122.3	99.0		19.8		14.9	
	<i>в пределах горного отвода СГ</i>			C ₂	148	1.0	148										3.4		1.8		3.3	1.8		0.5		0.4	
	<i>за пределами горного отвода СГ</i>			C ₁	4692	1.8	8566										198.9		167.5		191.4	161.2		31.0		23.3	
	<i>за пределами горного отвода СГ</i>			C ₂	8707	1.8	15599										268.1		240.2		258.1	231.1		41.8		31.4	
	<i>итого по СГ</i>			C ₁	132	4.4	581										10.7		9.6		10.3	9.3		1.7		1.3	
	<i>итого по СГ</i>			C ₂	4519	2.3	10354										179.0		161.1		172.3	155.1		28.0		21.0	
	<i>итого по СГ</i>			C ₁	4824	1.9	9147										209.6		177.1		201.7	170.5		32.7		24.5	
	<i>итого по СГ</i>			C ₂	13227	2.0	25953										447.1		401.3		430.4	386.2		69.8		52.4	

Таблица 2.5.3 – Подсчет запасов газа газовой шапки и конденсата месторождения Акшабулак Южный по состоянию на 02.01.2023г

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	Потенц.содержан. стабильного конденсата, г/м ³		Начальн.извлек.запасы конденсата, тыс.т		Начальн.извлек.запасы конденсата, тыс.т	
в пределах лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																																
Ю-0-2а	нераусловые	II	ГШ	ГН3	C ₁	23	2.0	45	0.23	0.45	16.68	0.113	1.176	1	0.837	9.87	0.8	0.900	1	0.962	0.8	0.7	156	0.1	0.75	0.1						
<i>Итого по горизонту</i>				C ₁	23	2	45																									
Ю-0-2б	русловые	I	ГШ	ГН3	C ₁	139	0.8	118	0.24	0.51	16.61	0.113	1.176	1	0.838	9.87	2.3	0.900	2.1	0.962	2.2	2.0	156	0.4	0.75	0.3						
		II				178	3.6	645	0.29	0.55	16.61	0.113	1.176	1	0.838	9.87	16.5	0.900	14.9	0.962	15.9	14.3	156	2.6	0.75	2.0						
		II'				141	3.7	519	0.33	0.61	16.61	0.113	1.176	1	0.838	9.87	16.8	0.900	15.1	0.962	16.2	14.6	156	2.6	0.75	2.0						
		III				59	1.6	94	0.23	0.40	16.68	0.113	1.176	1	0.837	9.87	1.4	0.900	1.3	0.962	1.3	1.2	156	0.2	0.75	0.2						
		<i>Всего</i>				517		1376												37.0		33.4		35.6	32.1		5.8		4.5			
	нераусловые	I	ГШ	ГН3	C ₁	419.0	0.6	272.0	0.23	0.46	16.61	0.113	1.176	1	0.838	9.87	4.6	0.900	4.1	0.962	4.4	4.0	156	0.7	0.75	0.5						
		II				303.0	1.3	379.0	0.28	0.57	16.61	0.113	1.176	1	0.838	9.87	9.7	0.900	8.7	0.962	9.3	8.4	156	1.5	0.75	1.1						
		II'				152.0	1.6	236.0	0.3	0.59	16.61	0.113	1.176	1	0.838	9.87	6.7	0.900	6.0	0.962	6.4	5.8	156	1.0	0.75	0.8						
		III				38.00	1.4	53	0.27	0.61	16.68	0.113	1.176	1	0.837	9.87	1.4	0.900	1.3	0.962	1.3	1.2	156	0.2	0.75	0.2						
		<i>Всего</i>				912.0		940.0												22.4		20.1		21.4	19.4		3.4		2.6			
	<i>Итого по горизонту</i>				C ₁	1429.0		2316.0												59.4		53.5		57.0	51.5		9.2		7.1			
Ю-II	нераусловые	II (№66)	ГШ	ГН3	C ₁	105.0	4.2	443.0	0.28	0.51	16.61	0.113	1.176	1	0.838	9.87	10.2	0.900	9.2	0.962	9.8	8.8	156	1.6	0.75	1.2						
Ю-III	<i>Итого по горизонту</i>					105.0		443.0												10.2		9.2		9.8	8.8		1.6		1.2			
		II	ГШ	ГН3	C ₁	1159	7.8	9012.0	0.26	0.87	17.44	0.113	1.200	1	0.828	9.87	346.8	0.900	312.1	0.962	333.6	300.2	156	54.1	0.75	40.6						
		II'	ГШ	ГН3		691	6.0	4147.0	0.27	0.85	17.44	0.113	1.200	1	0.828	9.87	161.9	0.900	145.7	0.962	155.7	140.1	156	25.3	0.75	19.0						
		<i>Всего</i>				1850.0	7.1	13159.0												508.7		457.8		489.3	440.3		79.4		59.6			
	в пределах горного отвода ГШ				C ₁	3407	4.7	15963												579		521		557	501		90		68			

Таблица 2.5.4 – Подсчет запасов этана, пропана, бутана в растворенном в нефти газе месторождения Акшабулак Южный по состоянию изученности на 02.01.2023г.

Горизонт	Категория	Запасы растворенного в нефти газа, млн. м ³		Потенциальное содержание компонентов в растворенном в нефти газе, г/м ³			Геологические запасы, тыс. т			
		Геол-е.	Извл-е.	Этана	Пропана	Бутана	Извлекаемые запасы, тыс. т	Этана	Пропана	
Ю-0-1	B	5.1	0.7	73.4	289.1	402.1	0.4	1.5	2.1	
							0.1	0.2	0.3	
	C ₁	0.2	0.1	73.4	289.1	402.1	0.0	0.1	0.1	
							0.0	0.0	0.0	
Ю-0-2а	B	7.2	3.4	159.39	220.18	173.95	1.1	1.6	1.3	
							0.5	0.7	0.6	
	C ₁	35.3	7.8	159.39	220.18	173.95	5.6	7.8	6.1	
							1.2	1.7	1.4	
	C ₃	7.2	3.1	159.39	220.18	173.95	1.1	1.6	1.3	
							0.5	0.7	0.5	
Ю-0-2б	B	119.4	71.8	159.39	220.18	173.95	19.0	26.3	20.8	
							11.4	15.8	12.5	
	C ₁	152.1	25.9	159.39	220.18	173.95	24.2	33.5	26.5	
							4.1	5.7	4.5	
Ю-I	C ₃	2.2	0.2	159.39	220.18	173.95	0.4	0.5	0.4	
							0.0	0.0	0.0	
	B	5.0	1.3	221.28	360.80	272.49	1.1	1.8	1.4	
							0.3	0.5	0.4	
Ю-II	C ₁	20.8	5	221.28	360.80	272.49	4.6	7.5	5.7	
							1.1	1.8	1.3	
	C ₂	6.6	2.7	135.4	140.3	144.70	0.9	0.9	1.0	
							0.4	0.4	0.4	
Ю-III	B	46.1	9.6	135.4	140.3	144.70	6.2	6.5	6.7	
							1.3	1.3	1.4	
	C ₁	550.7	268.3	158.20	195.52	156.94	87.1	107.7	86.4	
							42.4	52.5	42.1	
Итого по месторождению	C ₁	76.8	37.4	158.20	195.52	156.94	12.1	15.0	12.1	
							5.9	7.3	5.9	
	C ₂	91.1	33.2	158.20	195.52	156.94	14.4	17.8	14.3	
							5.3	6.5	5.2	
							B	107.3	135.5	
								54.4	69.0	
							C ₁	47.5	64.8	
								12.7	16.9	
							C ₂	20.7	24.3	
								6.6	7.8	
							C ₃	1.5	2.1	
								0.5	0.7	
									0.6	

Таблица 2.5.5 – Подсчет запасов серы в нефти месторождения Акшабулак Южный по состоянию изученности на 02.01.2023г.

Горизонт	Категория	Запасы нефти, тыс.т.		Содержание серы в нефти, %	Геологические запасы, тыс. т	
		Геологические	Извлекаемые		Извлекаемые запасы, тыс. т	Извлекаемые запасы, тыс. т
Ю-0-1	B+C ₁	384	55	0.07	0.3	0.0
					0.5	0.2
Ю-0-2а	B+C ₁	422	169	0.13	0.1	0.0
					0.7	0.2
Ю-0-2б (речевые)	B+C ₁	846	254	0.08	2.4	0.2
					0.3	
Ю-0-2б	B+C ₁	1847	211	0.13	2.4	0.3

(не результативные)	C ₃	22	2	0.13	0.0 0.0
Ю-I	B+C ₁	252	44	0.08	0.2 0.0
					0.0 0.0
Ю-II	C ₁	31	13	0.01	0.0 0.0
	C ₂	219	46	0.01	0.0 0.0
Ю-III	B+C ₁	3638	2070	0.08	2.9 1.7
	C ₂	528	225	0.08	0.4 0.2
<i>Итого по месторождению</i>				B+C ₁	7.0 2.4
				C ₂	0.4 0.2
				C ₃	0.1 0.0

Таблица 2.5.6 – Подсчет запасов парафина в нефти месторождения Акшабулак Южный по состоянию изученности на 02.01.2023г.

Горизонт	Категория	Запасы нефти, тыс.т.		Содержание парафина в нефти, %	Геологические запасы, тыс. т	
		Геологические	Извлекаемые		Извлекаемые запасы, тыс. т	
Ю-0-1	B+C ₁	384	55	4.05	15.6 2.2	
Ю-0-2а	B+C ₁	423	169	8.55	36.2 14.4	
	C ₃	78	31	8.55	6.7 2.7	
Ю-0-2б (результативные)	B+C ₁	846	254	4.4	37.6 11.3	
Ю-0-2б (не результативные)	B+C ₁	2008	230	8.55	171.7 19.7	
	C ₃	22	2	8.55	1.9 0.2	
Ю-I	B+C ₁	272	48	8.55	21.5 3.8	
Ю-II	C ₁	39	7	3.4	8.6 1.5	
	C ₂	214	28	3.4	8.6 1.5	
Ю-III	B+C ₁	3638	2070	4.4	161.5 91.9	
	C ₂	528	225	4.4	23.4 10.0	
<i>Итого по месторождению</i>				B+C ₁	452.6 144.8	
				C ₂	32.0 11.5	
				C ₃	8.6 2.8	

ЗПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

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

С целью уточнения данных о гидродинамических свойствах и энергетическом состоянии разрабатываемых объектов, необходимых для дальнейшего проектирования и получения информации о динамике процесса разработки и для его регулирования, недропользователем проводится комплекс как сложных ГДИС (КВУ, КВД, КПД, КПУ, МУО), так и простых ГДИС (прямых замеров давлений манометром), а также замеры статического, динамического уровней с пересчетом их на пластовые и забойные давления. Также по скважинам недропользователя имеются стационарные системы PDTK, с помощью которых в режиме «online» можно определить фильтрационные характеристики пласта, оценить состояния призабойной зоны скважины, определить температуры и давления скважин. В основном по данным системам наблюдаются забойные и пластовые давления скважин, но по скважинам №50 в ходе проведенного исследования от 01-31.03.2016г и по скважине №36 по исследованию от 01-31.05.2016г по итогам графоаналитической обработки были рассчитаны гидродинамические параметры скважин.

С учетом полученных данных по результатам проведенных исследований на 01.01.2023г были определены средние значения гидродинамических параметров по объектам и представлены их сравнения с ранее принятыми значениями действующего проекта – «ПР-2022г» (таблицы 3.3.4-3.3.5). Динамика пластового и забойного давлений с начала разработки рассчитаны по результатам проведенных сложных и простых ГДИС, а также замеров уровней жидкости или манометром с приведением их значений на одну глубину ВНК. В графических приложениях №19 приведены карты изобар объектов, где отражены текущие пластовые давления скважин, охваченных исследованиями в течение последних 5 лет. При расчете текущего пластового давления объектов учитывались данные исследований сложных ГДИС, а при их отсутствии – данные прямых замеров и замеров уровней жидкости, проведенные в течение последних 2 лет.

Всего за весь период разработки на месторождении в качестве сложных ГДИС проведено 71 исследование КВД, 58 исследования КВУ, 22 исследования КПД, 22 исследования МУО, 2 исследования ИПТ, 3 исследования PDTK (таблица 3.1.1). В том числе из них за анализируемый период 2018-2022гг проведено 17 КВД, 26 КВУ, 8 КПД, 1 КПУ, 1 снятие индикаторной кривой (таблица 3.1.2).

Таблица 3.1.1 – Количество проведенных ГДИС с начала разработки на 01.01.2023г

Объект	Всего	Вид исследования					
		КВД	КВУ	КПД	МУО	ИПТ	КПУ
I объект	7	2	4	-	1	-	-
II объект	94	19	47	18	8	1	1
III объект	80	49	12	4	12	1	-
безобъектный горизонт Ю-II	2	1*	-	-	1*	-	-
По месторождению в целом	183	71	63	22	22	2	1

*Совместное проведение исследований снятие индикаторной кривой и регистрация КВД

Таблица 3.1.2 – Количество проведенных ГДИС за анализируемый период-2018-2022гг

Объект	Всего	Вид исследования				
		КВД	КВУ	КПД	МУО	КПУ
I объект	1	-	1	-	-	-
II объект	31	1	22	7	-	1
III объект	24	15	8	1	-	-
безобъектный горизонт Ю-II	2	1*	-	-	1*	-
По месторождению в целом	58	17	31	8	1	1

*Совместное проведение исследований снятие индикаторной кривой и регистрация КВД

Отмечается широкий охват исследованиями ГДИС за анализируемый период, согласно рекомендациям, приведенных в «ПР-2022г» [41]. Кроме того, недропользователем регулярно проводятся замеры динамических и статических уровней жидкости, а также прямые замеры пластового и забойного давлений системой PDTK или спускаемым манометром в добывающих и наблюдательных скважинах II и III объектов с полным охватом всех действующих скважин.

I объект

На дату составления отчета, разработка I объекта ведется двумя скважинами: №37 (русло 13), и скважиной №45 введенной из контрольного фонда 03.04.2021г (нерусло, I блок). За отчетный период в качестве сложных ГДИС проведено 1 исследование КВУ по скважине №45. Всего с начала разработки проведено 7 ГДИС в период с 2005 по 01.01.2023г, по данным которых были определены средние значения проницаемости $33,12 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, удельного коэффициента продуктивности $1,13 \text{ м}^3/(\text{сут}^* \text{МПа})$ и скин-фактора – 1,1.

Динамика пластового и забойного давлений объекта, полученной по всем исследованиям ГДИС и замеров, отражена на рисунке 3.1.1. Из графика видно? Что за отчетный период было проведено 1 исследование методом кривой восстановления уровне по скважине №45, эксплуатируемой на нерусловой части I объекта с декабря 2018г, в период 06.02.2020-16.02.2020гг, по результатам которого определены значения пластового и забойного давлений. Уровень пластово давления, приведенного на ВНК составляет 11,5 МПа. Забойное давление на СИП составляет 6,46 МПа, что значительно выше давления насыщения, принятого по объекту на уровне 2,3 МПа. При этом промысловые показатели газового фактора за отчетный период, составляющего $6 \text{ м}^3/\text{т}$ не превышают газосодержания принятого по объекту на уровне $13,7 \text{ м}^3/\text{т}$, что свидетельствует об отсутствии

разгазирования.

Таким образом изменений в пластовом давлении и параметрах залежи по объекту не наблюдается. Начальное пластовое давление по объекту принято на отметке 15,1 МПа при давлении насыщения 2,3 МПа.

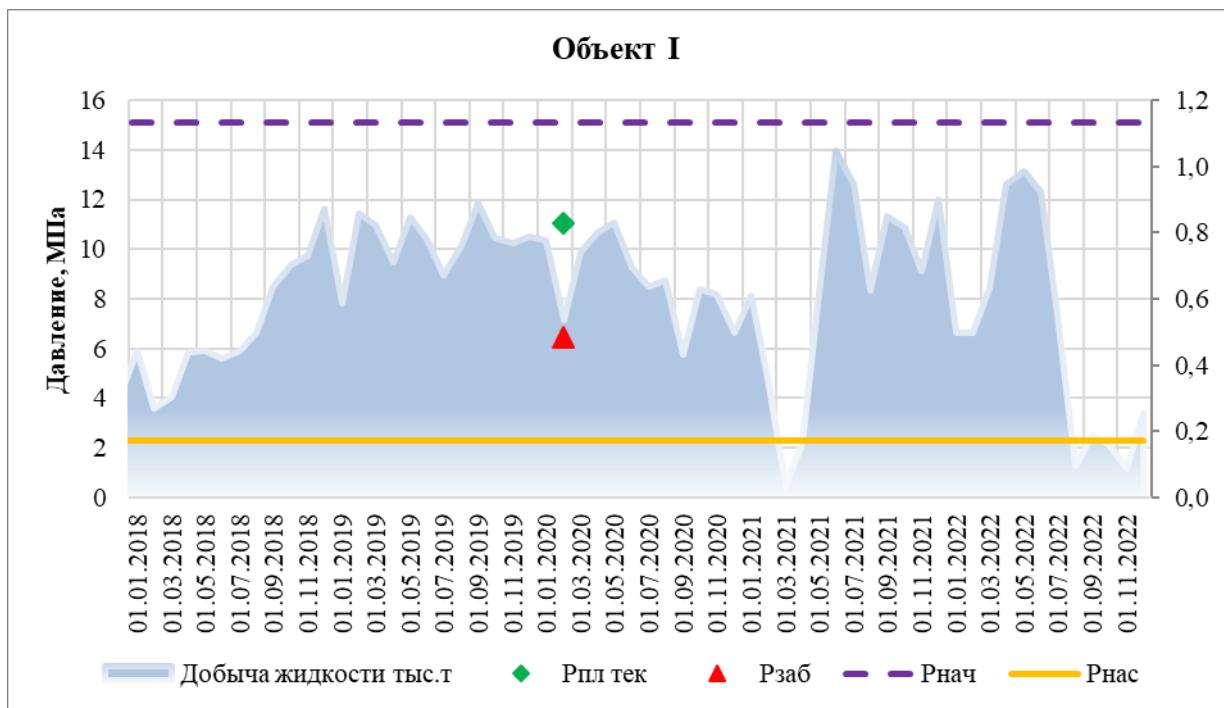


Рисунок 3.1.1 – Динамика пластового давления I объекта

II объект

В целом по объекту с начала разработки всего проведено 19 исследований КВД, 47 исследований КВУ, 18 исследований КПД, 8 исследований МУО, 1 исследование ИПТ и 1 исследование КПУ. Из них за отчетный период проведено 31 исследование по 14 скважинам: 1 исследование КВД в скважине №63, 22 исследования КВУ по 12 скважинам (№№35, 38, 41, 46, 48, 51, 56, 58, 59, 60, 62, 273) и 7 КПД на скважине №272, 1 исследование КПУ в скважине №273, которые позволили уточнить гидродинамические свойства скважин, средние значения по объекту. В свою очередь значения по объекту приведены по зонам (руслу и нерусло) в связи с различием значений проницаемости данных зон. Распределение значения проницаемости по площади показывает, что русловая зона (руслу 3) обладает более высокой пропускной способностью, чем нерусловые отложения.

Русловые отложения (руслу 3)

За отчетный период проведены 10 гидродинамических исследований по 2 скважинам №№272,273, включающих 2 КВУ (№273), 7 КПД (№272) и 1 исследование КПУ (№273).

Нерусловые отложения

За отчетный период проведено 21 гидродинамическое исследование по 12 скважинам (№№35, 38, 41, 46, 48, 51, 56, 58, 59, 60, 62, 63), включающих 1 исследование

КВД в скважине №63, 21 исследование КВУ в 11 скважинах (№№35, 38, 41, 46, 48, 51, 56, 58, 59, 60, 62).

II объект, (русловые отложения). С начала разработки фильтрационные параметры русловых отложений определены по 4 скважинам №№36, 272, 273, 36Д. Значения проницаемости по зоне варьируют от 13,2 до $1180 * 10^{-3}$ мкм², с учетом результатов новых исследований наблюдается снижение степени изменчивости данных по отношению к среднему показателю, о чем свидетельствует снижение коэффициента вариации с 1,42 в «ПР-2022г» до 1,24. Средняя проницаемость по зоне снизилась по сравнению с принятой в рамках «ПР-2022г» $276,6 * 10^{-3}$ мкм² до $257,06 * 10^{-3}$ мкм². [41]. Пласти русловой зоны характеризуются незначительной неоднородностью.

Текущее пластовое давление по русловой зоне определено по 10 гидродинамическим исследованиям, включающим: исследование КПУ по скважине №273 от 23.11.2019г (12,3 МПа), 7 исследований КПД по скважине №272 от 14-17.06.2020г (16,8 МПа), 23-25.07.2020г (17,0 МПа), 13-18.2020г (17,2 МПа), 13-16.05.2021г (16,6 МПа), 09-12.03.2022г (16,0 МПа), 26-30.05.2022г (16,4 МПа), 31.08-05.09.2022г (16,7 МПа), 1 замер пластового давления по скважине №272 от 08-09.08.2019г (15,9 МПа), 1 исследованию методом КВУ по скважине №273 от 29-30.09.2020г (12,5 МПа). Данные по давлению приведены на уровень ВНК, по осредненному значению которых определено текущее пластовое давление, составляющее 14,78 МПа. По сравнению с результатами расчета текущего пластового давления на дату «ПР-2022г» показало незначительное снижение на 0,62 МПа. Забойное давление для русловых отложений II объекта определено по 3 гидродинамическим исследованиям по скважине №273, включающим 2 исследования методом КВУ от 14-25.05.2019г (9,87 МПа), от 29-30.09.2020г (8,30 МПа) и 1 исследование методом КПУ от 23-25.11.2019г (8,68 МПа). Результаты исследований были пересчитаны на средний интервал перфораций скважин. Забойное давление принято, как результат среднего их значения, составившего 8,95 МПа.

По 2 замерам забойного давления по нагнетательной скважине №272 от 28-29.11.2019г (22,7 МПа) и от 08-09.02.2020г (22,8 МПа) получены значения выше начального пластового давления, в связи с чем данные результаты не учитывались в расчетах.

Хотя скважина №272 находится за линией ВНК, значения параметров исследований КПД скважины взяты в расчет, так как данные скважины аналогичны соседним скважинам русловой зоны. На рисунке 3.1.2 приведена динамика пластовых и забойных давлений по скважинам русловой зоны, из которой видно незначительное снижение пластового давления, составившего на дату «ПР-2022г» 15,4 МПа.

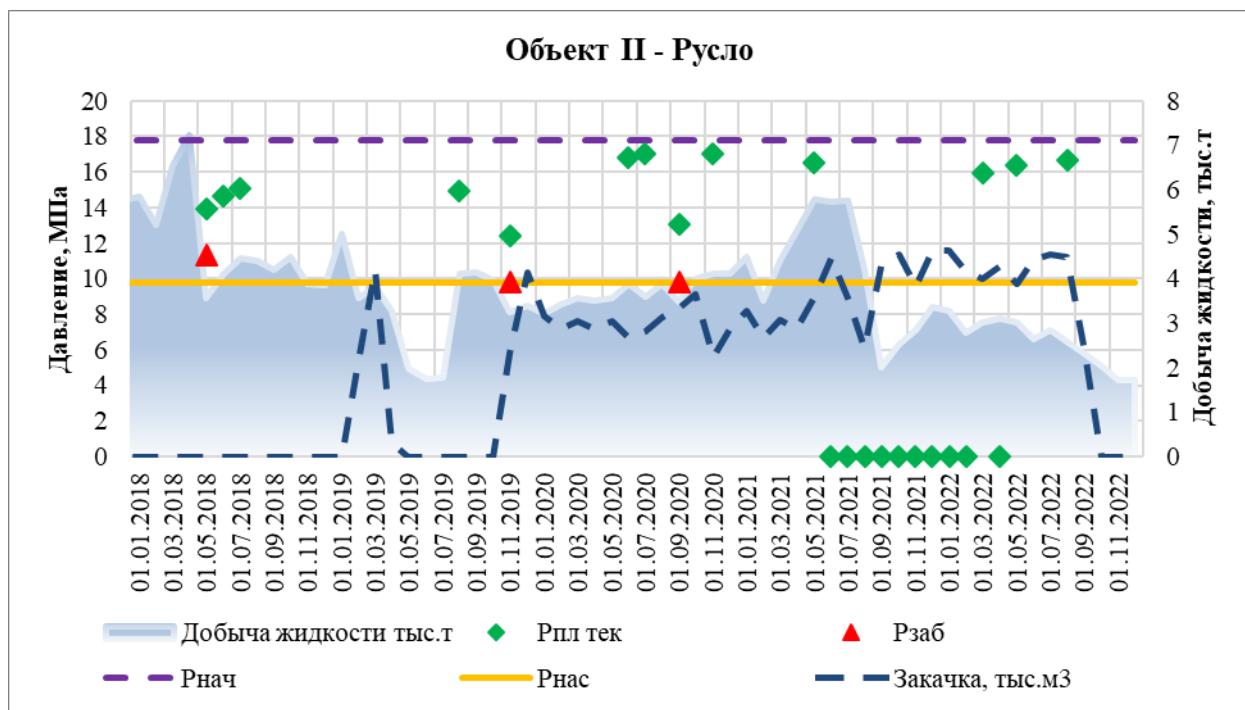


Рисунок 3.1.2 – Динамика пластового давления русловой зоны II объекта

II объект, (нерусло). Фильтрационные параметры нерусловых отложений определены по 15 скважинам №№35, 38, 41, 45, 46, 48, 51, 56, 58, 59, 60, 62, 63, 280, 34Д. По результатам исследований среднее значение проницаемости нерусловой зоны составило $36,97 \times 10^{-3}$ мкм², с интервалом изменения от 0,52 до $234,5 \times 10^{-3}$ мкм². По сравнению с результатами осредненного значения проницаемости в рамках «ПР-2022г» (41,67 мД), наблюдается снижение показателя до $36,97 \times 10^{-3}$ мкм². С учетом новых данных незначительно увеличился коэффициент вариации с 1,67 до 1,70.

Снижение значений проницаемости нерусловых зон в рамках настоящего отчета со значениями, приведенными в «ПР-2022г» [41], обусловлены полученными новыми данными ГДИС за отчетный период по переходящим скважинам №№41, 58, а также по новым скважинам №№62, 63.

Текущее среднее значение пластового давления по нерусловой зоне II объекта определено по 25 гидродинамическим исследованиям, включающим:

5 замеров пластового давления по скважине №280 от 03-04.04.2018г (14,7 МПа), 18-19.09.2018г (13,7 МПа), от 11-12.11.2018г (13,4 МПа), №49 от 04-05.05.2018г (15,1 МПа), 21-22.09.2018 (14,7 МПа);

1 исследование КВД в новой скважине №63 от 10-14.09.2022г (16,2 МПа);

19 КВУ по скважинам: №35 от 15-16.06.2022г (8,7 МПа), №38 от 14-15.07.2021г (14,3 МПа), №41 от 01-09.09.2019г (11,9 МПа), 15.06-29.07.2020г (13,2 МПа), 26.05-13.06.2022 (15,0 МПа), №46 от 30-31.07.2022г (5,4 МПа), №48 от 16.05-16.06.2018 (16,2 МПа), 21-29.09.2019 (16,3 МПа), №51 от 16-25.05.2018г (14,6 МПа), 26-28.05.2020г (13,9 МПа), №56

от 10-12.09.2019г (6,4 МПа), 19-21.11.2019г (6,7 МПа), 10-13.04.2020г (7,0 МПа), №58 от 20-25.05.2018г (14,3 МПа), 07-10.04.2020г (6,2 МПа), 22-25.06.2021г (11,9 МПа), №59 от 08-16.04.2020г (11,7 МПа), №60 31.01-10.02.2020г (13,4 МПа), №62 от 19-24.12.2021г (10,3 МПа).

При этом по скважинам №56 эксплуатирующей на горизонт Ю-I, №58, №46 получены низкие значения пластового давления, не коррелирующие с данными по соседним скважинам нерусловой зоны II объекта, в связи с чем результаты значений пластового давления по 5 исследованиям были отбракованы.

Таким образом, текущее пластовое давление, приведенное на уровень ВНК по результатам 20 исследований, составило 13,10 МПа, что немного выше значения, принятого в рамках «ПР-2022г» - 12,4 МПа. Высокое значение пластового давления, приведенного на ВНК в 16,57 МПа, что выше начального пластового давления, получено в скважине №63.

Забойное давление определено по результат вышеписанных исследований, при этом в расчете всего участвовало 17 гидродинамических исследований, исключающих 3 исследования КВУ, по которым не определялось Рзаб, и 5 исследований по замеру пластового давления.

Таким образом, среднее значение забойного давления, приведенного на СИП, составило 5,0 МПа, что ниже по сравнению с «ПР-2022г» на 2,6 МПа. При этом давление насыщения по нерусловым отложениям объекта принято на уровне 9,8 МПа, при газосодержании 100,9 м³/т. Промысловые показатели газового фактора на 2022г находятся на уровне 141,1 м³/т, что свидетельствует о разгазировании пластовой нефти.

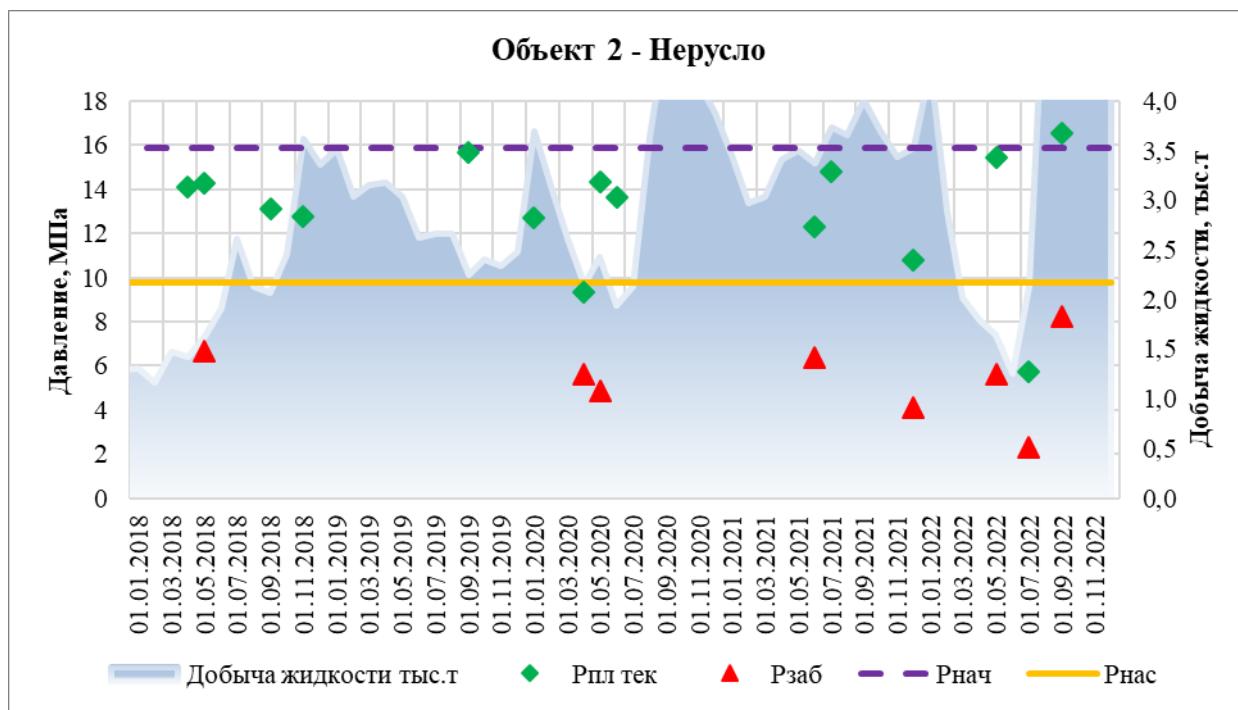


Рисунок 3.1.3 – Динамика пластового давления нерусловой зоны II объекта

III объект

По данному объекту проведено всего 80 сложных исследование ГДИС, из них 49 КВД, 12 КВУ, 4 КПД, 12 исследований МУО, 1 ИПТ, 2 исследования PDTK. В том числе за отчетный период было проведено 24 исследования, включающих 15 КВД по 7 скважинам (№№36, 38, 52, 55, 56, 61, 65), 8 КВУ по скважинам (№№46, 50, 52, 36Д) 1 исследование КПД (по скважине №61) и 1 исследование PDTK (по скважине №.52). На дату «ПР-2022г» коэффициенты осредненной проницаемости и вариации составляли $2337,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и 0,86 соответственно. С учетом новых данных по результатам обработки гидродинамических исследований проницаемость варьируется от 8,53 до $7544,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², среднее значение проницаемости составляет $2187,27 \cdot 10^{-3}$ мкм², при коэффициенте вариации в 0,74. Интервал изменений весьма широкий, что указывает на определенную неоднородность пластов. По сравнению с «ПР-2022г» наблюдается снижение коэффициента проницаемости по причине получения новых данных по переходящим скважинам №№50, 52, 56, 61, 206, и новой скважине №65.

Пласти объекта отличаются от остальных объектов, сравнительно высокой продуктивностью и высокой проницаемостью. Текущий удельный коэффициент продуктивности по объекту в среднем составляет $64,7 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{сут} \cdot \text{МПа})$.

Текущее пластовое давление по данным 41 исследования, проведенного за отчетный период, составляет 14,02 МПа, с интервалом изменения 13,29-15,42 МПа. Результаты интерпретированных данных приведены в таблице 3.5.3. По данному объекту значительного снижения пластового давления от начального уровня и принятого в

действующем проектном документе не наблюдается, это обусловлено хорошими фильтрационными свойствами пластов, что в свою очередь способствует сравнительно быстрому темпу перераспределения пластового давления (рисунок 3.1.4). Среднее значение забойного давления скважин, по результатам 45 исследований, составляет 13,3 МПа, при давлении насыщения в среднем 13,7 МПа. Также следует отметить, что объект разрабатывается на естественном упруговодогазонапорном режиме.

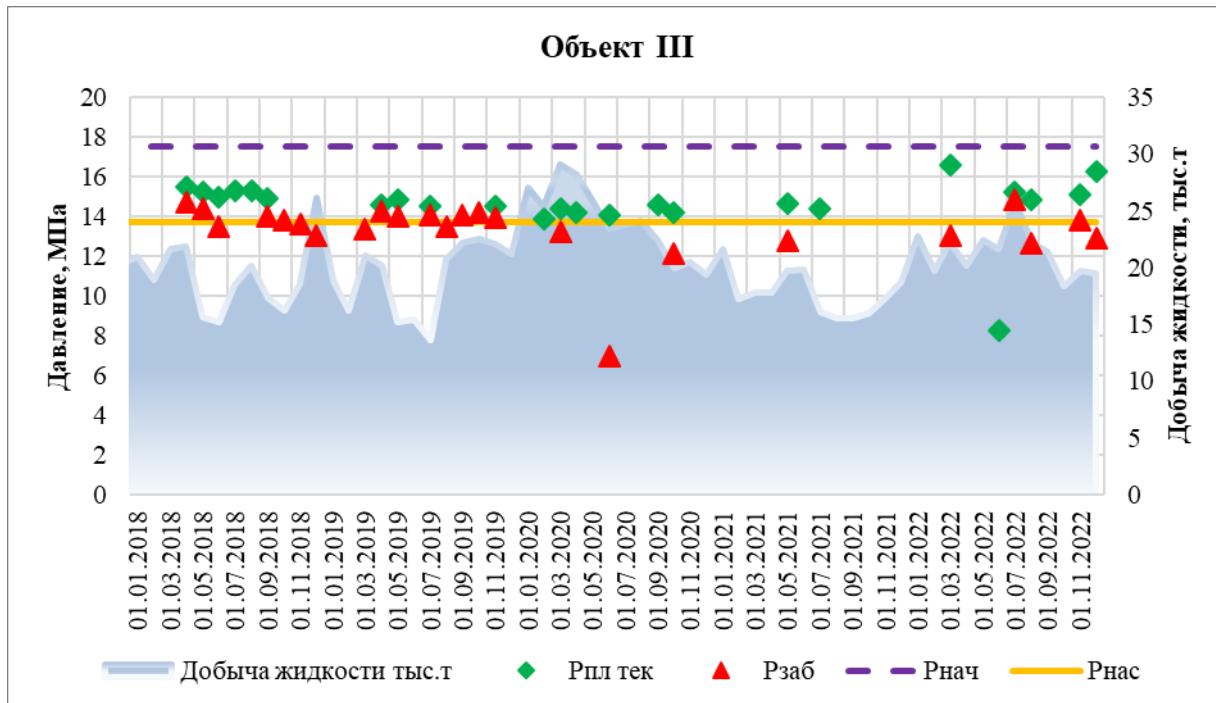


Рисунок 3.1.4 – Динамика пластового давления по III объекту

Таблица 3.1.3 – Среднее значения начального и текущего пластового давления по объектам разработки

Объект	Начальное пластовое давление, МПа	Текущее пластовое давление, МПа	Текущее забойное давление, МПа	Давление насыщения, МПа
I (русло)	15,1	6,2	5,3	2,3
II (нерусло)	15,9	13,1	5,0	9,8
II (русло)	17,8	14,8	9,0	9,8
III	17,5	14,0	13,7	13,7

Таблица 3.1.4 – Результаты проведенных ГДИС за период 2018-2022гг

№ скв.	Дата начала исследования	Дата окончания исследования	Объем	Горизонт	Вид ГДИС	Действующие интервалы перфорации	Глубина спуска прибора	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	Удельный коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	Гидропроводность, мкм ² *м/мПа*с	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Пьезопроводность, м ² /с	Скин-фактор	Рпл, МПа	Рзаб, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
38	17.04.2018	09.05.2018	III	Ю-III	КВД	1867-1877	1872,0	146,4	14,6	16,4000	512,01	1,2300	28,40	15,1	-
273	14.05.2018	25.05.2018	II	Ю-0-2	КВУ	1744-1754	1600,8	51,1	5,1	2,1700	70,05	0,1840	7,60	14,7	-
51	16.05.2018	25.05.2018	II	Ю-0-2	КВУ	1732,5-1734;1747-1748;1756-1757;1767-1770	1710,4	1,9	0,3	0,0543	32,90	0,0678	4,80	14,6	-
58	20.05.2018	25.05.2018	II	Ю-0-2	КВУ	1753-1756;1760-1762;1768-1769,5	1697,0	7,7	1,2	0,1530	60,17	0,1420	-2,47	14,3	-
50	22.05.2018	25.05.2018	III	Ю-III	КВУ	1873-1885	1861,2	9,4	0,8	1,1800	58,32	0,0623	53,91	15,4	-
52	28.05.2018	28.05.2018	III	Ю-III	КВД	1877-1887	1882,0	447,4	44,7	22,1000	631,86	1,1300	9,60	14,3	-
48	16.06.2018	16.06.2018	II	Ю-0-2	КВУ	1761-1766	1710,0	1,7	0,3	0,0480	36,91	0,1550	4,50	16,2	-
36	23.06.2018	23.06.2018	III	Ю-III	КВД	1863-1870	1866,0	235,7	33,7	16,2000	2595,31	7,9600	16,30	14,1	-
55	01.05.2019	01.05.2019	III	Ю-III	КВД	1873-1880	1876,0	374,4	53,5	38,0000	2689,01	1,8800	26,30	14,2	-
36	08.05.2019	09.05.2019	III	Ю-III	КВД	1863-1870	1866,0	407,1	58,2	16,2000	2590,01	1,3300	5,20	14,2	0,0
50	10.05.2019	15.05.2019	III	Ю-III	КВУ	1873-1885	1797,1	7,9	0,7	0,2850	57,30	0,2790	10,50	14,8	-
36	10.07.2019	12.07.2019	III	Ю-III	КВД	1863-1870	1866,0	545,8	78,0	16,2000	2590,00	1,3400	0,85	14,1	0,0
41	01.09.2019	09.09.2019	II	Ю-0-II	КВУ	1757-1761	устье	0,6	0,2	0,0041	2,03	0,0044	-3,88	11,9	3,8
56	10.09.2019	12.09.2019	II	Ю-I	КВУ	1773,5-1776,5	устье	9,7	3,2	0,2790	23,26	0,1190	5,60	6,4	3,9
48	21.09.2019	29.09.2019	II	Ю-0-2	КВУ	1761-1766	устье	0,2	0,0	0,0094	3,77	0,0087	6,20	16,3	3,5
61	10.11.2019	11.11.2019	III	Ю-III	КВД	1852-1855;1857,5-1860;1862-1864	1858,0	5,8	0,8	0,5230	39,20	0,1150	23,20	14,1	13,8
56	19.11.2019	21.11.2019	II	Ю-I	КВУ	1773,5-1776,5	устье	10,8	3,6	0,2790	23,26	0,1190	4,30	6,7	4,4
273	23.11.2019	25.11.2019	II	Ю-0-2	КПУ	1744-1754	1600,8	36,3	3,6	2,0800	67,01	0,1580	15,50	12,0	8,6
60	31.01.2020	10.02.2020	II	Ю-0-26	КВУ	1864-1871,5	устье	0,9	0,1	0,0128	2,55	0,0059	0,90	13,4	1,8
45	06.02.2020	16.02.2020	I	Ю-0-1	КВУ	1722-1725	устье	1,3	0,1	0,0052	3,48	0,0074	-4,96	11,8	6,4
36Д	17.02.2020	19.02.2020	III	Ю-III	КВУ	1870-1873,5;1875-1878	устье	-	-	-	-	-	-	13,4	15,8
61	03.03.2020	04.03.2020	III	Ю-III	КВД	1852-1855;1857,5-1860;1862-1864	1858,0	14,3	1,9	1,0600	79,35	0,0766	18,00	14,0	13,1
46	05.04.2020	07.04.2020	III	Ю-III	КВУ	1873-1876	устье	33,3	6,7	0,7340	34,36	0,0960	-0,80	16,6	11,2
58	07.04.2020	10.04.2020	II	Ю-0-2	КВУ	1753-1756;1760-1762;1768-1769,5	устье	10,5	1,6	0,1190	46,80	0,1080	-3,90	6,2	3,5
59	08.04.2020	16.04.2020	II	Ю-0-26	КВУ	1733,5-1738;1742-1743,5;1748,5-1750,5;1753-1754	устье	5,7	0,7	0,0425	8,50	0,0181	-4,80	11,8	7,6
56	10.04.2020	13.04.2020	II	Ю-I	КВУ	1773,5-1776,5	устье	11,8	3,9	0,2790	23,27	0,1190	2,50	7,0	4,9
51	26.05.2020	28.05.2020	II	Ю-0-2	КВУ	1732,5-1734;1747-1748;1756-1757;1767-1770	устье	1,6	0,2	0,0543	32,91	0,0664	7,20	13,9	4,5
55	02.06.2020	03.06.2020	III	Ю-III	КВД	1873-1880	1876,0	596,7	82,9	38,0000	2689,01	8,5500	11,70	14,0	13,8
36Д	07.06.2020	08.06.2020	III	Ю-III	КВУ	1870-1873,5;1875-1878	устье	160,3	24,7	12,6000	943,32	4,4400	18,40	14,1	15,8
272	14.06.2020	17.06.2020	II	Ю-0-2	КПД	1822-1832	1827,0	41,5	10,4	2,5000	37,59	0,4750	20,70	16,8	22,7
41	15.06.2020	29.07.2020	II	Ю-0-II	КВУ	1757-1761	устье	0,8	0,2	0,0048	2,38	0,0051	-3,80	13,2	0,8
41	15.06.2020	29.07.2020	II	Ю-0-2	КВУ	1757-1761	устье	0,8	0,2	0,0048	2,38	0,0051	-3,80	13,4	0,8
272	23.07.2020	25.07.2020	II	Ю-0-2	КПД	1822-1833	1827,0	41,9	8,4	2,4700	37,60	0,4700	20,40	17,0	22,9
273	29.09.2020	30.09.2020	II	Ю-0-2	КВУ	1744-1754	устье	36,6	3,7	2,0700	66,67	0,1570	16,00	12,5	8,2
61	29.10.2020	30.10.2020	III	Ю-III	КВД	1852-1855;1857,5-1860;1862-1863,9	1858,0	3,2	0,4	0,2340	17,56	0,0170	20,90	13,8	12,0
272	13.11.2020	18.11.2020	II	Ю-0-2	КПД	1822-1832	1827,0	39,2	9,8	2,4900	37,51	0,4740	22,52	17,2	23,9
272	13.05.2021	16.05.2021	II	Ю-0-2	КПД	1822-1832	1827,0	3160,0	109,0	2,3400	35,18	0,4440	22,49	16,8	25,8
61	29.05.2021	31.05.2021	III	Ю-III	КВД	1852-1855;1857,5-1860;1862-1863,9	1858,0	9,7	1,5	0,5260	39,46	0,0381	13,00	14,3	12,8
58	22.06.2021	25.06.2021	II	Ю-0-2	КВУ	1753-1756;1760-1762;1768-1769,5	устье	291,2	52,9	0,0000	23,92	-	-4,16	12,1	6,4

Продолжение таблицы 3.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
61	18.03.2022	25.03.2022	III	Ю-III	КПД	1852-1855;1857,5-1860;1862-1863,9	1858,0	35,8	5,5	0,5310	39,82	0,0385	-2,60	15,4	11,4
41	26.05.2022	13.06.2022	II	Ю-0-2	КВУ	1757-1761	устье	80,0	32,0	0,0000	6,99	-	-2,74	15,3	5,6
272	26.05.2022	30.05.2022	II	Ю-0-2	КПД	1822-1832	1827,0	3580,0	123,4	2,3500	35,37	0,4470	22,69	16,6	27,0
35	15.06.2022	16.06.2022	II	Ю-0-2	КВУ		устье	60,0	10,2	-	-	-	-	8,7	0,0
56	18.07.2022	21.07.2022	III	Ю-III	КВД	1773,5-1776,5	1861,0	99,2	33,1	20,7000	3518,38	13,9000	7,30	14,7	14,9
52	27.07.2022	28.07.2022	III	Ю-III	КВУ		устье	1280,0	170,7	-	-	-	-	15,0	0,0
65	25.08.2022	26.08.2022	III	Ю-III	КВД		1879,0	43,6	21,8	1,8300	466,39	0,4890	6,30	14,6	12,6
272	31.08.2022	05.09.2022	II	Ю-0-2	КПД	1822-1832	1827,0	3670,0	313,7	1,1500	42,80	0,4500	6,23	17,0	27,3
63	10.09.2022	14.09.2022	II	Ю-0-26	КВД		1766,0	650,0	141,3	0,3810	109,60	0,2490	-2,10	16,4	8,3

Таблица 3.1.5 – Сравнение результатов ГДИС

Наименование	ПР-2022г				ДПР-2023г			
	Количество		Интервал изменения	Среднее значение	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений			скважин	измерений		
I объект								
Коэффициент продуктивности по нефти, м ³ /(сут*МПа)	2	7	3,1-16,84	9,2	1	1	1,29	1,29
Удельная продуктивность, м ³ ·10/m*сут*МПа	2	7	0,36-1,98	1,13	1	1	0,129	0,129
Коэффициент приемистости, м ³ /сут*МПа	-	-	-	-	-	-	-	-
Удельная приемистость, м ³ ·10/m*сут*МПа	-	-	-	-	-	-	-	-
Гидропроводность, мкм ² *м/МПа*c	2	6	0,04-0,17	0,11	1	1	0,00522	0,00522
Пьезопроводность, м ² /с	2	6	0,01-0,13	0,05	1	1	0,00742	0,00742
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	2	6	3,21-56,07	33,12	1	1	3,48	3,48
II объект								
<i>Русло</i>								
Коэффициент продуктивности по нефти, м ³ /(сут*МПа)	4	40	3,9-303	69,75	4	44	3,9-303	66,63
Удельная продуктивность, м ³ ·10/m*сут*МПа	4	40	0,6-30,3	7,35	4	44	0,6-30,3	6,84
Коэффициент приемистости, м ³ /сут*МПа	1	13	27,6-59,5	43,03	1	17	27,6-59,5	41,2
Удельная приемистость, м ³ ·10/m*сут*МПа	1	13	3,3-10,4	6,2	1	17	3,3-10,4	6,2
Гидропроводность, мкм ² *м/МПа*c	4	44	0,18-39,7	9,3	4	48	0,18-39,7	8,77
Пьезопроводность, м ² /с	4	45	0,08-58,3	2,5	4	49	0,08-58,3	2,36
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	4	45	13,19-1180	287,05	4	49	13,19-1180	257,06
<i>Нерусло</i>								
Коэффициент продуктивности по нефти, м ³ /(сут*МПа)	11	36	0,2-114,4	11,6	15	44	0,2-650	41,05
Удельная продуктивность м ³ ·10/m*сут*МПа	10	35	0,03-16,3	1,9	15	42	0,03-141,30	8,33
Коэффициент приемистости, м ³ /сут*МПа	-	-	-	-	-	-	-	-
Удельная приемистость, м ³ ·10/m*сут*МПа	-	-	-	-	-	-	-	-
Гидропроводность, мкм ² *м/МПа*c	11	35	0,001-4,9	0,49	15	40	0,001-4,9	0,44
Пьезопроводность, м ² /с	10	32	0,001-1,25	0,13	14	35	0,001-1,25	0,13
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	10	36	0,52-234,45	37,7	14	41	0,52-234,45	37
III объект								
Коэффициент продуктивности по нефти, м ³ /(сут*МПа)	8	60	5,8-2154,3	256,4	14	70	5,8-2154,3	282,91
Удельная продуктивность, м ³ ·10/m*сут*МПа	8	60	0,7-307,8	42,5	14	70	0,7-427,4	48,65
Коэффициент приемистости, м ³ /сут*МПа	1	1	46,9	46,9	1	1	46,9	46,9
Удельная приемистость, м ³ ·10/m*сут*МПа	1	1	1,3	1,3	1	1	1,3	1,3
Гидропроводность, мкм ² *м/МПа*c	12	68	0,285-62,5	23,0	14	75	0,285-62,5	21,35
Пьезопроводность, м ² /с	12	67	0,017-57,5	7,4	14	73	0,017-57,5	7,04
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	12	68	14,48-7544,5	2337,1	14	75	14,48-7544,5	2187,27

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

В целом месторождение в промышленной разработке находится с 2007г согласно «Технологической схеме разработки...» (2007г). В 2017г был составлен «Проект разработки месторождения Акшабулак Южный» [35] (Письмо утверждения Комитета геологии и недропользования №27-5-342-И от 19.02.2018г на основании Протокола ЦКРР РК №1/4 от 26.01.2018г) с выделением трех эксплуатационных объектов:

- **I объект** – горизонт Ю-0-1;
- **II объект** – горизонты Ю-0-2 (пласти «Ю-0-2а» и «Ю-0-2б») и Ю-І;
- **III объект** – горизонт Ю-ІІІ.

Горизонты М-І, М-ІІ (М-ІІ-1а), с запасами свободного газа, не были выделены как объекты разработки в связи с непромышленными запасами и отсутствием перспектив на их разработку.

В 2019г был выполнен «Анализ разработки месторождения ...», в рамках которого были уточнены проектные решения и технологические показатели разработки на 2020-2022гг.

В 2022г на основе утвержденных запасов и принятых изменений в рамках «Пересчета запасов...» 2021г, составлен действующий проектный документ «Проект разработки месторождения Акшабулак Южный», (Протокол ЦКРР РК №23/4 от 24 февраля 2022г) на основе которого в настоящее время ведется разработка месторождения. [41]

После ПР-2022г на месторождении пробурено 6 скважин: №№63, 64, 65, 66, 67, 68.

- №63 – целевой горизонт Ю-0-2б;
- №64 – целевой горизонт Ю-0-2;
- №65 – целевой горизонт Ю-ІІІ;
- №66 – целевой горизонт Ю-0-2б;
- №67 – целевой горизонт Ю-ІІ;
- №68 – целевой горизонт Ю-І.

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

На месторождении Акшабулак Южный всего пробурено 42 скважины (таблица 3.2.1), из них:

- **в фонде добывающих скважин** – 17 ед (№№35, 37, 38, 45, 46, 52, 55, 56, 57, 59, 61, 63, 64, 65, 66, 273, 36Д), все действующие;
- **в консервации** – 4 ед. (№48, 49, 53, 280);

- в фонде нагнетательных скважин – 1 ед. (№272);
- в фонде контрольных скважин (наблюдательные) – 12 ед. (№№ 36, 41, 50, 51, 58, 60, 62, 67, 68, 206 – добывающие, №№207, 339 – нагнетательные);
- в фонде ликвидированных скважин (по геологическим причинам) – 8 ед. (№№ 3, 4, 6, 15, 16, 31, 32, 47).

Процент пробуренных скважин по основным категориям представлен на рисунке 3.2.2.

В фонде добывающих скважин в целом по месторождению числятся 17 ед.

Из числа скважин действующего добывающего фонда, 7 добывающих скважин (№№56, 45, 52, 55, 57, 61, 36Д) работают на III объекте разработки, на II объекте эксплуатируются 8 скважин (№№35, 38, 46, 59, 63, 64, 66, 273) на I объекте – 2 скважины (№37, 45).

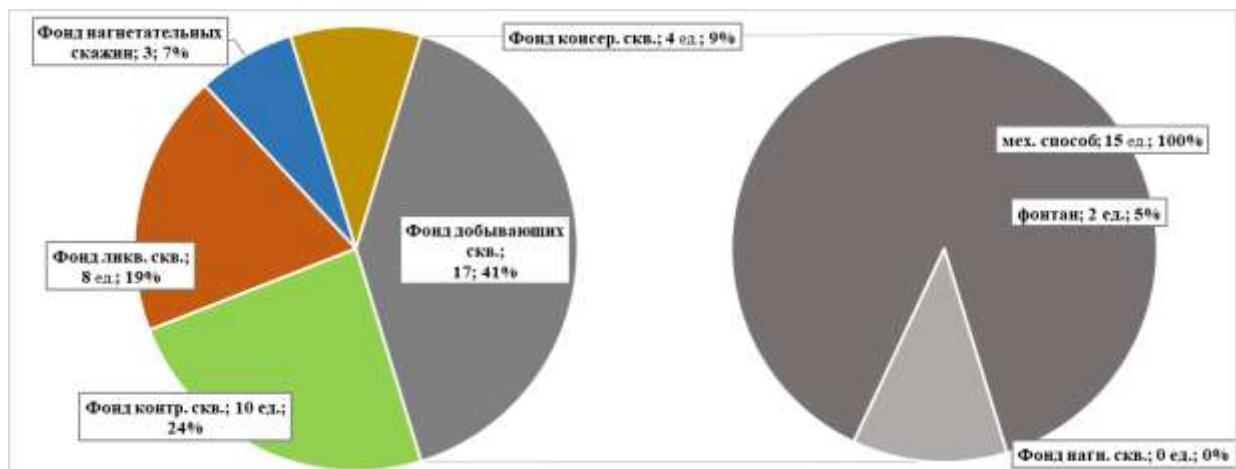


Рисунок 3.2.1 – Распределение фонда скважин по месторождению в целом на 01.01.2023г

Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин на 01.01.2023г

№ п/п	Фонд	Характеристика фонда скважин	- объект		I объект		II объект		III объект		Всего по месторождению
			№ скважин	всего	№ скважин	всего	№ скважин	всего	№ скважин	всего	
1	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	Всего				2		8		7	17
		В т.ч. действующие:			2		8		7	17	
		из них дающие продукцию:			2		8		7	17	
		фонтанирующие			0		0	№№56, 45	2	2	
		механизированные		№№37, 45	2	№№35, 38, 46, 59, 63, 64, 66, 273	8	№№36Д, 52, 55, 57, 61	5	15	
		в простое								0	
		В бездействии								0	
		В освоении (и/или в ожидании освоения)								0	
2	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	Всего					1		2	3	
		В т.ч. действующие				№272	1			1	
		наблюдательные						№№207, 339	2	2	
3	В освоении										
4	В консервации		№№49, 280	2		№48	1	№53	1	4	
5	Фонд контрольных скважин	Всего		1			6		3	10	
		наблюдательные скважины	№67	1		№№41, 51, 58, 60, 62, 68	6	№№36, 50, 206	3	10	
6	Фонд ликвидированных скважин	Всего		1		3	2		2	8	
		ликвидированные скважины	№7	1	№№3, 4, 6	3	№№15, 16	2	№31, 32	2	8
		Всего пробурено									42

Согласно проектным решениям З рекомендуемого варианта действующего проектного документа на разработку, на месторождении предполагается бурение 11 вертикальных скважин (№№63, 64, 65, 66, 69, 73, 74, 75, 76, 77, 78), перевод 8 скважин между объектами (№№38, 50, 56, 63, 65, 66, 73, 74), перевод под закачку двух добывающих скважин (№60,64) после отработки на нефть и одной контрольной скважины №339. Также с целью использования потенциала пробуренного фонда скважин и для более полного и ускоренного вовлечения запасов III объекта в разработку предусматривается организация одновременно-раздельной эксплуатаций II и III объектов в 2-х добывающих скважинах (№№76,77), ввод из контрольного фонда 4 скважин (№№45, 59, 60, 61). Также с целью доразведки участков залежей, оценённых по непромышленной категории, заложено бурение 3 оценочных скважин №№62, 67, 68 [41]

Из запланированного объема выполнено бурение и ввод в эксплуатацию 4 добывающих скважин (№№63, 64, 65, 66), 3 оценочных скважин (№№62, 67, 68), перевод между объектами 2 добывающих скважин (№38 – с Ю-III на Ю-0-2/I 09.07.2021г, №56 - с Ю-I на Ю-III - 11.06.2022г), а также дополнительно перевод №46 – с Ю-III на Ю-0-2 – 30.0.7.2021г, ввод из наблюдательного фонда 3 скважин (№45 - 03.04.2021г, №59 – 01.01.2022г, №61 – 01.01.2022г), а также дополнительно ввод 2 скважин (№38 - 09.07.2021г, №46 – 30.07.2021г).

Ввод новых скважин:

Добывающие

- №63 – 24.07.2022г;
- №64 – 26.09.2022г;
- №65 – 28.06.2022г;
- №66 – 14.08.2022г;

Оценочные

- №62 – 21.09.2021г;
- №67 – 22.09.2022г;
- №68 – 11.11.2022г.

Добывающие скважины

Скважина №63 пробурена согласно проектной точке, отображенной на рисунке 3.2.2 (а), и вступила в эксплуатацию на II объект (горизонт Ю-0-2б) 24.07.2022г фонтанным способом на 10 мм штуцере с входным дебитом нефти 45,8 т/сут и обводненностью в 28% при проектном значении входного дебита нефти – 15,6 т/сут. Опробование скважины проведено на горизонте Ю-0-2б (интервалы перфораций (5,5м): 1753-1754,5м; 1761,5-

1763,5м; 1773,5-1774,5; 1778,5-1779,5) в период с 22-26.07.2022г. По результатам опробования объект был признан как нефтеносный.

В период с 10-14.09.2022г скважина была закрыта на регистрацию КВД. В конце года, 13.12.2022г осуществлен перевод на механизированный способ эксплуатации с помощью установки ЭЦН 40/1700, после чего скважина была закрыта на ПРС. Таким образом на дату отчета скважина эксплуатируется с среднесуточных дебитом по нефти в 27,9 т/сут, жидкости 42,5 т/сут, при обводненности в 34,3% на II объект. Годовой коэффициент эксплуатации скважины составил 0,80 д.ед. по причине простоя скважины при проведении исследований, а также ПРС при переводе на механизированный способ эксплуатации.

Скважина №64 пробурена согласно проектной точке, отображенной на рисунке 3.2.2 (б), и вступила в эксплуатацию на II объект (горизонт Ю-0-2) 26.09.2022г механизированным способом с помощью ЭЦН 60/1700, с входным дебитом нефти 10,0 т/сут и обводненностью в 4,6% при проектных значениях входного дебита нефти 15,2 т/сут. Опробование скважины проведено на горизонте Ю-0-2 (интервалы перфораций (10м) 1739-1740м; 1741-1742,5м; 1747-4750; 1761-17635) в период с 23-30.09.2022г. По результатам опробования объект был признан как нефтеносный.

На дату отчета скважина эксплуатируется с среднесуточным дебитом по нефти в 9,5 т/сут, жидкости 9,5 т/сут, при обводненности в 0,9% на II объект. Годовой коэффициент эксплуатации скважины составил 0,73 д.ед. так как скважина была введена в эксплуатацию в конце месяца.

Скважина №65 пробурена согласно проектной точке, отображенной на рисунке 3.2.3, и вступила в эксплуатацию на III объект (горизонт Ю-III) 08.07.2022г фонтанным, с входным дебитом нефти 77,2 т/сут и обводненностью в 3,2% при проектных значениях входного дебита нефти 15,6 т/сут. Опробование скважины проведено на горизонте Ю-III (интервалы перфораций (2м) 1878-1880м в период с 07-11.07.2022г. По результатам опробования объект был признан как нефтеносный. За период опробования на различных режимах Ø штуцера 8-6-5 мм из скважины извлечено 481,2 м³ жидкости, 371,2 м³ нефти, 109,86 м³ воды.

На дату отчета скважина эксплуатируется с среднесуточным дебитом по нефти в 44,2 т/сут, жидкости 44,5 т/сут, при обводненности в 0,6% на III объект. Годовой коэффициент эксплуатации скважины находится на высоком уровне и составляет 0,96 д.ед.

Скважина №66 согласно проектной точке, отображенной на рисунке 3.2.2 (в), и вступила в эксплуатацию на II объект (горизонт Ю-0-2б) 14.08.2022г механизированным способом с помощью ЭЦН 40/1700, с входным дебитом нефти 18,7 т/сут и обводненностью

в 25% при проектных значениях входного дебита нефти 14,7 т/сут. Опробование скважины проведено на горизонте Ю-0-26 (интервалы перфораций (11м) 1756-1759м; 1765-1773м) в период с 11-17.08.2022г. По результатам опробования объект был признан как нефтеносный.

На дату отчета скважина эксплуатируется с среднесуточным дебитом по нефти в 9,0 т/сут, жидкости 9,2 т/сут, при обводненности в 1,0% на II объект. Годовой коэффициент эксплуатации скважины составил 0,92 д.ед. на что повлиял ввод скважины в эксплуатацию в середине месяца.

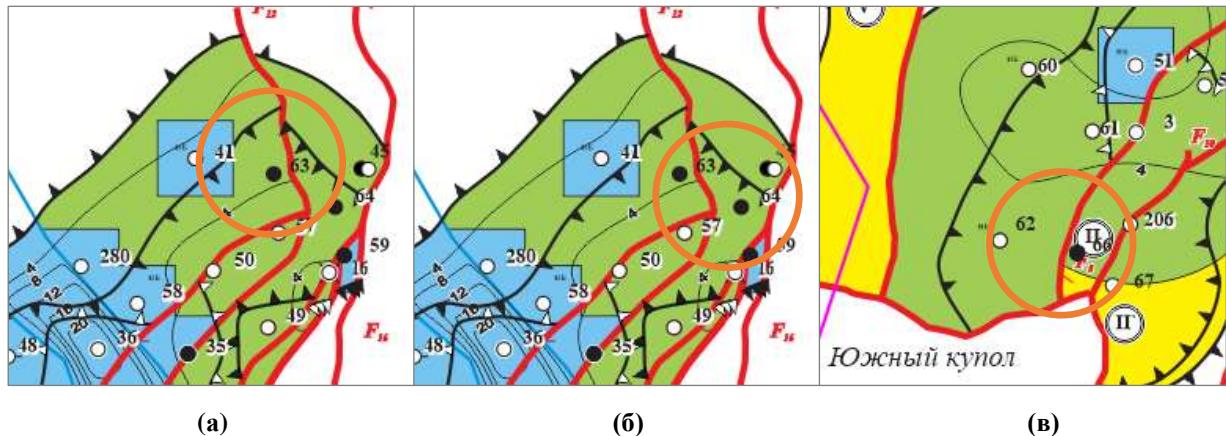


Рисунок 3.2.2 – Расположение новых пробуренных скважин II объекта скважины (а) №63, (б) №64(в), №66

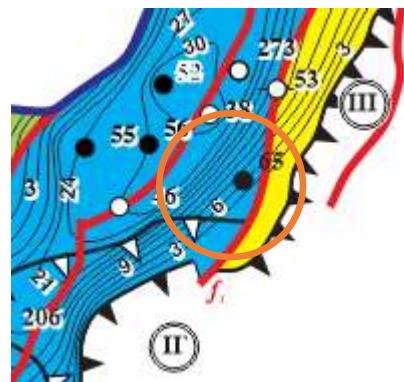


Рисунок 3.2.3 – Расположение новых пробуренных скважин III объекта скважины №65

Оценочные скважины

Скважина №62 согласно проектной точке, отображенной на рисунке 3.2.3 (а), и вступила в эксплуатацию на II объект (горизонт Ю-0-2) 21.09.2021г механизированным способом с помощью ЭЦН 60/1700, с входным дебитом нефти 33,8 т/сут и обводненностью в 17%. Интервалы перфораций (7м) 1734,0-1737,5м; 1740,7-1741,7 м; 1745,0-1746,0 м; 1755,0-1756,5 м.

В период с 19-24.12.2021г в скважине проведены гидродинамические исследования методом КВУ. Скважина переведена в наблюдательный фонд 20.12.2021г.

Перед уходом в наблюдательный фонд в декабре 2021г скважина эксплуатировалась со среднесуточным дебитом по нефти в 12,3 т/сут, жидкости 13,1 т/сут, при обводненности

в 6,3% на II объект. Годовой коэффициент эксплуатации скважины составил 0,74 д.ед. на что повлиял ввод скважины во второй декаде сентября 2021г и уход скважины в наблюдательный фонд во второй декаде декабря 2021г.

Скважина №67 согласно проектной точке, отображенной на рисунке 3.2.3 (б), и вступила в эксплуатацию на безобъектный горизонт Ю-П 22.09.2022г фонтанным способом через штуцер диаметром 8 мм, с входным дебитом нефти 4,5 т/сут и обводненностью в 51%. Горизонт Ю-П согласно «ПР-2022г» выделен как водоносный, однако при опробовании скважины, проведенном на горизонте Ю-П (интервалы перфораций (2м) 1844-1846м) в период с 21-28.09.2022г, получен промышленный приток углеводородов, согласно чему объект был признан как газокондесатнонефтяной. Всего за период опробования извлечено 106,22 м³ жидкости, в т. ч. конденсата и нефти в объеме 21,81 м³, воды 83,61 м³, газа 281,28 м³.

В декабре 2022г скважина эксплуатировалась со среднесуточным дебитом по нефти в 24,8 т/сут, жидкости 25,4 т/сут, при обводненности в 2,5 % на горизонт Ю-П. Годовой коэффициент эксплуатации скважины составил 0,75 д.ед. на что повлиял ввод скважины в эксплуатацию во второй декаде сентября 2022г, и уход в наблюдательный фонд во 22.12.2022г.

Скважина №68 согласно проектной точке, отображенной на рисунке 3.2.3 (в), и вступила в эксплуатацию на II объект (горизонт Ю-І) 11.11.2022г механизированным способом с помощью ЭЦН 40/1700, с входным дебитом нефти 11,4 т/сут и обводненностью в 11%. Скважина заложена на площади запасов, оцененных по непромышленной категории, при опробовании скважины, проведенном на горизонте Ю-І (интервалы перфораций (7м) 1779-1786м) в период с 25.10-02.11.2022г, получен промышленный приток углеводородов, согласно чему объект был признан как нефтеводоносный. Всего за период опробования извлечено 77,4 м³ жидкости, в т. ч. нефти в объеме 4 м³, воды 73,4 м³.

В декабре 2022г скважина эксплуатировалась со среднесуточным дебитом по нефти в 3,3 т/сут, жидкости 3,3 т/сут, при обводненности в 0,1% на II объект. Годовой коэффициент эксплуатации скважины составил 0,64 д.ед. на что повлиял ввод скважины в эксплуатацию во второй декаде ноября 2022г, и уход в наблюдательный фонд во 15.12.2022г.

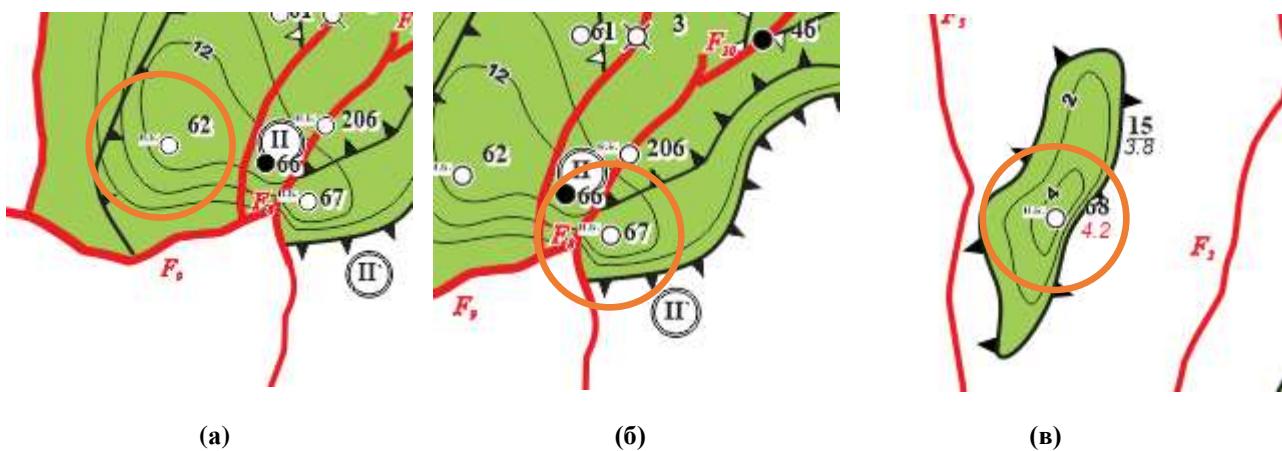


Рисунок 3.2.4 – Расположение новых пробуренных скважин II объекта скважины (а) №62, (а) №67(а), №68

Показатели эксплуатации новых скважин приведены ниже в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2 - Показатели эксплуатации новых скважин, пробуренных с начала реализации действующего проекта

№ скважины	Дата ввода в эксплуатацию	Способ эксплуатации	Проектный объект	Текущий объект	Проектный дебит нефти, т/сут	Начальный дебит нефти, т/сут	Текущий дебит нефти, т/сут	Начальная обводненность, %	Текущая обводненность, %
<i>Добывающие</i>									
63	24.07.2022г	Фонтан	II	II	15,6	45,8	27,9	28	34,3
64	26.09.2022г	ЭЦН	II	II	15,2	10,0	9,5	4,6	0,9
65	28.06.2022г	Фонтан	II	III	15,2	77,2	44,2	3,0	0,5
66	14.08.2022	ЭЦН	II	II	14,7	18,7	9,0	25	1,0
<i>Оценочные</i>									
62*	21.09.2021г	ЭЦН	II	II	-	33,8	12,3	17	6,3
67*	22.09.2022г	Фонтан	II	безобъектный	-	4,5	51	24,8	2,5
68*	11.11.2022г	ЭЦН	II	II	-	11,4	3,3	11	0,1

Примечание: * – на конец 2022г скважина находится фонде наблюдательных скважин

На дату отчета в числе добывающих скважин числятся 17 скважин, из которых 14 единиц эксплуатируются механизированным способом, с применением ЭЦН (№№35, 37, 38, 46, 52, 55, 57, 59, 61, 63, 64, 66, 273, 36Д), 1 единица с применением ШГН (№45) и 2 единицы фонтанным способом (№№56, 65).

На дату отчета текущий среднегодовой дебит нефти действующих скважин в целом по месторождению составляет 48 т/сут, средний дебит жидкости – 141,0 т/сут, средняя обводненность 66,0%. Дебиты нефти варьируют от минимального показателя 0,1 т/сут (скважина №51 на II объекте, горизонт Ю-0-2) до 68,3 т/сут (по скважине №52 на III объекте, горизонт Ю- III). Показатели дебита жидкости варьируют от 0,2 т/сут (по скважине №51 на II объекте, горизонт Ю-0-2) до 167,4 т/сут (по скважине №55 на III объекте). Показатели обводненности разнятся от 0,6% (по скважине №38 на II объекте, горизонты Ю-0-2/I) до 99,2% (по скважине №58 на II объекте, горизонт Ю-0-2). С учетом отработанных дней за 2022г коэффициент эксплуатации скважин составляет 0,93 доли ед.

За период реализации «Проекта разработки...» [41] движение в фонде скважин характеризуется переводом между объектами 2 добывающих скважин (№38 – с Ю-III на Ю-0-2/I 09.07.2021г, №56 – с Ю-I на Ю-III – 11.06.2022г), а также дополнительно перевод №46 – с Ю-III на Ю-0-2 – 30.07.2021г, ввод из наблюдательного фонда 3 скважин (№45 – 03.04.2021г, №59 – 01.01.2022г, №61 – 01.01.2022г), а также дополнительно ввод 2 скважин (№38 – 09.07.2021г, №46 – 30.07.2021г).

В фонде консервированных скважин числятся 4 скважины (№48, 49, 53, 280). Скважины №№48, 280 после отработки на нефть были переведены в фонд контрольных скважин, далее скважины были законсервированы.

В фонде контрольных скважин числятся 10 ед. Наблюдательные скважины №№ 36, 41, 50, 51, 58, 60, 62, 67, 68, 206. Скважины №53, 207, 339 изначально оказались непродуктивными и были использованы в качестве наблюдательных скважин.

Все скважины **ликвидированного фонда** (8 ед.) были пробурены за контуром нефтеносности в период разведочных работ и были ликвидированы по геологическим причинам №№03, 04, 06, 15, 16, 31, 32, 47. Скважина №47 изначальна была пробурена как оценочная на горизонт Ю-III согласно «Уточненной технологической схеме ...» [29] в 2014г, по причине отсутствия продуктивных горизонтов в разрезе скважины было решено консервировать скважину до принятия дальнейших решений, 11.11.2022г скважина была ликвидирована. Ниже приводится характеристика фонда скважин по объектам.

I объект

На дату отчета I объект разрабатывается двумя скважинами №№37, 45.

Скважина №45 была переведена в наблюдательный фонд 17.12.2020г. В следующем году 03.04.2021г скважина введена в эксплуатацию из наблюдательного фонда. В 2021г скважина отработала со средним дебитом по нефти 6,7 т/сут, коэффициент эксплуатации при этом составил 0,44 д.ед. по причине простоя скважины в начале года. В 2022г скважина переведена в наблюдательный фонд 01.01.2022г, после вновь введена в эксплуатацию 06.03.2022г. За 2022г скважина отработала со средним дебитом 4,8 т/сут по нефти, коэффициент эксплуатации составил 0,54 д.ед. Скважина №37 отработала со средним дебитом по нефти 7,0 т/сут в 2021г, коэффициент эксплуатации составил 0,96 д.ед., в 2022г дебит нефти снизился до 4,2 т/сут, коэффициент эксплуатации также снизился до 0,86 д.ед. по причине простоя в ноябре и декабре 2022г при проведении ПРС.

На рисунке 3.2.5 приведен график распределения добывающего фонда скважин по дебитам нефти.

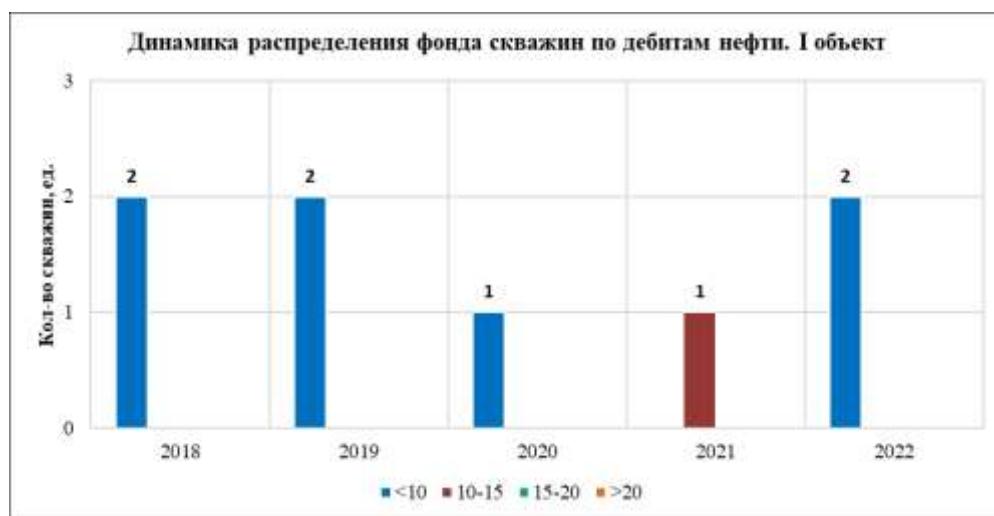


Рисунок 3.2.5 – Распределение добывающего фонда скважин I объекта по дебитам нефти

I объект

Объект разрабатывается 8 добывающими скважинами при механизированном способе эксплуатации. Все скважины оборудованы ЭЦН (№№ 35, 38, 46, 59, 63, 64, 66, 273).

ППД на объекте возобновлено с ноября 2019г после обратного перевода скважины №272 из наблюдательного фонда. С октября по декабрь 2022г скважина находилась в простое.

Движение в эксплуатационном фонде скважин характеризуется вводом из бурения скважин эксплуатационных скважин №№63, 64, 66, переводом скважин №41, 51, 56, 58 в наблюдательный фонд в 2022г, а также последующим переводом скважины №56 на III объект в июне 2022г. Также в целях проведения мероприятий по доразведке запасов по непромышленной категории, на II объект пробурены оценочные скважины №№62, 68.

В декабре 2022г нагнетательная скважина №339 переведена с III объекта на II объект, на дату отчета скважина числится в наблюдательном фонде.

Годовой коэффициент использования в 2021г составил 0,84 доли ед. при коэффициенте эксплуатации 0,84 доли ед. Из них по новым скважинам годовой коэффициент эксплуатации составил 0,25 доли ед. Годовой коэффициент использования в 2022г составил 0,96 доли ед. при коэффициенте эксплуатации 0,94 доли ед., при коэффициенте эксплуатации 0,60 доли ед. по новым скважинам.

В наблюдательном фонде объекта числятся 5 скважин - №№ 41, 51, 58, 60, 62.

В нагнетательном фонде объекта числится 1 скважина - №272.

В консервации находится 1 скважина – №48.

Динамика распределения добывающего фонда скважин II объекта по дебитам нефти приведена на рисунке 3.2.6.



Рисунок 3.2.6 – Распределение добывающего фонда скважин II объекта по дебитам нефти III объект

Объект разрабатывается 7 добывающими скважинами, из них которых все действующие. Скважины в количестве 5 единиц (№№ 52, 55, 57, 61 36Д) эксплуатируются механизированным способом (ЭЦН), 2 скважины (№№56, 65) фонтанным способом эксплуатации.

Движение в фонде добывающих скважин характеризуется вводом из бурения скважин №65 в июне 2022г и выбытием 2 скважин (№№50, 206) в наблюдательный фонд 21.12.2022г, а также переводом добывающей скважины №339 со III объекта 05.12.2022г на II объект.

Скважина №50 – 02.11.2022г закрыта на проведение ПРС, скважина №55 – 25.09.2022г закрыта на проведение КРС, скважина №206 – в простое с 18.10.2022г, по причине остановки насоса по перегрузу. В ноябре – декабре 2022г скважина остановлена по причине проведения ПРС. Скважина 36Д закрыта на проведение КРС 27.11.2022г.

Коэффициенты использования добывающих скважин характеризуются показателями в 0,82 д.ед. в связи с остановками скважин №№50, 55, 206, 36Д для проведения КРС и ПРС. За 2022г годовой коэффициент эксплуатации находится на высоком уровне и составляет 0,96 доли ед. При этом годовой коэффициент использования новых скважин составил 0,56 доли ед. при коэффициенте эксплуатации 0,87 доли ед. соответственно.

В фонде контрольных скважин объекта числятся 3 ед. – скважины №№ 36, 50, 206.

Динамика распределения добывающего фонда скважин III объекта по дебитам нефти приведена на рисунке 3.2.7.



Рисунок 3.2.7 – Распределение добывающего фонда скважин III объекта по дебитам нефти

В таблице 3.2.3 приведена динамика распределения скважин по дебитам нефти за анализируемый период (2018-2022гг).

За период реализации проекта по скважинам I объекта отмечается стабильные показатели дебита нефти до 10 т/сут.

На II объекте с 2019г по 2020г идёт снижение числа скважин группы с дебитом от 10 до 50 т/сут за счет перехода скважины №51 в группу скважин с дебитом до 10 т/сут. В период с 2020г по 2022г наблюдается увеличение числа скважин дебитом от 10 до 50 т/сут за счет ввода скважин №35, 46, 59, 63. На II объекте за период с 2021 по 2022г наблюдается увеличение числа скважин с дебитом до 10 т/сут, за счет перехода скважины №46 с группы скважин с дебитом от 10 т/сут до 50 т/сут, а также вводом новых низкодебитных скважин №№64, 66. Число скважин в группы с дебитом от 10 до 50 т/сут также увеличилось, за счет ввода скважины №59 из наблюдательного фонда, и новой скважины №63.

На III объекте за период с 2021 по 2022г наблюдается увеличение числа скважин группы с дебитом от 10 до 50 т/сут за счет перевода со II объекта скважины №56. Также, в 2022г введена высокодебитная скважина №61 со средним дебитом, находящимся в диапазоне от 50 т/сут до 100 т/сут.

Таблица 3.2.3 – Распределение скважин по дебитам нефти

Объект	Кол-во и № скв.	Средние дебиты нефти, т/сут				Кол-во
		До 10	От 10 до 50	От 50 до 100	Более 100	
<i>01.07.2019г</i>						
I	кол-во скв.	2				2
	№ скв.	37, 45				
II	кол-во скв.	5	2			7
	№ скв.	41, 48, 56, 58, 36Д	51, 273			
III	кол-во скв.	4	2	2	1	9
	№ скв.	35, 38, 46, 57	50, 206	52, 55	36	
<i>01.07.2020г</i>						
I	кол-во скв.	2				2
	№ скв.	37, 45				
II	кол-во скв.	5	1			6

	№ скв.	41, 51, 56, 58, 60	273			
III	КОЛ-ВО СКВ.	5	4	1		10
	№ скв.	35, 36, 46, 50, 36Д	38, 52, 55, 206	57		
01.01.2021г						
I	КОЛ-ВО СКВ.	1				1
	№ скв.	37				
II	КОЛ-ВО СКВ.	4	2			6
	№ скв.	41, 51, 56, 58	35, 273			
III	КОЛ-ВО СКВ.	2	5			7
	№ скв.	38, 206	36Д, 50, 52, 55, 57			
01.01.2022г						
I	КОЛ-ВО СКВ.	2				2
	№ скв.	37, 45				
II	КОЛ-ВО СКВ.	5	3			8
	№ скв.	38, 41, 51, 56, 58	35, 46, 273			
III	КОЛ-ВО СКВ.	2	4			6
	№ скв.	50, 206	52, 55, 57, 36Д			
01.01.2023г						
I	КОЛ-ВО СКВ.	2				2
	№ скв.	37, 45				
II	КОЛ-ВО СКВ.	8	4			12
	№ скв.	38, 41, 46, 51, 56, 58, 64, 66	35, 59, 63, 273			
III	КОЛ-ВО СКВ.	2	5	1		8
	№ скв.	50, 206	52, 55, 56, 57, 36Д	61		

На дату составления отчёта в нагнетательном фонде находится одна скважина №272 которая реализует закачку воды на русловую часть II-объекта с ноября 2010г. Среднесуточная приемистость за 2022г скважины составила 359,5 м³/сут. Годовой коэффициент эксплуатации скважины за 2022г составил 0,93 доли ед., коэффициент использования – 0.73 доли ед.

Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки

Текущее состояние разработки приведено согласно утвержденным запасам в рамках «Прироста запасов...» 2023г [42], числящимся на Государственном балансе РК и выделенным эксплуатационным объектам действующего проекта на разработку [41].

Месторождение разрабатывается согласно «Проекту разработки ...» [41] 2022г (Письмо утверждения Комитетом Геологии и недропользования № 04-0/2269-вн от 10.03.2022г на основании Протокола ЦКРР РК №23/4 от 24.02.2022г) и находится на II стадии разработки, характеризующаяся стабильными уровнями добычи, разбуренностью площади месторождения, увеличение обводненности продукции скважин, увеличение механизированного фонда добывающих скважин, отбор более 50% извлекаемых запасов.

В разработке находятся все 3 эксплуатационных объекта, выделенные действующим проектом. На I и III эксплуатационных объектах режим разработки определен как упруговодонапорный, на II объекте после подключения скважины №272 вновь под закачку (с ноября 2019г) режим разработки с ППД.

За период реализации действующего проекта “Проекта разработки...” 2023г на месторождении пробурены 4 добывающие (№№63, 64, 65, 66) и 3 оценочные скважины (№№62, 67, 68). В данное время оценочные скважины находятся в фонде контрольных скважин после испытания согласно «Единым правилам разработки ...» (раздел II, глава 3, пункт 21) на запрет добычи неапробированных запасов категории С₂ свыше 3 месяцев.

Всего с начала разработки отобрано 1794,0 тыс. т нефти, 3534,5 тыс. т жидкости и 670,060 млн. м³ растворенного газа. Отобрано 64,4% от начальных извлекаемых запасов, текущий КИН на отметке 0,249 доли ед. при утвержденных 0,393 доли ед. Основной объем текущей (63%) и накопленной (75%) добычи нефти приходится на основной III объект разработки (рисунок 3.2.4), характеризующаяся относительно лучшими параметрами ФЕС, большей площадью запасов (74,3% от общих извлекаемых запасов) и наиболее охваченной пробуренными скважинами.

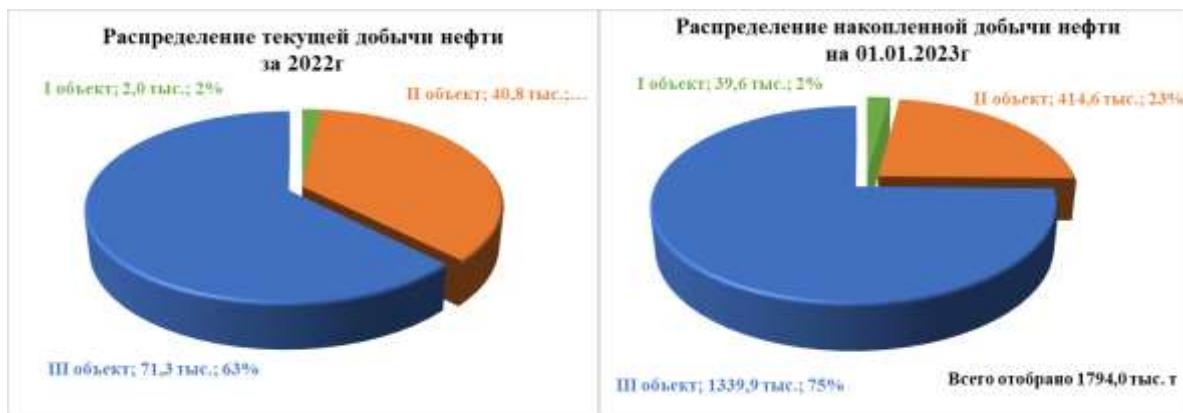


Рисунок 3.2.8 – Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки

В период с 2018-2021гг наблюдается тенденция к снижению добычи нефти по причине снижения дебита по нефти, роста обводненности добывающих скважин. В 2022г добыча нефти выросла на 37% по сравнению с предыдущим годом, за счет ввода из бурения новых скважин №№63, 65, 66 и переходящей скважины №59 с дебитами нефти в диапазоне от 10 т/сут до 50 т/сут, а также ввода скважины из прочих категорий №61 с дебитом нефти, находящимся в диапазоне от 50 т/сут до 100 т/сут. В ходе деятельности недропользователя наблюдается правильный подход к системе разработки месторождения, так как по скважинам периодически проводят необходимые исследования с целью контроля за системой разработки, бурятся новые скважины согласно проектным документам, проводят мероприятия по доразведке, проводится закачка воды с целью ППД, а также различные ГТМ по интенсификации и оптимизации добычи, такие как замена и ревизия насосов, перевод скважин между объектами и ниже-выше лежащие продуктивные горизонты, ГРП, ремонтно-изоляционные работы (РИР) по обводненным скважинам, соблюдаются предусмотренные проектом режимы работы действующих скважин.

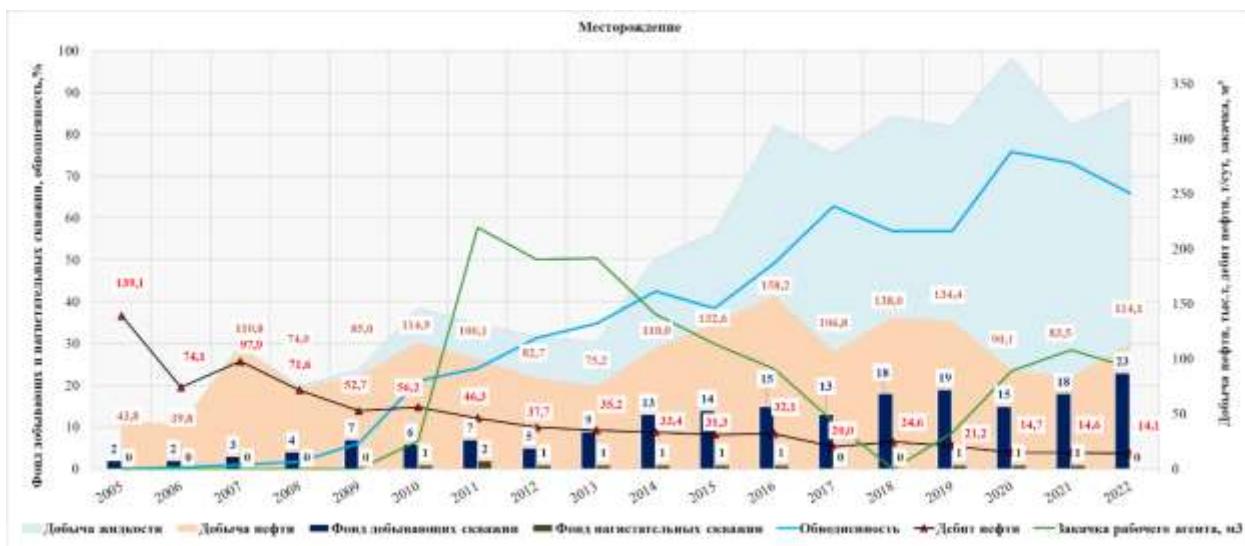


Рисунок 3.2.9 – Технологические показатели разработки месторождения с начала разработки

Основные технологические показатели месторождения за последние 5 лет представлены в таблице 3.2.4.

I объект

Данный объект, выделенный из горизонта Ю-0-1, с 2005г разрабатывался изначально единичной скважиной №37. В течение 2017г скважина №37 была переведена в фонд наблюдательных скважин и обратно в фонд добывающих скважин. С 2018г на объект перевелась скважина №45 из наблюдающего фонда. При этом по району скважины №45 по ранее принятой геологической модели залежи выделялись как газонасыщенные, после положительных испытаний интервалов горизонта Ю-0-1 в рамках «Анализа разработки ...» [38] 2020г были отражены изменения в ранее принятой геологической модели структуры горизонта.

С начала разработки добыча нефти по объекту достигла своего пика в 2011г, далее наблюдается снижение темпов отбора со скачком в 2018г при увеличении фонда добывающих скважин. По скважинам объекта проводятся различные мероприятия по интенсификации добычи, оптимизации работы скважин, в том числе на протяжении последних 5 лет по скважине №37 были проведены ревизия ШГН (март 2018г). По скважине №45 при опробовании и вводе в эксплуатацию был установлен насос ШГН. Отмечается, что по скважине №45 производились периодические остановки в связи со слабым притоком жидкости, с чем связаны низкие показатели коэффициентов использования и эксплуатации объекта.

В 2018г по объекту было добыто 2,4 тыс. т нефти при темпе отбора от НИЗ 0,9%, что превысило добычу нефти за предыдущий год на 1,4 тыс. т (или 56,1%). Добыча жидкости составила 6,2 тыс. т, что также выше прошлогодней добычи жидкости (превышение на 4,1 тыс. т или 66,4%). Обводненность на уровне 61,8% больше прошлогоднего показателя на

11,6%. Добыча растворенного в нефти газа составила 0,014 млн. м³. Среднегодовой дебит нефти составил 6,3 т/сут, что на уровне предыдущего года. Среднегодовой дебит жидкости составил 16,5 т/сут, что на 23,1% больше показателя предыдущего года. Значительное превышение годовой добычи нефти более, чем в 2 раза и превышение добычи жидкости в 3 раза относительно предыдущего года обусловлены удачным проведением мероприятий по ревизии насоса ШГН в мае 2018г и частично, увеличением фонда добывающих скважин на 1 ед. за счет переведенной в декабре скважины №45. Добыча по новой скважине составила 0,04 тыс. т, среднегодовой дебит нефти – 3,7 т/сут. Всего коэффициент использования добывающих скважин составил всего 0,51 д.ед., что объясняется поздним вводом скважины №45, по которой коэффициент использования составил 0,03 доли ед. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин – 0,95 д.ед., из них по новой скважине №45 – 0,32 д.ед.

За 2019г по объекту добыто 3,8 тыс. т нефти при темпе отбора от НИЗ 10,7%, что выше уровня добычи нефти за предыдущий год на 1,4 тыс. т (или 37%). Добыча жидкости составила 9,3 тыс. т, что также превысило прошлогоднюю добычу на 3,1 тыс. т или на 33,1%. При этом обводненность меньше прошлогоднего уровня на 2,3% и составила 59,5%. Добыча растворенного в нефти газа составила 0,023 млн. м³. Среднегодовые показатели дебита нефти (6,8 т/сут) и дебита жидкости (16,9 т/сут) остаются стабильными на уровне показателей предыдущего года с незначительным увеличением. Коэффициент использования составил 0,75 доли ед. при коэффициенте эксплуатации 0,75 доли ед., чем и были обусловлены увеличение добычи нефти и жидкости.

За 2020г по объекту добыто 3,4 тыс. т нефти, 7,8 тыс. т жидкости и 0,021 млн. м³ растворенного в нефти газа. Среднегодовой дебит нефти составляет 6,4 т/сут, среднегодовой дебит жидкости на уровне 14,7 т/сут. С учетом накопленной добычи нефти 34,1 тыс. т отбор от НИЗ составил 61,9% при текущем показателе КИН 0,083 доли ед. При соответствующих стабильных уровнях темпа отбора кратность остаточных запасов объекта ожидается на 9,2 лет.

За 2021г по объекту добыто 3,5 тыс. т нефти, 7,7 тыс. т жидкости и 0,021 млн. м³ растворенного в нефти газа. Среднегодовой дебит нефти составляет 6,9 т/сут, среднегодовой дебит жидкости на уровне 15,0 т/сут. С учетом накопленной добычи нефти 37,6 тыс. т отбор от НИЗ составил 68,4% при текущем показателе КИН 0,098 доли ед.

За 2022г по объекту добыто 2,0 тыс. т нефти, 5,8 тыс. т жидкости и 0,012 млн. м³ растворенного в нефти газа. Среднегодовой дебит нефти составляет 4,4 т/сут, среднегодовой дебит жидкости на уровне 15,0 т/сут. С учетом накопленной добычи нефти 37,6 тыс. т отбор от НИЗ составил 68,4% при текущем показателе КИН 0,098 доли ед.

За анализируемый период максимальная добыча нефти по объекту приходится на 2019г, что связано с сравнительно высоким дебитом нефти, а также работой всех скважин (2 ед.) объекта.

Технологические показатели I объекта с начала разработки представлены ниже на рисунке 3.2.10, за последние 5 лет – в таблице 3.2.5.

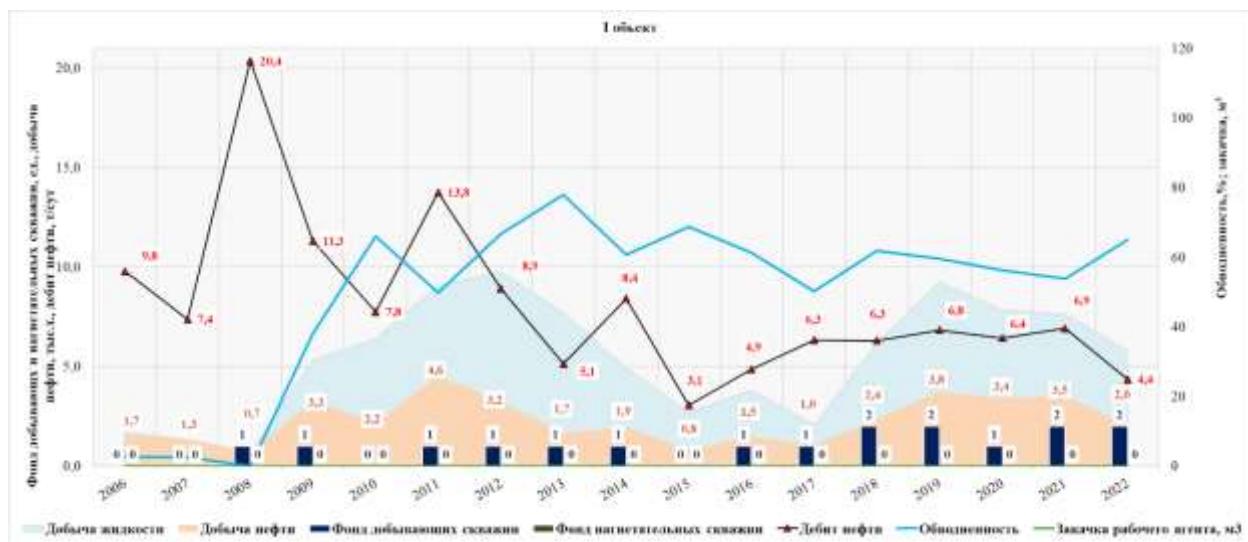


Рисунок 3.2.10 – Технологические показатели разработки I объекта с начала разработки

II объект

II объект, состоящий из горизонтов Ю-0-2 (пласти «Ю-0-2а» и «Ю-0-2б») и Ю-1, вступил в разработку в 2004г. II объект латерально подразделяется на русловую и нерусловую зоны, характеризующиеся различными производительными мощностями.

С начала разработки наблюдается падающая добыча нефти, и увеличение объемов добычи жидкости и соответственно обводненности вплоть до 2012г, при этом интенсификация добычи нефти объекта в начале разработки связана с разработкой русловых зон горизонта Ю-0-2б скважинами №36, 36Д, 273, дебиты которых характеризуются хорошими показателями (до 202,0 т/сут в скважине №36 в 2005г) С 2013г наблюдается динамический рост уровней добычи нефти, пик которой приходится на 2022г, что связано с увеличением действующего добывающего фонда скважин.

На русловую часть объекта приходится 61,9% (256,6 тыс. т) от общей добытой нефти II объекта (414,2 тыс. т), основной объем, которой приходится на скважину №36 (165,1 тыс. т), что объясняется расположением в сводовой части залежи, хорошей проницаемостью пласта и большой областью дренирования скважины.

В нерусловой зоне наблюдается тенденция роста доли от общей накопленной добычи, в связи с выполнением проектных решений по уплотнению сетки скважин, предусмотренных в рамках «АР-2020г», «ПР-2022г». Если на дату «ПР-2022г» доля добычи нефти с нерусловой зоны от общей накопленной добычи II объекта составляла 30,1%, то на

дату настоящего проекта, составляет 38,1% (157,6 тыс. т). За период реализации «Проекта разработки ...» 2022г [41] пробурены и введены в эксплуатацию на II объект З добывающие скважин №№63, 64, 65, 66. Скважина №63 введена в эксплуатацию 24.07.2022г фонтанным способом с пусковым дебитом нефти 45,8 т/сут и обводненностью в 28%. На дату отчета скважиной отобрано 5,9 тыс.т нефти, 7,7 тыс.т жидкости, 0,631 млн..м³ газа. Скважина №64 введена в эксплуатацию 26.09.2022г механизированным способом с помощью ЭЦН 60/1700, с входным дебитом нефти 10,0 т/сут и обводненностью в 4,6%. На 01.01.2023г скважиной отобрано 0,9 тыс.т нефти, 1,0 тыс.т жидкости, 0,037 млн.м³ газа. Скважина №66 введена в эксплуатацию 14.08.2022г, механизированным способом с помощью ЭЦН 40/1700, с входным дебитом нефти 18,7 т/сут и обводненностью в 25%. На дату отчета скважиной отобрано 1,6 тыс.т нефти, 1,8 тыс.т жидкости, 0,658 млн.м³ газа. Всего за 2022г новыми скважинами было отобрано 8,9 тыс. т нефти, 10,9 тыс.т жидкости, при этом среднеголовой уровень дебита по нефти и жидкости составили 13,4 т/сут, 16,6 т/сут соответственно.

На объекте система ППД была организована с 2010г закачкой холодной воды через 1 нагнетательную скважину №272, находящаяся в русловой зоне за контуром нефтеносности. Скважина отработала под закачкой до июня 2017г, после чего бездействовала до февраля 2019г. За 2019г скважина отработала 4 месяца, после чего было решено отключить скважину (согласно проекту) по причине отсутствия эффекта от закачки по реагирующим скважинам. Однако с ноября 2019г скважина вновь подключена под закачку воды и в настоящее время скважина находится в действии. Всего по скважине на дату отчета закачено 1107,1 тыс. м³ воды, текущая приемистость составляет 232,2 м³/сут.

Ниже приведены технологические показатели объекта за последние 5 лет.

В 2018г по объекту было добыто 23,8 тыс.т нефти, что на 6 тыс. т (или на 25,2%) больше годовой добычи 2017г. Добыча жидкости в количестве 82,9 тыс. т на 10,8 тыс. т (или на 13%) больше годового отбора предыдущего года. Годовой уровень добычи нефти соответствует темпу отбора от НИЗ 0,9% (+0,2%). Обводненность продукции оказалась ниже предыдущего года га 4,1% и составила 71,3%. Добыча растворенного в нефти газа составила 6 млн. м³. Превышение годового отбора нефти и жидкости происходит по причине увеличения фонда добывающих скважин при вводе из бурения на объект скважин №№56, 58, по которым в течение года суммарно было отобрано 5,7 тыс.т нефти и 11,1 тыс. т жидкости. С учетом новых скважин среднегодовой дебит нефти всех добывающих скважин составил 12,4 т/сут, что на 30,4% превышает прошлогодний показатель. Среднегодовой дебит нефти новых скважин составил 20,4 т/сут. Среднегодовой дебит жидкости добывающих скважин составил 43,3 т/сут, что также выше прошлогоднего

показателя на 19%. При этом отмечается меньшее значение в сравнении с прошлым годом коэффициента использования (0,76 доли ед.) и коэффициента эксплуатации (0,91 доли ед.). Коэффициент использования новых скважин составил 0,38 доли ед. при коэффициенте эксплуатации 0,92 доли ед.

За **2019г** в целом по объекту добыто 21,6 тыс. т нефти, 73,4 тыс. т жидкости, 7,0 млн. м³ растворенного в нефти газа. Отмечается снижение добычи нефти на 2,2 тыс. т (9%) и добычи жидкости на 9,5 тыс. т (11,5%). Обводненность продукции 70,5% ниже прошлогоднего показателя на 0,8%. За текущий год под закачку была подключена скважина №272, по которой коэффициент использования/эксплуатации составили соответственно 0,3/0,74 доли ед. Коэффициент использования/эксплуатации добывающих скважин составили соответственно 0,94/0,94 доли ед. Среднегодовой дебит нефти составил 9 т/сут, что порядком ниже показателя предыдущего года. Среднегодовой дебит жидкости составил 30,6 т/сут, что также ниже прошлогоднего уровня. Таким образом, снижение дебита нефти определило незначительное снижение добычи нефти относительно уровня предыдущего года несмотря на довольно высокие показатели эксплуатации скважины. С учетом подключения нагнетательной скважины с конца 2019г всего за год закачено 32,8 тыс. м³ воды при приемистости 295,4 м³/сут. Текущая компенсация отборов жидкости составила 38,9%, накапленная компенсация – 122,7%.

За **2020г** по объекту добыто 21,6 тыс.т нефти, 78,2 тыс.т жидкости, 6,907 млн. м³ растворенного в нефти газа. Как отмечалось, за 2020г были пробурены и введены в эксплуатацию 2 новые скважины (№№59, 60) в начале года, по которым добыто 3 тыс. т нефти и 37,1 тыс. т жидкости. Среднегодовая обводненность продукции скважин составила 72,4%, при этом обводненность переходящих скважин составила 78,2%, обводненность новых скважин – 19%. Также за текущий год выбыли 4 скважины (№№48, 59, 60 в наблюдательный фонд и скважина №36Д переводится на III объект), чем обусловлено уменьшение фонда добывающих скважин (6 ед.). Среднегодовые показатели дебита нефти (10,1 т/сут) и дебита жидкости (36,4 т/сут) незначительно выше прошлогодних уровней. Коэффициент использования составил за 2020 год работы составил 0,84 доли ед., в том числе по новым скважинам 0,25 доли ед. Коэффициент эксплуатации составил 0,84 доли ед., при коэффициенте эксплуатации новых скважин 0,25 доли ед. По нагнетательной скважине закачено 89,1 тыс. м³ воды при приемистости 249,7 м³/сут и текущей компенсации 100,2%.

За **2021г** по объекту добыто 28,3 тыс.т нефти, 91,4 тыс.т жидкости, 4,947 млн. м³ растворенного в нефти газа. За 2021г были введены в эксплуатацию 3 скважины, в том числе одна скважина №62 из бурения, 2 скважины №№38, 46 переводом с других объектов,

которыми было отобрано 3,0 тыс.т нефти, 3,5 тыс.т жидкости. Среднегодовая обводненность продукции скважин составила 69,0%, при этом обводненность переходящих скважин составила 71,2%, обводненность новых скважин – 15,1%. За данный год выбыла одна скважина №62. Среднегодовые показатели дебита нефти (13,2 т/сут) и дебита жидкости (42,6 т/сут) выше прошлогодних уровней.

За 2022г по объекту добыто 40,4 тыс.т нефти, 73,4 тыс.т жидкости, 5,931 млн. м³ растворенного в нефти газа. За 2022г были введены в эксплуатацию 4 скважины, в том числе из бурения- 3 скважины №№63, 64, 66, 1 скважина №59 вводом из контрольного фонда, которыми было отобрано 8,9 тыс.т нефти, 10,9 тыс.т жидкости. Среднегодовая обводненность продукции скважин составила 45,0%, при этом обводненность переходящих скважин составила 49,6%, обводненность новых скважин – 18,9%. За данный год выбыли 4 скважины, в том числе 3 скважины №№41, 51, 58 в контрольный фонд, и одна скважина №56 переводом на III объект. Среднегодовые показатели дебита нефти (8,2 т/сут) и дебита жидкости (14,9 т/сут) значительно ниже прошлогодних уровней.

Технологические показатели II объекта с начала разработки представлены на рисунке 3.2.11, за последние 5 лет – в таблице 3.2.6.



Рисунок 3.2.11 – Технологические показатели разработки II объекта с начала разработки

III объект

III объект, состоящий из горизонта Ю-III, является основным разрабатываемым объектом по занимаемым запасам, уровням добычи и фонду скважин. Объект разрабатывается с 2006г. Горизонт Ю-III за счет высокой проницаемости коллекторов имеет увеличенную нефтеотдачу относительно других объектов. За последние 5 лет на объект были пробурены 4 добывающие скважины (скважины №55, 57, пробуренные согласно «Проекту разработки ...» [35] в 2018г, скважина №61 в 2020г согласно «Анализу разработки ...» [38], скважина №65 пробуренная, согласно «Проекту разработки...» в

2022г. Кроме того, со II объекта скважина в 2020г была переведена скважина №36Д, в 2022г скважина №56. Ввод новых скважин в значительной степени влияют на уровни добычи объекта, увеличивая темп отбора и способствуя линейному росту уровня добычи (рисунок 3.2.12).

Скважина №55 вступила в эксплуатацию на III объект в марте 2018г фонтанным способом с начальным дебитом нефти 55,2 т/сут при обводненности 1,4%. Скважина характеризуется стабильными показателями эксплуатации, дебита нефти, с момента ввода скважины в эксплуатацию отмечается интенсификация добычи и увеличение дебита до 91,5 т/сут. В настоящее время обводненность по скважине увеличилась до 51,6%. Всего по скважине добыто 49,5 тыс. т нефти и 57,5 тыс. т жидкости. Скважина №57 вступила в эксплуатацию в сентябре 2018г механизированным способом (ЭЦН) с начальным дебитом нефти 21,7 т/сут при обводненности 49,1%. Всего по скважине добыто 20,6 тыс. т нефти и 23,9 тыс. т жидкости.

Скважина №61 вступила в эксплуатацию в январе 2020г фонтанным способом с начальным дебитом нефти 2,4 т/сут при обводненности 33,9%. Всего по скважине добыто 0,6 тыс. т нефти и 0,7 тыс. т жидкости.

Скважина №65 вступила в эксплуатацию на III объект 08.07.2022г фонтанным, с входным дебитом нефти 77,2 т/сут и обводненностью в 3,2%. Отработав 177 дней за 2022г, скважина отобрала 9,2 тыс.т нефти, 9,3 тыс.т жидкости, а также 1,504 млн.м³ растворенного газа. На текущую дату скважина эксплуатируется с дебитом нефти в 44,2 т/сут, жидкости – 44,5 т/сут, при обводненности 0,6%. Коэффициент эксплуатации скважины составляет 0,96 д.ед.

Ниже приведены технологические показатели объекта за последние 5 лет:

В **2018г** по объекту добыто 111,9 тыс. т нефти, 231,2 тыс. т жидкости, 32 млн. м³ растворенного в нефти газа при фонде добывающих скважин 9 ед., среднегодовом дебите нефти 43,1 т/сут, дебите жидкости 89,1 т/сут и коэффициенте использования/эксплуатации 0,79/0,88 доли ед. За текущий год отмечается ввод из бурения на объект новых скважин №№55, 57, по которым было добыто 26,2 тыс. т нефти и 26,8 тыс. т жидкости. Среднегодовой дебит новых скважин составил 72,6 т/сут при коэффициенте использования/эксплуатации 0,49/0,69 доли ед. соответственно. Увеличение среднегодового дебита нефти на 15% определило увеличение добычи нефти за год на 23,9 тыс. т (или на 21,4%). Среднегодовой дебит жидкости увеличился в сравнении с прошлогодним показателем на 0,6%, увеличение добычи жидкости составило 7,8% (18,1 тыс. т). Обводненность продукции (51,6%) снизилась по сравнению с обводненностью за прошлый год на 7,1%.

В **2019г** по объекту добыто 109,0 тыс. т нефти, из них по новым скважинам 0,1 тыс. т, что ниже предыдущего уровня добычи нефти на 2,9 тыс. т (или на 2,6%). Добыча жидкости составила 229,3 тыс. т, что на 1,9 тыс. т ниже добычи относительно предыдущего года. Обводненность увеличилась на 0,9%. Падение добычи нефти обусловлены меньшим значением среднегодового дебита нефти 40,6 т/сут и дебита жидкости 85,5 т/сут, а также коэффициента использования 0,73 доли ед. и коэффициента эксплуатации 0,91 доли ед. относительно значений предыдущего года. Коэффициент использования и эксплуатации новой скважины (№61) составили 0,1 и 0,59 доли ед. соответственно по причине позднего ввода скважины в конце года

За **2020г** отобрано 66,5 тыс.т нефти, что на 39% меньше показателя за 2020г, из них по новым скважинам 21,9 тыс.т, по переходящему фонду – 44,6 тыс.т. Снижение уровней добычи нефти объясняется снижением среднегодового дебита нефти. Из рисунка 3.2.8, на котором представлено распределение действующего добывающего фонда по дебитам нефти, видно, что в 2020г наблюдается снижение доли скважин с дебитом больше 20 т/сут с 5 единиц (55,6% от действующего добывающего фонда объекта) до 3 единиц (50,0%), вызванное снижением дебита нефти скважин №36, 50 и перевода их в более низкую категорию. Данное увеличение темпа падения дебита нефти отразилось и на снижении среднегодовых показателей по сравнению с предыдущим годом с 40,6 т/сут до 22,4 т/сут в 2021г. Добыча жидкости в 2020г составила 289,3 тыс.т, что превышает показатель предыдущего года на 26%, ввиду роста обводненности продукции с 52,5% до 77,0%. Коэффициент использования и эксплуатации скважин составил 0,90д.ед. и 0,82 д.ед. соответственно.

За **2021г** отобрано 51,6 тыс.т нефти, из которых что меньше относительно аналогичного показателя предыдущего года на 22,4%, что объясняется разницей в эксплуатационном фонде скважин в меньшую сторону на 2 единицы, а также снижением коэффициента эксплуатации с 0,82 д.ед. до 0,74 д.ед. За 2021г движений в фонде не происходило. В общей сложности было отобрано 213,2 тыс.т жидкости, при обводненности в 75,8%. Среднегодовой дебит нефти увеличился на 6,5% и составил 23,8 т/сут.

За **2022г** отобрано 71,3 тыс.т нефти, из которых 17,8 тыс.т отобрано из новых скважин №56, переведенной со II объекта 11.06.2022г, и №65, введенной из эксплуатационного бурения 08.07.2022г. Рост добычи нефти по сравнению с предыдущим годом на 38% объясняется ростом среднегодового дебита, что в свою очередь является следствием проведения ГТМ по скважинам №№52, 55, 56, 61, 65. В скважине №52 30.08.2022г проведены РИР, в результате которых дебит нефти увеличился с 16,3 т/сут до 61,5 т/сут, т.е. фактический прирост составил 45,9 т/сут, при плане в 5,4 т/сут, при этом также снизилась

обводненность с 85% до 21%. В скважине №55 проведены 2 попытки РИР, первая проведена 03.10.2022г, в результате которой не получен приток после ГТМ, второй ремонт проведен 31.10.2022г, в результате проведения которого, дебит нефти скважины вырос с 29,3 т/сут до 38,5 т/сут, а обводненность снизилась с 76% до 66%, таким образом, фактический прирост дебита нефти составил 8,6 т/сут, при плане в 5,4 т/сут. Скважина №61 была введена в эксплуатацию из наблюдательного фонда 01.01.2022г, с пусковым дебитом в 55,2 т/сут и обводненностью в 47%. Скважина №56 11.06.2022г была переведена на нижележащий горизонт со II объекта, на котором эксплуатировалась с дебитом нефти в 0,3 т/сут, при обводненности в 99%. Ввод в эксплуатацию на III объект скважины произведен с пусковым дебитом в 36,9 т/сут, при обводненности в 7%. Таким образом, фактический прирост дебита нефти после ГТМ составил 36,7 т/сут. Скважина №65 введена в эксплуатацию с пусковым дебитом в 77,2 т/сут и обводненностью в 3,2% при проектных значениях входного дебита нефти 15,6 т/сут.

Вследствие успешное проведения ГТМ, в 2022г по сравнению с предыдущим годом выросло число скважин, относящихся к категориям, с дебитом нефти больше 20т/сут, составившее 5 единиц, что отразилось на показателях среднегодового дебита нефти. Также в 2022г наблюдается снижение обводненности продукции на 4,8%.

На 01.01.2023г суммарная накопленная добыча нефти составила 1339,9 тыс. т, накопленная добыча жидкости – 2558,8 тыс. т, накопленная добыча газа – 532,421 млн. м³. Обводненность продукции составила 72,2%. Отбор от НИЗ – 64,7%, текущий КИН – 0,368 доли ед. при утвержденных 0,560 доли ед. С учетом отработанных дней за год коэффициент использования составил 0,96 доли ед., коэффициент эксплуатации – 0,82 доли ед.

В целом объект разрабатывается удовлетворительно, тенденция роста дебитов нефти за все годы отчетного периода, объясняется успешным проведением ГТМ, таких как изоляция водопритока обводненных интервалов с последующим дострелом (перестрелом) ниже-вышележащих продуктивных интервалов в скважинах №№36Д, 38, 46, 50, 52, 55, 56, 57 оптимизации режимов работы скважин и вводом из бурения с ГРП новых скважин. Учитывая результат бурения новых скважин, тенденцию падения добычи нефти переходящих скважин (10-12%), можно сделать вывод, что существующий фонд достигнет утвержденный КИН. Технологические показатели объекта за последние 5 лет представлены ниже в таблице 3.2.7.

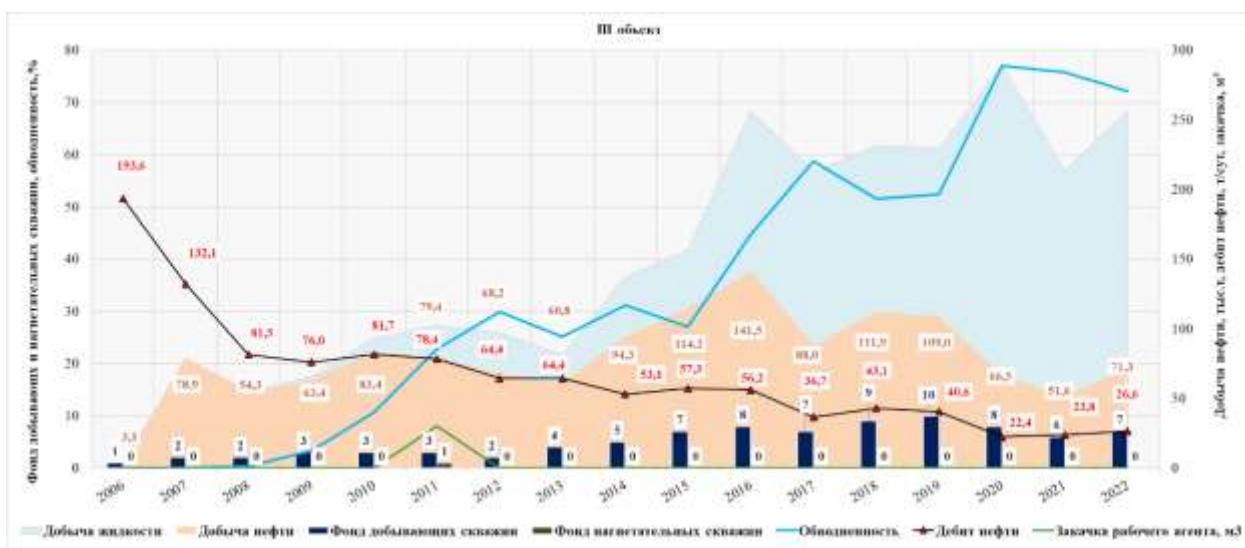


Рисунок 3.2.12 – Технологические показатели разработки III объекта с начала разработки
Месторождение

За 2018г отобрано 138 тыс. т нефти, 320,3 тыс. т жидкости, 38,1 млн. м³ растворенного в нефти газа, что значительно превышает уровни добычи предыдущего года за счет ввода новых скважин. Так, в общей сложности были введены из бурения 4 новые скважины (№№55, 56, 57, 58), а также скважина №45 введена переводом из наблюдательного фонда. По новым скважинам было отобрано 31,9 тыс. т нефти, 37,9 тыс. т жидкости, среднегодовой дебит нефти новых скважин составил 49,8 т/сут, среднегодовой дебит жидкости – 59,2 т/сут при коэффициенте использования/эксплуатации 0,35/0,78 доли ед. Это определило увеличение добычи нефти и жидкости за данный год в сравнении с прошедшим годом. После выбытия нагнетательной скважины №272 на II объекте за данный год закачка прекращена.

За 2019г отобрано 134,4 тыс. т нефти (-3,6 тыс. т или -2,6% относительно предыдущего года), 229,3 тыс. т жидкости (-8,3 тыс. т или -2,6% относительно предыдущего года), 38,1 млн. м³ растворенного в нефти газа (+7,3 млн. м³ или +16,1% относительно предыдущего года). Несмотря на больший фонд скважин за счет ввода новой скважины №61, по которой добыто 0,1 тыс. т нефти и 0,1 тыс. т жидкости, добыча нефти и жидкости меньше уровней прошлого года за счет меньшего среднегодового значения дебита нефти 23,9 т/сут (падение на 15,4%) и дебита жидкости 55,4 т/сут (падение на 15,4%) несмотря на большие значения коэффициента использования на отметке 0,81 доли ед. при коэффициенте эксплуатации 0,90 доли ед. относительно значений предыдущего года. Новая скважина отмечается низким значением коэффициента использования 0,1 доли ед. и коэффициента эксплуатации 0,59 доли ед. при среднегодовом дебите нефти 3,1 т/сут и дебите жидкости 4,1 т/сут. Большие значения добычи растворенного в нефти газа при меньшей добыче нефти и жидкости относительно предыдущего года объясняются большими значениями газового

фактора III объекта по результатам работы новых скважин №№55, 57, пробуренных в 2018г и скважины №61, пробуренной в 2019г.

За 2020г отобрано 90,1 тыс. т нефти (-44,3 тыс. т или -32,9% относительно предыдущего года), 373,7 тыс. т жидкости (+61,7 тыс. т или +19,8% относительно предыдущего года), 57,3 млн. м³ растворенного в нефти газа (+8,4 млн. м³ или +18,5% относительно предыдущего года). Значительное снижение добычи нефти в 2021г объясняется снижением эксплуатационного фонда добывающих скважин, как видно из рисунка, кроме того, снижением дебита нефти в 1,7 раз, что может быть вызвано естественным ухудшением коллекторских свойств, что подтверждается постепенным снижением проницаемости залежей. За 2020г в целом по месторождению были пробурены 3 скважины №№59, 60, 61, которыми было отобрано 8,0 тыс.т нефти, 23,2 тыс.т жидкости, среднегодовой дебит нефти по новым скважинам составил 14,6 т/сут.

За 2021г отобрано 83,5 тыс. т нефти (-6,6 тыс. т или -7,4% относительно предыдущего года), 312,2 тыс. т жидкости (-61,1 тыс. т или -16,4% относительно предыдущего года), 44,489 млн. м³ растворенного в нефти газа (9,2 млн. м³ или -9,2% относительно предыдущего года). Несмотря на больший фонд скважин за счет ввода новой скважины №62, по которой добыто 1,9 тыс. т нефти и 2,3 тыс. т жидкости, большее значение среднегодового дебита нефти в 17,3 т/сут, добыча нефти и жидкости меньше уровней прошлого года по причине снижения коэффициента эксплуатации с 0,90 д.ед. до 0,88 д.ед., коэффициента использования с 0,85 д.ед. до 0,83 д.ед. Значительное снижение коэффициента использования добывающих скважин при этом наблюдается по III объекту.

Большие значения добычи растворенного в нефти газа при меньшей добыче нефти и жидкости относительно предыдущего года объясняются большими значениями газового фактора III объекта по результатам работы новых скважин №№55, 57, пробуренных в 2018г.

За 2022г отобрано 113,7 тыс. т нефти (+30,2 тыс. т или +36,2% относительно предыдущего года), 355,5 тыс. т жидкости (+23,2 тыс. т или +7,4% относительно предыдущего года), 35,470 млн. м³ растворенного в нефти газа (-9,0 млн. м³ или -20,3% относительно предыдущего года). Рост уровней добычи нефти в 2022г объясняется вводом 6 новых добывающих скважин, в том числе 4 единицы (№№63, 64, 65, 66) из эксплуатационного бурения, несмотря на снижение среднегодового дебита нефти добывающих скважин с 17,3 т/сут до 14,1 т/сут. Также, в 2022г наблюдается рост коэффициентов эксплуатации и использования, составивших 0,96 д.ед. и 0,93 д.ед. соответственно. Всего за год новыми скважинами было отобрано 13,3 тыс.т нефти, при обводненности в 39,5%. Стоит отметить, что в новой скважине №65, пробуренной на III объект, были получены сравнительно высокие значения дебитов нефти, что объясняется

улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами залежей III объекта. Данной скважиной было отобрано 9,2 тыс.т нефти, или 70% от добытой новыми скважинами месторождения нефти.

Таким образом на 01.01.2023г накопленная добыча нефти составила 1793,7 тыс.т, жидкости – 3534,5 тыс.т, растворенного газа – 670,060 млн.м³. Выработанность начальных извлекаемых запасов равна 63,7%, коэффициент нефтеизвлечения достиг уровня в 0,242 д.ед. при утвержденном 0,380 д.ед. Накопленная закачка рабочего реагента составила 1337,6 тыс.м³, накопленная компенсация отборов при этом равна 36,1%.

Таблица 3.2.4 – Динамика основных показателей разработки месторождения за 2018-01.01.2023гг

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	Добыча нефти, тыс.т	138,0	134,4	90,1	83,4902875	113,7
2	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,0	8,0	0,0	13,3
3	из переходящих скважин	138,0	134,4	82,1	83,5	100,5
4	мехспособом	67,7	57,7	74,7	81,6	91,0
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1372,0	1506,4	1596,5	1680,0	1793,7
6	в т.ч.: мехспособом	222,3	280,0	354,7	436,4	527,3
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,185	0,203	0,215	0,226	0,242
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	1,9	1,8	1,2	1,1	1,5
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	4,9	4,8	3,2	3,0	4,0
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	8,7	9,3	6,9	6,8	10,0
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	48,7	53,5	56,7	59,7	63,7
12	Добыча газа, млн.м ³	38,3	45,3	53,7	44,489	35,470
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	491,036	536,369	590,1	634,589	670,060
14	Газовый фактор, м ³ /т	277,5	337,4	596,2	532,9	311,9
15	Добыча жидкости, тыс.т	320,3	311,9	373,7	312,2	335,5
16	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,0	23,2	0,0	21,9
17	из переходящих скважин	320,3	311,9	350,5	312,2	313,6
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2201,2	2513,1	2886,8	3199,0	3534,5
19	Обводненность продукции (по весу), %	56,9	56,9	75,9	73,3	66,1
20	в т.ч.: новых скважин	-	-	65,3	-	39,5
21	переходящих скважин	56,9	56,9	76,6	73,3	68,0
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	32,8	89,1	108,1	92,2
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	1015,3	1048,1	1137,3	1245,4	1337,6
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	8,6	21,6	30,9	23,6
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	34,2	31,3	30,2	30,3	29,7
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	30,5	30,5	33,7	34,5	36,1
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	2	2	2	6
28	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	2	1	2	1	4
29	из наблюдательного фонда	-	-	-	-	-
30	из консервации	0	1	0	1	2
31	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	3	2	6
32	в т.ч.: ликвидированы	0	0	0	0	1
33	на другой объект	-	-	-	-	-
34	под закачку	0	0	0	0	0
35	в контрольный	1	0	3	2	5
36	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	17	19	16	16	17
37	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	17	17	13	15	17
38	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	1	0	0
39	в т.ч.: из бурения	0	0	0	0	0
40	из добывающего фонда	0	0	0	0	0
41	из прочих категорий	0	0	1	0	0
42	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	0	0
43	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	0	1	1	1
44	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	1	1	1	0
45	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	27,4	26,0	15,3	17,3	14,1
46	по жидкости	63,6	60,2	63,3	64,7	41,6
47	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	0,0	0,0	14,6	-	73,2
48	по жидкости	0,0	0,0	42,2	-	121,0
49	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	-	295,4	249,7	306,3	360,2
50	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,81	0,75	0,85	0,83	0,96
51	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,98	0,84	0,90	0,88	0,93
52	в т.ч.: новых скважин	0,88	0,50	1,50	0,00	0,25
53	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	-	0,30	1,00	0,97	0,70
54	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	-	0,74	0,98	0,97	0,94

Таблица 3.2.5 – Динамика основных показателей разработки I-объекта за 2018-01.01.2023гг

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	Добыча нефти, тыс.т	2,4	3,8	3,428	3,5	2,0
2	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0
3	из переходящих скважин	2,3	3,8	3,4	3,5	2,0
4	мехспособом	2,4	3,8	3,4	3,5	2,0
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	26,9	30,6	34,1	37,6	39,6
6	в т.ч.: мехспособом	23,4	27,1	30,6	34,1	36,1
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,070	0,080	0,089	0,098	0,103
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,6	1,0	0,9	0,9	0,5
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	4,3	6,8	6,2	6,4	3,7
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	7,8	13,3	14,1	16,9	11,7
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	48,9	55,7	61,9	68,4	72,0
12	Добыча газа, млн.м ³	0,014	0,023	0,021	0,021	0,012
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	0,170	0,192	0,213	0,234	0,246
14	Газовый фактор, м ³ /т	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
15	Добыча жидкости, тыс.т	6,2	9,3	7,8	7,7	5,8
16	в т.ч.: из новых скважин	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
17	из переходящих скважин	6,0	9,3	7,8	7,7	5,8
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	62,4	71,6	79,5	87,1	92,9
19	Обводненность продукции (по весу), %	61,8	59,5	56,3	53,9	65,1
20	в т.ч.: новых скважин	77,5	0,0	0,0	0,0	0,0
21	переходящих скважин	61,4	59,5	56,3	53,9	65,1
26	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
31	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	1	0	1	1
32	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0
33	переводом из других объектов	0	0	0	0	0
34	из наблюдательного фонда	0	1	0	1	1
35	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	1	0
36	в контрольный	0	0	0	1	0
37	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	2	2	2	0
38	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	1	1	2
39	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0
40	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0
41	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	6,3	6,8	6,4	6,9	4,4
42	по жидкости	16,5	16,9	14,7	15,0	12,5
43	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	3,7	-	-	-	-
44	по жидкости	16,3	-	-	-	-
45	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,03	0,75	0,73	0,70	0,64
46	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,75	0,76	0,70	0,73

Таблица 3.2.6 - Динамика основных показателей разработки II объекта за 2018-01.01.2023гг

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	Добыча нефти, тыс.т	23,8	21,6	20,2	28,3	40,4
2	в т.ч.: из новых скважин	6,2	5,7	5,9	3,0	2,9
3	из переходящих скважин	17,6	15,9	14,2	25,4	37,5
4	мехспособом	23,8	21,6	20,2	26,5	35,4
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	303,7	325,3	345,5	373,8	414,2
6	в т.ч.: мехспособом	104,0	125,6	145,8	172,2	207,6
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,089	0,096	0,102	0,110	0,122
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,7	0,6	0,6	0,8	1,2
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	3,4	3,1	2,9	4,1	5,8
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,8	5,6	5,5	8,2	12,7
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	44,0	47,1	50,0	54,1	59,9
12	Добыча газа, млн.м ³	6,250	7,019	6,711	4,947	5,931
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	112,785	119,804	126,515	131,462	137,393
14	Газовый фактор, м ³ /т	263,1	324,7	333,0	174,6	146,9
15	Добыча жидкости, тыс.т	82,9	73,4	76,6	91,4	73,4
16	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,0	11,1	3,5	3,2
17	из переходящих скважин	82,9	73,4	65,5	87,9	70,2
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	567,9	641,3	717,9	809,3	882,7
19	Обводненность продукции (по весу), %	71,3	70,5	73,7	69,0	45,0
20	в т.ч.: новых скважин	0,0	0,0	46,6	15,1	9,8
21	переходящих скважин	78,8	78,3	78,3	71,2	46,6
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	32,8	89,1	108,1	92,2
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	985,3	1018,0	1107,2	1215,3	1307,5
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	38,9	103,2	102,0	95,0
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	132,2	122,7	120,9	118,9	116,8
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	19,0	19,0	20,6	21,4	23,8
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	3	3	4
28	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	2	1	3
29	переводом из других объектов	0	0	1	2	0
30	из наблюдательного фонда	0	0	0	0	1
31	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	2	1	4
32	в т.ч.: ликвидированы	0	0	0	0	0
33	на другой объект	0	0	1	0	1
34	в контрольный	1	0	1	1	3
35	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	7	7	6	8	8
36	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	7	7	6	8	8
37	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	1	0	0
38	из консервации	0	0	1	0	0
39	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	0	0
40	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	0	1	1	1
41	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	1	1	1	0
42	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	11,5	11,1	8,4	13,2	8,2
43	по жидкости	40,3	37,7	32,0	42,6	14,9
44	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	13,3	20,4	15,7	16,4	5,7
45	по жидкости	0,0	0,0	29,4	19,3	6,3
46	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	-	295,4	249,7	306,3	360,2
47	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,94	0,76	0,94	0,84	0,96
48	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,97	0,91	0,94	0,84	0,94
49	в т.ч.: новых скважин	0,00	0,92	0,00	0,25	0,35
50	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	-	0,30	0,98	0,97	0,70
51	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.	-	0,74	0,98	0,97	0,94

Таблица 3.2.7 - Динамика основных показателей разработки III объекта за 2018-01.01.2023гг

№ п/п	Показатели	Годы				
		2016	2017	2018	2019	2020
1	Добыча нефти, тыс.т	10,6	8,4	11,7	13,0	14,7
2	в т.ч.: из новых скважин	0,0	1,0	5,721	0,0	3,0
3	из переходящих скважин	10,5	7,4	6,0	13,0	11,7
4	мехспособом	10,6	8,4	11,7	13,0	14,7
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	58,2	66,6	78,3	91,3	106,0
6	в т.ч.: мехспособом	49,5	57,9	69,6	82,5	97,2
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,029	0,033	0,038	0,045	0,052
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,5	0,4	0,6	0,6	0,7
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	3,1	2,5	3,5	3,8	4,3
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,6	3,0	4,3	5,0	5,9
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	17,2	19,7	23,1	26,9	31,3
12	Добыча газа, млн.м ³	0,638	0,418	1,503	2,204	2,780
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	4,032	4,451	5,954	8,158	10,937
14	Газовый фактор, м ³ /т	60,3	49,9	128,3	170,2	189,0
15	Добыча жидкости, тыс.т	24,4	20,2	25,1	33,4	33,9
16	в т.ч.: из новых скважин	0,2	2,4	11,1	0,0	3,7
17	из переходящих скважин	24,3	17,8	14,1	33,4	30,2
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	124,6	144,8	169,9	203,3	237,2
19	Обводненность продукции (по весу), %	56,6	58,5	53,4	61,2	56,6
20	в т.ч.: новых скважин	0,0	56,6	48,4	0,0	19,0
21	переходящих скважин	56,5	58,8	57,4	61,2	61,2
22	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	19,0	19,0	20,6	20,6	22,2
23	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	2	0	3
24	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	2	0	2
25	переводом из других объектов	0	0	0	0	1
26	из наблюдательного фонда	0	0	0	0	0
27	из консервации	0	0	0	0	0
28	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	0	0	4
29	в т.ч.: ликвидированы	0	0	0	0	0
30	на другой объект	0	0	0	0	1
31	под закачку	0	0	0	0	0
32	в контрольный	0	1	0	0	3
33	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	4	6	6	5
34	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	4	6	6	5
35	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0
36	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0
37	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	8,3	4,9	7,4	6,8	7,5
38	по жидкости	19,1	11,9	15,9	17,6	17,3
39	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	-	5,7	20,4	-	16,4
40	по жидкости	-	13,1	39,6	-	20,3
41	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,64	0,78	0,62	0,80	0,79
42	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,84	0,96	0,90	0,94	0,99
43	в т.ч.: новых скважин	0,00	0,00	0,92	0,00	0,25

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

В настоящей работе сопоставление фактических показателей с проектными проведено за 2020-2022 гг., при этом факт за период 2020-2021гг сравнивался с планом Анализа разработки 2019г, факт за 2022г – с Проектом разработки 2022г.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по объектам и в целом по месторождению представлены таблицах 3.2.8-3.2.11 и на рисунках 3.2.13-3.2.16.

I объект

В рамках «Анализа разработки...» в **2020г** предполагалось добывать 2,8 тыс.т нефти, по факту добыча нефти составила 3,4 тыс.т, что превышает проектное значение на 0,6 тыс.т, или на 22,4%. Данное расхождение превышением фактического значения среднегодового дебита нефти в 6,4 т/сут, над проектным – 5,6 т/сут, что обеспечило больший фактический уровень добычи нефти, несмотря на отставание действующего добывающего фонда скважин в 1 ед., по причине выбытия скважины №45, от проектного в 2 ед. Фактическая среднегодовая обводненность составила 56,4%, при проектной – 74,1%.

В **2021г** также наблюдается превышение фактического уровня добычи нефти в 3,5 тыс.т над проектным – 2,0 тыс.т, на 76,4%, что обусловлено превышением фактического показателя среднегодового дебита нефти в 6,9 т/сут, над проектным 4,4 т/сут. Действующий добывающий фонд соответствует проектному и составляет 2ед.

В скважине №37 в мае 2021г была произведена замена насоса с ШГН 25-175-RHBM на ЭЦН 20/1700, что отразилось на увеличении дебита. Показатели дебита нефти скважины №45, введенной эксплуатацию в апреле 2021г оказались выше дебита во время отключения скважины. Фактическая среднегодовая обводненность составила 53,9% при проектной в 60,9%.

В **2022г** наблюдается отставание фактической добычи нефти в 2,0 тыс.т от проектной – 2,7 тыс.т на 24,9%, что объясняется низкими коэффициентами использования и эксплуатации добывающих скважин, составивших 0,64 д.ед. и 0,73 д.ед. соответственно, при проектных в 0,9 д.ед. Показатель среднегодового дебита нефти превышает проектный в 3,7 т/сут и составляет 4,4 т/сут. Фактическая обводненность, а также газовый фактор находится на уровне проекта.

Ниже приведен график сопоставления проектных и фактических технологических показателей по I объекту.

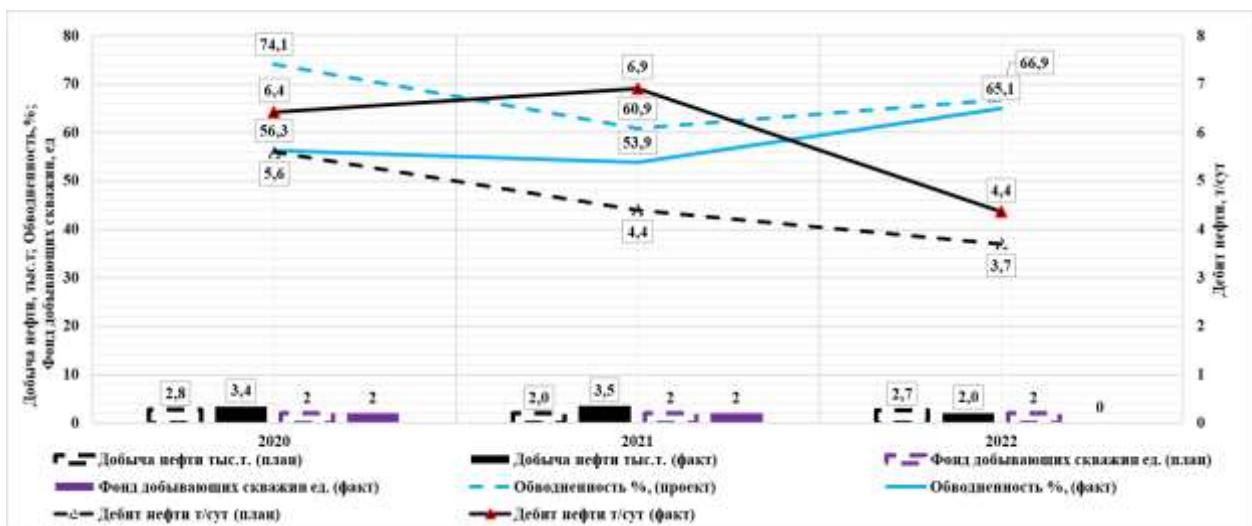


Рисунок 3.2.13 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по I объекту разработки за период 2020-2022г

II объект

В 2020г по объекту отобрано 20,2 тыс.т нефти, что превышает проектный уровень в 18,0 тыс.т на 11,9%. Данное расхождение проекта и факта объясняется превышением фактического показателя среднегодового дебита нефти в 8,4 т/сут над проектным – 6,9 т/сут. В 2020г также были пробурены и введены в эксплуатацию две оценочные скважины №№59,60 и ввод 1 скважины №35 переводом других объектов, что не было предусмотрено проектом. После отработки на нефть 3 месяца пробуренные скважины были переведены в контрольный фонд. По проекту было предусмотрено выбытие 1 скважины на другой объект, по факту одна скважина №36Д выбыла переводом на нижележащий горизонт. Таким образом, на конец года фактический добывающий фонд составил 6 ед., при проектном 6 ед. В результате, за счет большего фактического фонда добывающих скважин, годовая добыча нефти превысила проектный уровень. Фактический показатель газового фактора составил 333,0 м³/т, что превышает проектный уровень в 236,3 м³/т, ввиду чего наблюдается превышение факта по добыче растворенного газа в 6,711 млн.м³ над проектным в 5,253 млн.м³. Обводненность продукции в 73,7% немного ниже проектной в 76,0%.

В 2021г наблюдается значительное превышение фактической добычи нефти в 28,3 тыс.т над проектной в 12,5 тыс.т на 126%. Данное отклонение обусловлено превышением фактического фонда добывающих скважин над проектным на 3 ед., так как в рамках «Анализа разработки...» предусматривалось выбытие одной скважины №56 на III объект, таким образом прогнозируемый добывающий фонд составил 5 единиц. Однако, в 2021г была введена из бурения скважина №61 (пусковой дебит нефти составил 33,8 т/сут) изначально заложенная на III объект, а также перевод добывающих скважин №№38, 46 на вышележащий горизонт, ввиду высокой обводненности продукции. (q_н скважины №38 до

ПВЛГ – 0,6 т/сут, обводненность – 99,1%; q_n скважины №38 после ПВЛГ – 2,2 т/сут, обводненность – 65,6%; q_n скважины №46 до ПВЛГ – 0,1 т/сут, обводненность – 99,8%, q_n скважины №46 после ПВЛГ – 10,6 т/сут, обводненность – 70,5%). Таким образом, ввод новых скважин повлиял на рост среднегодового дебита по сравнению с предыдущим годом, с 8,4 т/сут до 13,2 т/сут, вместо прогнозируемого падения до 5,5 т/сут. Коэффициент эксплуатации и использования составили 0,84 д.ед., что ниже проектных 0,9 д.ед. Фактический показатель газового фактора составил 174,6 м³/т, что ниже проектного уровня в 306,0 м³/т, однако ввиду превышения фактических уровней добычи нефти, наблюдается и превышение добычи растворенного газа на 29,3%, составившего 4,947 млн.м³, вместо проектных – 3,825 млн.м³. Среднегодовая обводненность составила 69,0% вместо проектных 83,3%.

В 2022г наблюдается превышение фактической добычи нефти, составившей 40,4 тыс.т над проектной – 28,1 тыс.т, на 4,7%. Данное отклонение обусловлено превышением фактического значения коэффициента эксплуатации в 0,93 д.ед, вместо 0,9 д.ед. проектных. В 2022г наблюдается оставание фактического фонда добывающих скважин в 8 ед. от проектного в 13 ед. В рамках «Проекта разработки...» предусматривался ввод в эксплуатацию из бурения 4 добывающих скважин №№63, 64, 65, 66, а также 3 оценочных скважин №№62, 67, 68. Все проектные решения по бурению скважин выполнены в полном объеме, однако скважина №65 была введена в эксплуатацию на III объект, ввиду чего, наблюдается отставание фактического фонда пробуренных скважин от проектного по объекту на 1 единицу. Помимо этого, предполагался ввод из наблюдательного фонда 2 скважин №№59, 60, фактически была введена скважина №59. В рамках проекта в 2022г не предусматривалось выбытие скважин, однако фактически выбыли 4 скважины №№41, 51, 58 (ввиду остановки насоса и закрытия скважин для проведения ПРС), 56 (ввиду перевода скважины на II объект). Среднегодовой дебит нефти эксплуатационного фонда составил 14,0 т/сут, что ниже проектного – 18,3 т/сут. Фактический показатель газового фактора составил 146,9 м³/т, что ниже проектного уровня в 210,3 м³/т, однако ввиду превышения фактических уровней добычи нефти, добыча растворенного газа в 5,931 млн.м³ находится на уровне проекта – 5,909 млн.м³. Среднегодовая обводненность значительно ниже проектной и составляет 45,0%, при проектной – 70,8%.

Ниже приведен график сопоставления проектных и фактических технологических показателей по II объекту.

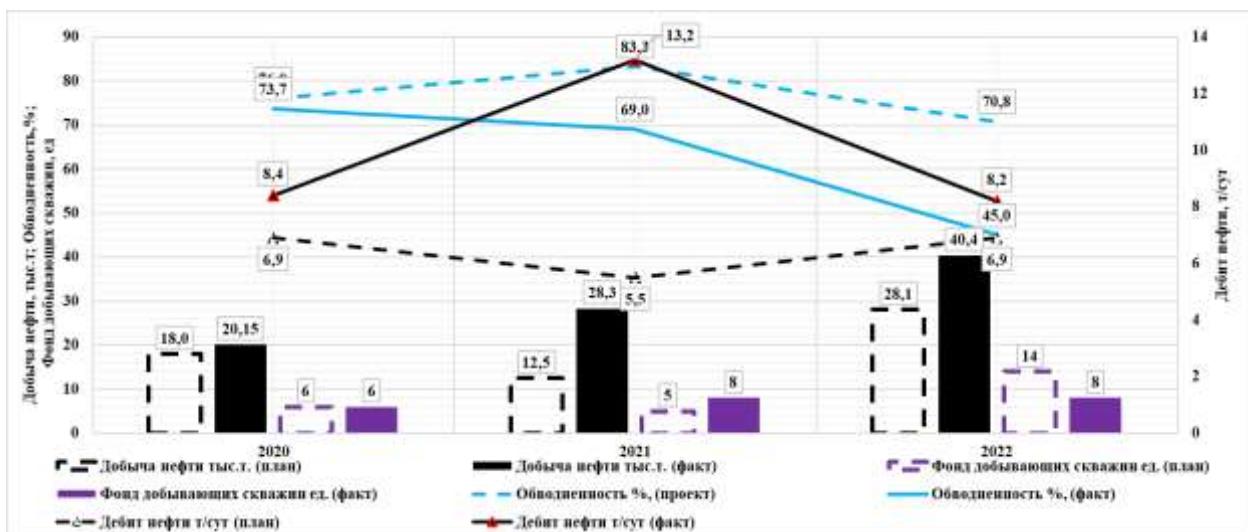


Рисунок 3.2.14 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по II объекту разработки за период 2020-2022 гг

III объект

В 2020г наблюдается значительное отставание фактической годовой добычи нефти 66,5 тыс.т при проекте – 104,9 тыс.т.

В данном году фактический был ввод на объект одной скважины №36Д путем перевода из другого объекта разработки, как планировалась в проекте. Также, в 2020 году согласно проекту выбытия скважин не предусматривалось, однако, по факту был осуществлен выбытие двух скважин №№36, 61 в наблюдательный фонд и одной скважины №35 на вышележащий горизонт. В итоге, фонд добывающих скважин на конец года составил 8 ед., что меньше проекта на 2 ед. Фактическая среднегодовая обводненность составила 77,0%, при проектной – 56,4%. Среднегодовой дебит по нефти ниже проектного: 22,4 т/сут при проектном 28,8 т/сут.

В 2021г наблюдается значительное превышение фактической добычи нефти в 28,3 тыс.т над проектной в 12,5 тыс.т на 126%. Данное отклонение обусловлено отставанием фактического фонда добывающих скважин в 6 ед. от проектных 11ед. Данное расхождение объясняется отсутствием перевода с вышележащего горизонта скважины №56, выбытиями скважин в 2020г (№№35, 36, 61), недостижением проектного уровня дебита нефти в 27,3 т/сут, при фактическом – 23,8 т/сут. Фактический показатель газового фактора составил 765,4 м³/т, что выше проектного уровня в 252,3 м³/т, ввиду чего наблюдается превышение фактического уровня добычи растворенного газа в 39,521 млн.м³ над проектным – 27,505 млн.м³, на 43,6%. Среднегодовая обводненность выше проектной и составляет 75,8%, при проектной – 62,8%. Закачка рабочего агента, не предусмотренная в рамках «Анализа разработки...» осуществляется 1 нагнетательной скважиной, и составляет 108,1 тыс.м³.

В 2022г фактический показатель добычи нефти в 71,3 тыс.т превышает проектный – 47,4 тыс.т на 50,4%. Данное отклонение объясняется превышением фактического уровня

среднегодового дебита нефти в 26,6 т/сут, над проектным – 20,5 т/сут. В рамках «Проекта разработки...» предусматривался ввод из бурения скважины № 65, фактически введенной в эксплуатацию на II объект. Также в 2022г выполнено проектное решение по переводу скважины №56 со II объекта, заложенное на предыдущий год. Ввиду остановки насоса и проведения ПРС скважины №№50, 206 выбыли в наблюдательный фонд, ввиду чего наблюдается отставание фактического фонда действующих добывающих скважин в 6 ед. от проектного в 7 ед. Фактический показатель газового фактора составил 414,1 м³/т, что ниже проектного уровня в 568,1 м³/т, однако ввиду превышения фактических уровней добычи нефти, добыча растворенного газа в 29,528 млн.м³ находится на уровне проекта (отклонение в пределах 10%) – 26,928 млн.м³. Среднегодовая обводненность ниже проектной и составляет 72,2%, при проектной – 78,4%. Закачка рабочего агента 1 нагнетательной скважиной находится на уровне проектной и составляет 92,2 тыс.м³.

Ниже приведен график сопоставления проектных и фактических технологических показателей по III объекту.

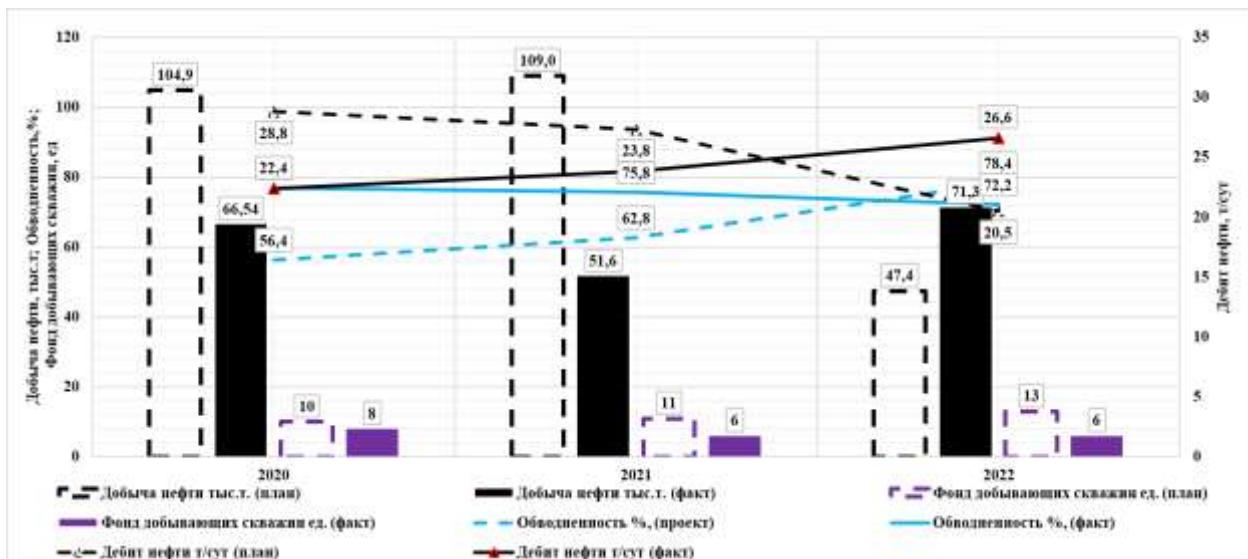


Рисунок 3.2.15 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по III объекту разработки за период 2020-2022 гг

Месторождение

В целом по месторождению за 2020-2021 гг наблюдается недостижение добычи нефти проектного значения, ввиду недостижения проектных значений среднегодового дебита нефти (2020г, факт – 15,3 т/сут, проект – 20,2 т/сут; 2021г, факт – 17,3 т/сут, проект - 19,8 т/сут). В 2022г наблюдается значительное превышение фактической годовой добычи нефти (113,7 тыс.т при проекте – 78,2 тыс.т) что связано с превышением дебита нефти в 18,8 т/сут, над проектным – 12,0 т/сут, за счет ввода новых скважин, выполнения проектных решений «Проекта разработки...», превышением фактического пускового дебита нефти новых скважин (фактический среднесуточный дебит новых скважин – 73,2 т/сут, при

проектном в 17,4 т/сут). Фактический эксплуатационный фонд добывающих скважин (17 ед.) отстает от проектного (22 ед.) на 5 ед. по причине незапланированного выбытия в наблюдательный фонд. Фактический показатель газового фактора составил 311,9 м³/т, что ниже проектного уровня в 420,1 м³/т, однако ввиду превышения фактических уровней добычи нефти, добыча растворенного газа в 35,470 млн.м³ выше проекта в 32,853 млн.м³. Среднегодовая обводненность ниже проектной и составляет 66,1%, при проектной – 75,9%.

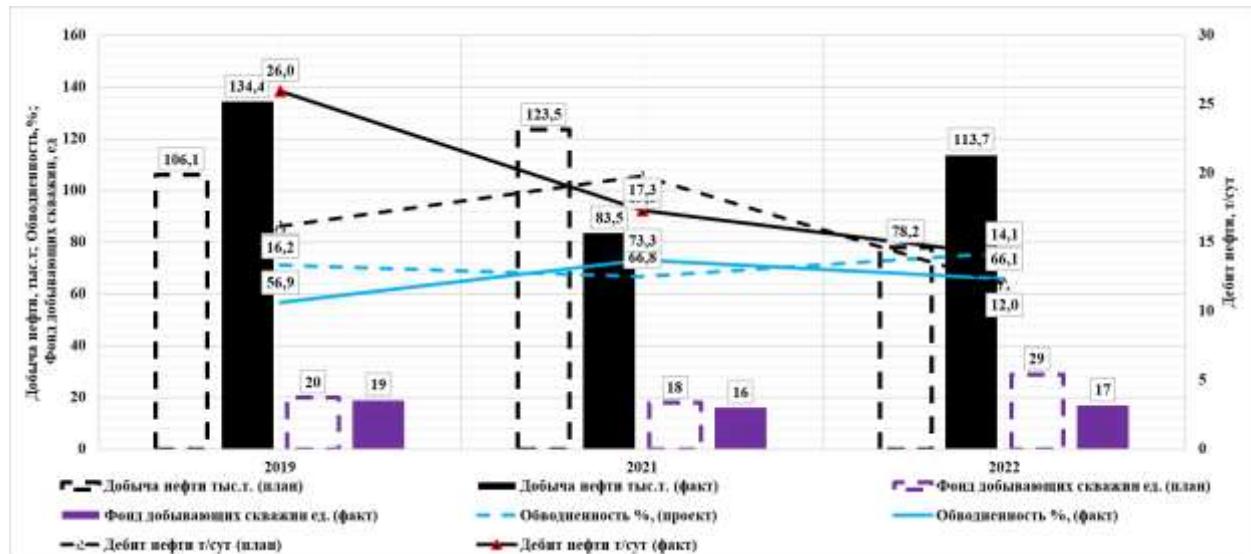


Рисунок 3.2.16 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению

Таблица 3.2.8 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта

№ п/п	Показатели	«AP-2019г»				«IP-2022г»	
		Годы					
		2020	факт	2021	факт	2022	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	2,8	3,428	2,0	3,5	2,7	2,0
2	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0
3	из переходящих скважин	2,8	3,4	2,0	3,5	2,7	2,0
4	мехспособом	2,8	3,4	2,0	3,5	2,7	2,0
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	33,4	34,1	36,1	37,6	40,3	39,6
6	в т.ч.: мехспособом		30,6		34,1		36,1
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,087	0,089	0,094	0,098	0,105	0,103
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,7	0,9		0,9		0,5
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	5,1	6,2	3,6	6,4	4,9	3,7
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	11,5	14,1	9,6	16,9	15,5	11,7
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	60,8	61,9	65,6	68,4	73,3	72,0
12	Добыча газа, млн.м ³	0,033	0,021	0,010	0,021	0,016	0,012
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	0,225	0,213	0,223	0,234	0,250	0,246
14	Газовый фактор, м ³ /т	11,8	6,0	6,3	6,0	5,9	6,0
15	Добыча жидкости, тыс.т	11,0	7,8	4,1	7,7	8,1	5,8
16	в т.ч.: из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	из переходящих скважин	11,0	7,8	4,1	7,7	8,1	5,8
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	82,6	79,5	83,6	87,1	95,2	92,9
19	Обводненность продукции (по весу), %	74,1	56,3	60,9	53,9	66,9	65,1
20	в т.ч.: новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	переходящих скважин	74,1	56,3	60,9	53,9	66,9	65,1
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	0	0	1	0	1
28	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0
29	переводом из других объектов	0	0	0	0	0	0
30	из наблюдательного фонда	0	0	0	1	0	1
31	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	1	0	0
32	в контрольный	0	0	0	1	0	0
33	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	0
34	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	1	1	1	2	2
35	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0
36	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0
37	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	5,6	6,4	4,4	6,9	3,7	4,4
38	по жидкости	21,5	14,7	11,4	15,0	11,1	12,5
39	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,73	0,90	0,70	0,90	0,64
40	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,76	0,90	0,70	0,90	0,73

Таблица 3.2.9 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта

№ п/п	Показатели	«AP-2019г»				«ПР-2022г»	
		Годы		Годы			
		2020	факт	2021	факт	2022	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	18,0	20,2	12,5	28,3	28,1	40,4
2	в т.ч.: из новых скважин	0,0	5,9	0,0	3,0	14,5	2,9
3	из переходящих скважин	18,0	14,2	12,5	25,4	13,6	37,5
4	мехспособом	18,0	20,2	12,5	26,5	28,1	35,4
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	343,3	345,5	358,0	373,8	401,9	414,2
6	в т.ч.: мехспособом		145,8		172,2		207,6
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,101	0,102	0,105	0,110	0,118	0,122
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,5	0,6	0,4	0,8	0,8	1,2
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,6	2,9	1,8	4,1	4,1	5,8
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,9	5,5	3,6	8,2	8,9	12,7
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	49,7	50,0	51,8	54,1	58,2	59,9
12	Добыча газа, млн.м ³	4,253	6,711	3,825	4,947	5,909	5,931
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	124,057	126,515	130,340	131,462	137,371	137,393
14	Газовый фактор, м ³ /т	236,3	333,0	306,0	174,6	210,3	146,9
15	Добыча жидкости, тыс.т	75,1	76,6	74,9	91,4	96,2	73,4
16	в т.ч.: из новых скважин	0,0	11,1	0,0	3,5	17,2	3,2
17	из переходящих скважин	75,1	65,5	74,9	87,9	79,0	70,2
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	716,4	717,9	792,8	809,3	905,5	882,7
19	Обводненность продукции (по весу), %	76,0	73,7	83,3	69,0	70,8	45,0
20	в т.ч.: новых скважин	0,0	46,6	0,0	15,1	42,5	9,8
21	переходящих скважин	76,0	78,3	83,3	71,2	65,7	46,6
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	89,1	0,0	108,1	98,4	92,2
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	1018,0	1107,2	1107,2	1215,3	1313,7	1307,5
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	103,2	0,0	102,0	89,1	95,0
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	111,5	120,9	111,2	118,9	116,0	116,8
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	19,0	20,6	19,0	21,4	16,1	23,8
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	0	3	0	3	6	4
28	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	2	0	1	4	3
29	переводом из других объектов	0	1	0	2	0	0
30	из наблюдательного фонда	0	0	0	0	2	1
31	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	2	1	1	0	4
32	в т.ч.: ликвидированы		0	0	0	0	0
33	на другой объект	1	1	1	0	0	1
34	в контрольный	0	1	0	1	0	3
35	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	6	5	8	14	8
36	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	6	5	8	13	8
37	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	1	1	0	0	0
38	из консервации	0	1	0	0	0	0
39	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0
40	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	1	0	1	1	1
41	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	1	0	1	1	0
42	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	6,9	8,4	5,5	13,2	18,3	14,0
43	по жидкости	28,9	32,0	33,2	42,6	28,9	25,4
44	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти		15,7	0,0	16,4	17,4	4,1
45	по жидкости		29,4	0,0	19,3	0,0	4,6
46	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут		249,7		306,3		360,2
47	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,94	0,90	0,84	0,90	0,57
48	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,94	0,90	0,84	0,90	0,93
49	в т.ч.: новых скважин		0,00		0,25		0,89
50	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	-	0,98	-	0,97	-	0,70
51	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.		0,98		0,97		0,94

Таблица 3.2.10 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта

№ п/п	Показатели	«AP-2019г»		«AP-2019г»		«ПР-2022г»	
		Годы					
		2020		2021		2022	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	104,9	66,5	109,0	51,6	47,4	71,3
2	в т.ч.: из новых скважин	0,0	2,1	0,2	0,0	0,0	17,8
3	из переходящих скважин	104,9	64,4	109,0	51,6	47,4	53,6
4	мехспособом	104,9	51,1	109,0	51,6	47,4	53,6
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1255,3	1216,9	1325,9	1268,6	1316,0	1339,9
6	в т.ч.: мехспособом		178,4		230,0		283,6
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,345	0,335	0,364	0,349	0,362	0,368
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	2,9	1,8	3,0	1,4	1,3	2,0
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	5,1	3,2	5,3	2,5	2,3	3,4
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	11,4	7,2	12,8	6,1	5,9	8,9
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	60,6	58,8	64,1	61,3	63,6	64,7
12	Добыча газа, млн.м ³	26,487	46,999	27,505	39,521	26,928	29,528
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	442,860	463,372	490,877	502,893	529,821	532,421
14	Газовый фактор, м ³ /т	252,5	706,3	252,3	765,4	568,1	414,1
15	Добыча жидкости, тыс.т	240,8	289,3	292,7	213,2	220,0	256,3
16	в т.ч.: из новых скважин	0,0	12,1	0,0	0,0	0,0	18,7
17	из переходящих скважин	240,8	277,2	292,7	213,2	220,0	237,6
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2041,0	2089,4	2382,1	2302,6	2522,6	2558,8
19	Обводненность продукции (по весу), %	56,4	77,0	62,8	75,8	78,4	72,2
20	в т.ч.: новых скважин	0,0	82,5	0,0	0,0	0,0	4,9
21	переходящих скважин	56,4	76,8	62,8	75,8	78,4	77,5
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	26,6	19,8	26,6	19,8	26,6	20,6
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	1	1	1	0	0	2
29	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	1
30	переводом из других объектов	1	1	1	0	0	1
31	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	3	0	0	0	2
32	на другой объект	0	1	0	0	0	0
33	в контрольный	0	2	0	0	0	2
34	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	10	8	10	6	13	6
35	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	10	6	10	6	7	6
36	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0
39	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0
40	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	28,8	22,4	27,3	23,8	20,5	26,6
41	по жидкости	66,1	97,2	73,4	98,3	94,9	95,6
42	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти		12,3		-	30,0	46,8
43	по жидкости		70,2		-	43,0	49,2
44	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут		-		-		-
45	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,82	0,90	0,74	0,90	0,82
46	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,99	0,90	0,95

Таблица 3.2.11 – Сравнение проектных и фактических показателей в целом по месторождению

№№ п/п	Показатели	«AP-2019г»				«ПР-2022г»	
		Годы					
		2020	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т		проект	факт	проект	факт	проект
2	в т.ч.: из новых скважин	125,7	90,1	123,5	83,4902875	78,2	113,7
3	из переходящих скважин	0,0	8,0	0,2	0,0	14,5	13,3
4	мехспособом	125,7	82,1	123,5	83,5	63,7	100,5
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т		125,7	74,7	123,5	81,6	78,2
6	в т.ч.: мехспособом	1632,1	1596,5	1720,0	1680,0	1758,2	1793,7
7	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	1632,1	354,7	1720,0	436,4	1758,2	527,3
8	Темп отбора от начальных геологических запасов нефти, %	0,220	0,215	0,232	0,226	0,237	0,242
9	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,7	1,2	1,7	1,1	1,1	1,5
10	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,5	3,2	4,4	3,0	2,8	4,0
11	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	9,6	6,9	10,1	6,8	6,9	10,0
12	Добыча газа, млн.м ³	58,0	56,7	61,1	59,7	62,4	63,7
13	Накопленная добыча газа, млн.м ³	30,8	53,7	31,3	44,489	32,853	35,470
14	Газовый фактор, м ³ /т	567,142	590,1	621,440	634,589	667,442	670,060
15	Добыча жидкости, тыс.т		244,8	596,2	253,8	532,9	420,1
16	в т.ч.: из новых скважин	326,9	373,7	371,7	312,2	324,3	335,5
17	из переходящих скважин	0,0	23,2	0,0	0,0	17,2	21,9
18	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	326,9	350,5	371,7	312,2	307,1	313,6
19	Обводненность продукции (по весу), %	2840,0	2886,8	3258,5	3199,0	3523,3	3534,5
20	в т.ч.: новых скважин	61,5	75,9	66,8	73,3	75,9	66,1
21	переходящих скважин	-	65,3	-	-	15,7	39,5
22	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	61,5	76,6	66,8	73,3	79,3	68,0
23	Накопленная закачка рабочего агента (вода), тыс.м ³	0,0	89,1	0,0	108,1	98,4	92,2
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, текущая, %	1048,1	1137,3	1137,3	1245,4	1343,8	1337,6
25	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях, накопленная, %	0,0	21,6	0,0	30,9	27,5	23,6
26	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	28,0	30,2	27,1	30,3	30,0	29,7
27	Ввод новых добывающих скважин, ед.	64,5	33,7	64,5	34,5	72,3	36,1
28	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	1	2	1	2	6	6
29	переводом из других объектов	0	2	0	1	4	4
30	из наблюдательного фонда	1	-	1	-	0	-
31	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	1	2	2
32	в т.ч.: ликвидированы	1	3	2	2	0	6
33	на другой объект	0	0	0	0	0	1
34	под закачку	1	-	1	-	0	-
35	в контрольный	0	0	1	0	0	0
36	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	3	0	2	0	5
37	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	18	16	17	16	29	17
38	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	18	13	16	15	22	17
39	в т.ч.: из бурения	0	1	1	0	1	0
40	из добывающего фонда	0	0	1	0	0	0
41	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0
42	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	0	0	0
43	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0
44	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	1	0	1	1	1
45	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	0	1	0	1	1	0
46	по жидкости	20,2	15,3	19,8	17,3	12,0	18,8
47	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	52,4	63,3	60,3	64,7	49,9	55,6
48	по жидкости	30,0	14,6	-	-	10,0	73,2
49	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	43,0	42,2	0,0	-	17,4	121,0
50	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	-	249,7	-	306,3	141,9	360,2
51	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	-	249,7	-	306,3	141,9	360,2
52	в т.ч.: новых скважин	0,90	0,85	0,90	0,83	0,90	0,72
53	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин, доли ед.	0,90	0,90	0,90	0,88	0,90	0,92
54	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин, доли ед.		0,75	-	0,00	-	0,25

3.2.2 Анализ выработки запасов углеводородов и текущего состояния разработки

Для анализа состояния выработки запасов нефти из пластов месторождения большое значение имеет наличие информации о характере и степени выработки продуктивных пластов. Состояние выработки запасов оценивается по результатам комплексного анализа всех видов исследований действующих скважин в совокупности с данными о начальном состоянии пластов и залежей, текущего состояния разработки. Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по категориям В+С₁ представлено на рисунках 3.2.17-3.2.18, извлекаемые запасы нефти по категориям В+С₁ составляют 2816 тыс.т. Большая часть извлекаемых запасов по категориям В+С₁ сконцентрирована в III объекте, и составляют 73,6% (2070 тыс.т) от общих извлекаемых запасов месторождения в целом.

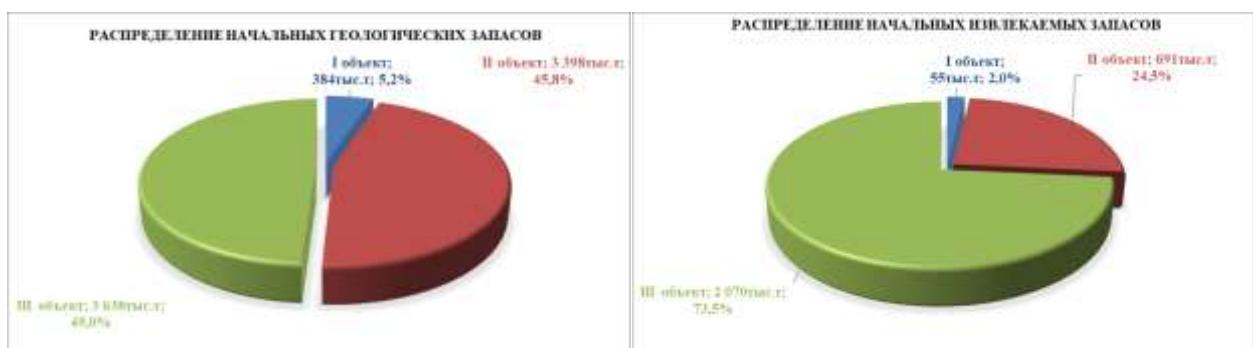


Рисунок 3.2.17 – Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам

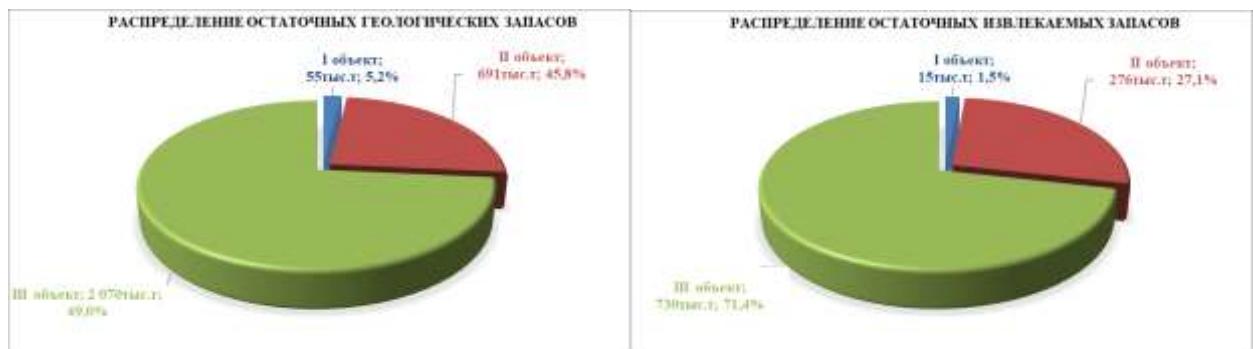


Рисунок 3.2.18 – Распределение остаточных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам

Таблица 3.2.12 – Основные показатели выработки запасов нефти на дату 01.01.2023г

Наименование	Объекты			
	I объект	II объект	III объект	В целом
Начальные геологические запасы по категории В+С ₁ , тыс.т	384	3 398	3 638	7 420
Начальные извлекаемые запасы по категории В+С ₁ , тыс.т	55	691	2 070	2 816
Проектный КИН, доли ед.	0,143	0,203	0,569	0,380
Текущий КИН, доли ед.	0,103	0,122	0,368	0,242
Накопленная добыча нефти, тыс.т.	39,6	414,6	1 339,9	1 794,0
Отбор от НИЗ, %	72,0	60,0	64,7	63,7
Обводненность, %	65,1	45,0	72,2	66,1
Дебит нефти, т/сут	4,4	14,0	26,6	18,8
Кол. перебывавших в экспл. доб. скважин, ед.	2	17	13	32
Плотность сетки эксплуатационных скв., га/скв	35,0	63,6	25,4	46,3
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.	15	276	730	1 022
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	700,1	10812,3	3296,9	14809,3

Распределение накопленной добычи нефти и достигнутых на дату отчета значений КИН по объектам разработки представлено на рисунках 3.2.18-3.2.19. Накопленная добыча нефти с начала разработки по состоянию на 01.01.2023г по месторождению в целом составляет 1794,1 тыс. т, отбор от утвержденных извлекаемых запасов составляет 63,7%. В целом основная доля добычи нефти приходится на III объект 74,7% от общей накопленной добычи, и составляет 1339,9 тыс.т. Это связано что на данном объекте сосредоточена основные геологические и извлекаемые запасы нефти, и приходится большинство фонда добывающих скважин. Основные показатели выработки запасов нефти по объектам и по месторождению представлена в таблице 3.2.16.

I объект

На дату отчета накопленная добыча нефти в целом по объекту составляет 39,6 тыс. т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 72,0%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 65,1%, дебит по нефти 4,4 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,103 д.ед., при проектном значении 0,143 доли ед. Плотность сетки составляет 35,0 га/скв. На отчетную дату остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 21 тыс.т.

II объект

По состоянию на 01.01.2023г накопленная добыча нефти в целом по объекту составила 414,6 тыс.т., отбор от НИЗ на уровне 60,0%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 45,0%, дебит по нефти 14,0 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,122 д.ед., при проектном значении 0,203 д.ед. Плотность сетки составляет 63,6 га/скв. На отчетную дату остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 276 тыс.т.

III объект

По состоянию на 01.01.2023г накопленная добыча нефти в целом по объекту составила 1339,9 тыс.т, отбор от НИЗ на уровне 64,7%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 72,2%, дебит по нефти 26,6 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,368 д.ед., при проектном значении 0,569 доли ед. Плотность сетки 25,4 га/скв. На отчетную дату остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 730 тыс.т.

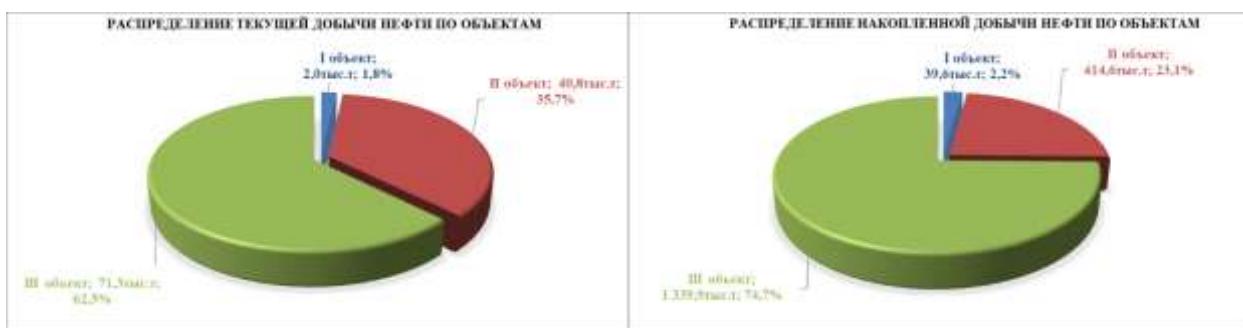


Рисунок 3.2.19 – Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки

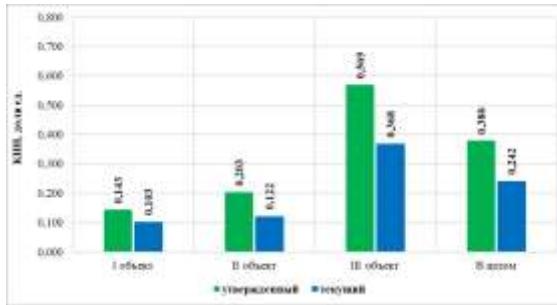


Рисунок 3.2.20 – Распределение КИН по объектам разработки

Для определения прогнозных вовлекаемых запасов нефти в процессе разработки построены характеристики вытеснения по методам Максимова М.И., Сазонова Б.Ф., Камбарова Г.С и Назарова-Сипачева. Анализ проведен на основе запасов Утвержденный ГКЗ «Приростом запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2023г.» (Протокол ГКЗ РК №2386-21-У от 07.12.2023г) Построенные характеристики вытеснения на 01.01.2023г по каждому объекту дифференцированно вышеуказанными способами приведены на рисунках 3.2.20 – 3.2.24. Определив вовлечённые в разработку запасы и, зная геологические запасы нефти по залежам, рассчитан ожидаемый при существующей технологии разработки КИН (таблица 3.2.17).

Таблица 3.2.13 – Прогнозные вовлеченные запасы нефти и коэффициенты извлечения по объектам

Объект	Утвержденные запасы			Рассчитанные вовлеченные запасы, тыс.т					Потенциальный КИН, доли ед.
	Геологические запасы, тыс.т	Извлекаемые запасы, тыс.т	КИН, доли ед.	Метод Назарова	Метод Максимова	Метод Сазонова	Метод Камбарова	Среднее значение	
I	384,0	55,0	0,143	1196,0	125,9	132,8	66,2	108,3	0,282
II	3398,0	691,0	0,203	640,0	840,4	1067,7	603,1	954,1	0,281
III	3638,0	2070,0	0,569	1563,6	2016,2	2768,3	1788,4	2116,0	0,582
Месторождение	7420,0	2816,0	0,380						0,428

Учитывая, что по всем методикам построения характеристик вытеснения получены различные значения вовлеченных в процессе разработки запасов нефти, потенциальный КИН рассчитан как осредненный результат значений, полученных по разным методикам, с учетом режима работы залежи и сложившейся системы разработки.

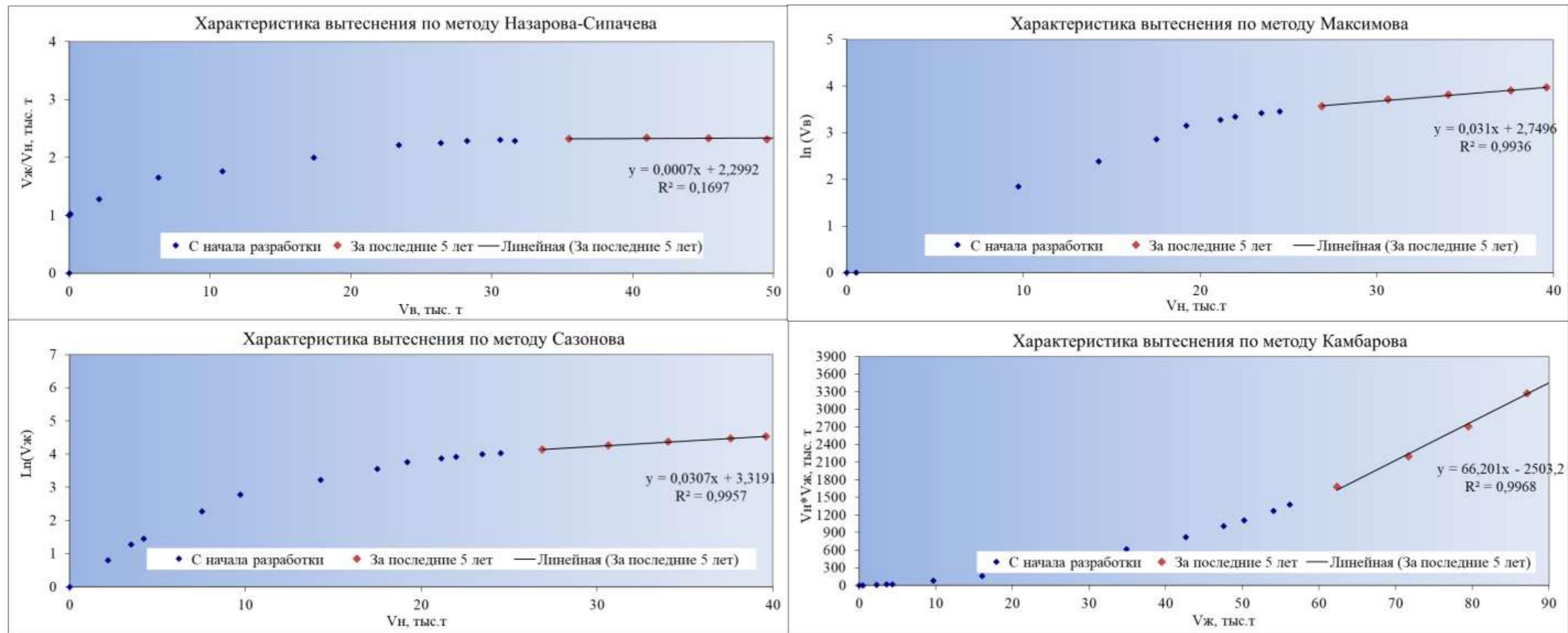


Рисунок 3.2.21 – Характеристики вытеснения по методам зависимости накопленной добычи от Назарова-Сипачева, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. Объект I

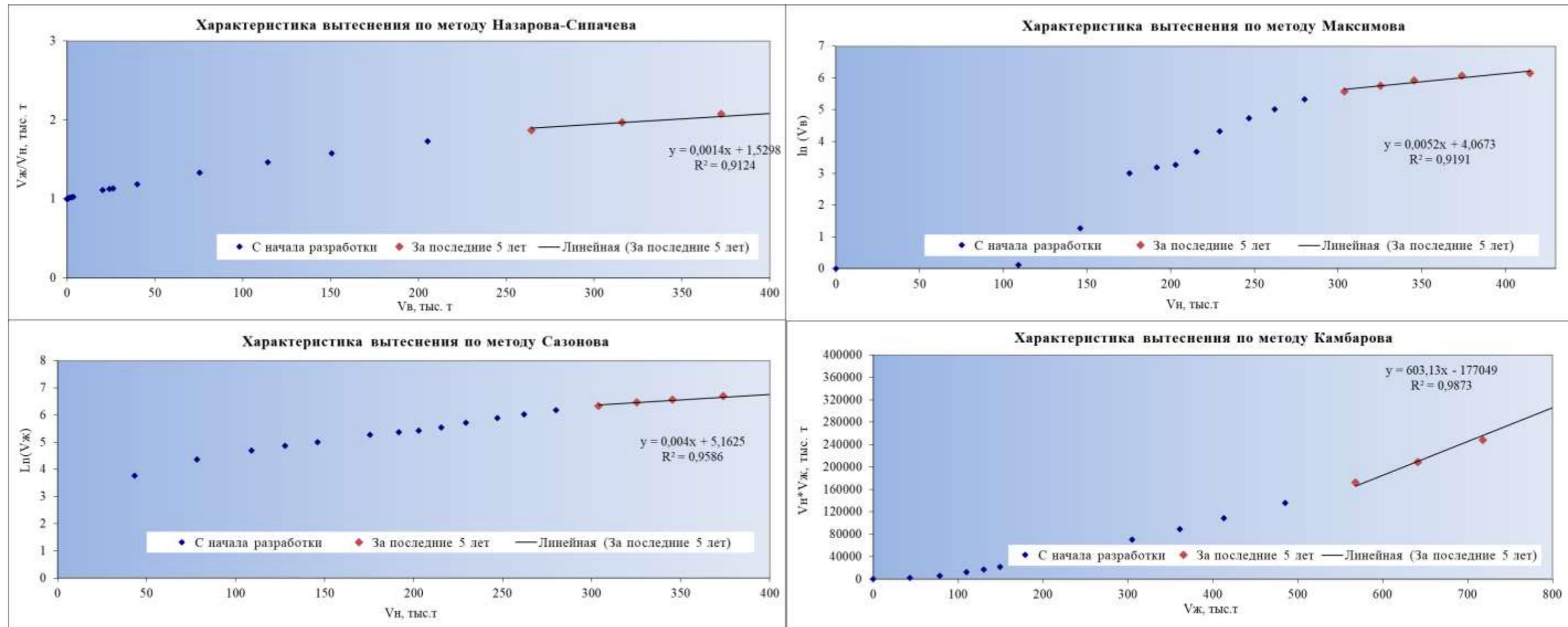


Рисунок 3.2.22 – Характеристики вытеснения по методам зависимости накопленной добычи от Назарова-Сипачева, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. Объект II

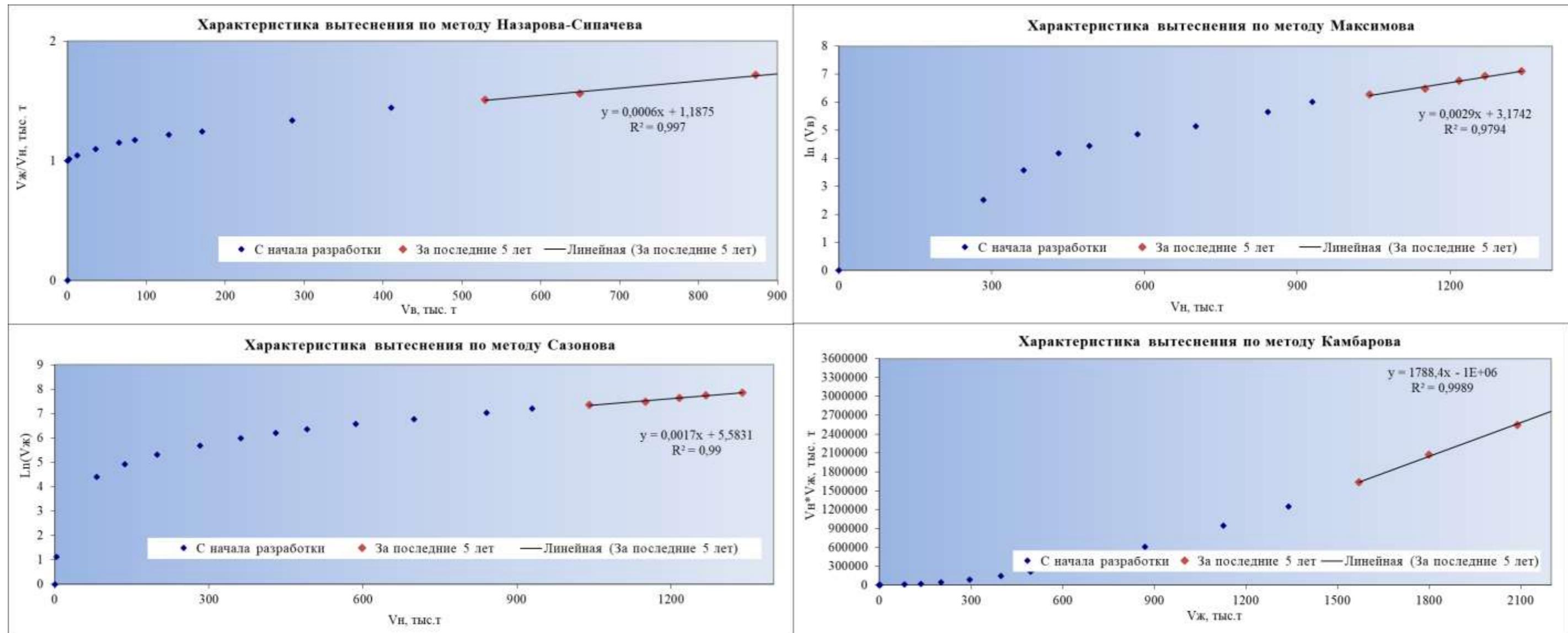


Рисунок 3.2.23 – Характеристики вытеснения по методам зависимости накопленной добычи от Назарова-Сипачева, Максимова М.И., Сазонова Б.Ф. и Камбарова Г.С. Объект III

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

Анализ эффективности реализуемой системы разработки представляет собой обобщение и систематизацию представленного в предыдущих разделах аналитического материала с точки зрения оптимальности работы двух составляющих систем: системы скважин и системы методов воздействия. Далее представлена краткая характеристика и сделана оценка эффективности каждой из данных систем.

Месторождение находится в промышленной разработке с 2007г.

Месторождение находится на II стадии разработки, для которой характерен стабильный уровень добычи нефти, увеличение фонда добывающих скважин за счет бурения, нарастание обводненности продукции скважин, перевод скважин на механизированный способ эксплуатации и выработанность более 50% запасов.

На дату анализа разработка месторождения ведется согласно технологическим показателям «Проекта разработки...» 2022г. Утвержденным третьим вариантом разработки предусмотрены следующие проектные решения:

Таблица 3.2.14 – Адресная программа проведения ГТМ в рамках «Проекта разработки...» 2022г

№ скв.	Объект	Год	Проектный среднесуточный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия	Статус выполнения
63	II	2022	15,6	Бурение вертикальных скважин	Выполнено
64	II	2022	15,2	Бурение вертикальных скважин	Выполнено
65	II	2022	15,2	Бурение вертикальных скважин	Выполнено
66	II	2022	14,7	Бурение вертикальных скважин	Выполнено
69	II	2023	15,1	Бурение вертикальных скважин	
73	II	2023	15,4	Бурение вертикальных скважин	
74	II	2023	15,4	Бурение вертикальных скважин	
75	II	2024	15,6	Бурение вертикальных скважин	
76	II	2025	15,4	Бурение вертикальных скважин	
77	II	2025	15,4	Бурение вертикальных скважин	
78	III	2024	41,8	Бурение вертикальных скважин	
56	III	2021	32,1	ПНЛГ	Выполнено
38	II	2021	11,9	ПВЛГ + ГРП	Выполнено
45	I	2021	3,8	ввод скв с контрольного фонда	Выполнено
46	II	2021	9,8	с добывающих скважин в бездействий + ГРП	Выполнено
59	II	2022	14,3	ввод скв с контрольного фонда + ГРП	Выполнено
60	II	2022	0,6	ввод скв с контрольного фонда	Выполнено
55	III	2028	23,4	Дострел интервала	
57	III	2028	23,5	Дострел интервала	
50	II	2026	14,1	ПВЛГ+ГРП	
61	II	2024	8,4	ввод скв с контрольного фонда + ГРП	
273	II	2024	12,7	Дострел интервала	
63	III	2027	18,6	ПНЛГ	
65	III	2027	45,8	ПНЛГ	
66	III	2027	66,4	ПНЛГ	

73	III	2029	50,4	ПНЛГ	
74	III	2029	51,7	ПНЛГ	
76	III	2025	40	ОРЭ	
77	III	2025	40	ОРЭ	
339	II	2021	-	Перевод под закачку	
60	II	2027	-	Перевод под закачку	
64	II	2028	-	Перевод под закачку	

На момент составления Настоящего проекта, из запланированного объема выполнены все проектные решения:

1. Реализация проектного фонда на дату проекта выполнена на 100%;

В период 2021-2022г пробурены 5 добывающих скважин №№62, 63, 64, 65, 66, и 2 оценочные скважины №№67, 68.

2. ГТМ-ы на скважинах №№36Д, 56 были осуществлены указанный срок, однако вместо зарезки бокового ствола (ЗБС) по скважине №56 на горизонт Ю-III (III объект) было сделано ПНЛГ с I объекта на III объект;
3. Основной способ эксплуатации – механизированный. Все скважины добывающего фонда эксплуатируются механизированным способом (ШГН, ЭЦН).
4. На дату составления проекта накопленная добыча в целом по месторождению составляет: нефти – 1793,7 тыс.т, жидкости – 3534,5 тыс.т, закачка воды – 1337,6 тыс.м³. В целом, как показывает анализ данных, наблюдается расхождения уровней добычи между проектными и фактическими показателями выше 10%;
5. На II объекте русловой зоны реализуется закачка воды на скважине №272. Как видно из рисунка 3.1.2 по объекту значительного снижение пластового давления от начального не наблюдается, что обусловлено эффективностью закачки воды и активностью контурной воды.

Для характеристики физико-химических свойств нефти в стандартных условиях были использованы 16 поверхностных проб из продуктивных горизонтов Ю-0-1 – 1 проба, Ю-0-2 – 4 пробы, Ю-I -2 пробы, Ю-II -1 проба, Ю-III – 9 проб.

Для характеристики физико-химических свойств нефти в пластовых условиях были использованы 18 глубинных и 5 рекомбинированные пробы из них по горизонту: Ю-0-1 (русл) – 1 глубинная проба, Ю-0-1 (не русло) – 1 рекомбинированная проба, Ю-0-2-б (русл) – 2 глубинные и 1 рекомбинированная проба, Ю-0-2-а+б (не русло) – 1 глубинная проба, Ю-I – 1 рекомбинированная и 1 глубинная проба, Ю-II 1 рекомбинированная проба, Ю-III – 11 глубинных и 1 рекомбинированная проба.

Исследование компонентного состава растворенного газа охарактеризовано 26 пробами, отобранные из продуктивных горизонтов Ю-0-1 – 2 пробы, Ю-0-2 – 5 проб, Ю-I - 2 пробы, Ю-II -1 проба, Ю-III – 16 проб.

Всего за весь период разработки на месторождении в качестве сложных ГДИС проведено 71 исследование КВД, 63 исследования КВУ, 22 исследований КПД, 22 исследования МУО, 2 исследования ИПТ, 2 исследования PDTK, 1 исследование КПУ. (таблица 3.3.1). В том числе из них за анализируемый период 2018-2022гг проведено 17 КВД, 31 КВУ, 8 КПД, 1 PDTK, 1 КПУ. В целом за период с начала реализации проекта значительного снижения пластового давления по II объекта русловой части и III-объекту практически не наблюдается, значительное снижение наблюдается по I и II-объектам нерусловой зоны.

Анализ выработки запасов нефти отдельно по территориям недропользователей с использованием отношения вовлеченных запасов нефти в разработку и начальных геологических запасов показывает, что по объектам, активно разрабатываемым достигаются значения КИН.

В рамках «Прироста запасов...» были пересчитаны запасы, которые были определены по горизонтам в целом.

В целом, выполненный анализ показывает, что разработка месторождения проводится в определенной степени эффективно, но тем не менее требуется проведение дополнительных мероприятий с целью увеличения охвата пластов вытеснением. Для увеличения охвата пластов вытеснением и достижения утвержденного по месторождению КИН, необходимо дополнительно ввести в эксплуатацию из бурения добывающие скважины. Следует отметить, что бурение каждой новой скважины также позволяет детализировать геологическое строение месторождения и эксплуатационных объектов, и влияет на последовательную трансформацию реализуемой системы разработки, направленной на выбор наиболее рационального и комплексного варианта использования недр.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки месторождений, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта. Она базируется всей геолого-геофизической и геолого-промышленной информации, полученной по результатам бурения скважин по состоянию изученности на 01.01.2021 г. Согласно этой модели, продуктивный пласт состоит из зон различной продуктивности с линейным размером d , а каждая зона представлена набором слоев различной проницаемости.

Изменение проницаемости по слоям и зонам носит вероятностный характер и количественно оценивается квадратом коэффициента вариации.

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

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

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

V^2_3 – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами;

V^2_n – неоднородность пластов по проницаемости;

V^2_y – неоднородность сетки скважин по языкообразованию;

$K_{prod.cp.}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин;

$K_{pr.cp.}$ – среднее значение проницаемости.

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

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем эффективном применении и постоянном ее совершенствовании, благодаря использованию: действенных математических идей и методов; расчетной схемы точечно-сосредоточенных фильтрационных сопротивлений; функции распределения универсального типа и приемов их преобразования и объединения; обоснования взаимной независимости действующих факторов; характеристики функций распределения начальными моментами различного порядка неоднородностей и т.д. Расчетная модель позволяет определять технологические показатели разработки как для режима истощения, так и для этапа поддержания пластового давления путем закачки газа, воды в пласт, с учетом порядка и темпа разбуривания и ввода скважин в эксплуатацию, фактической плотности сетки скважин, режимов эксплуатации скважин.

Построение расчетной модели для месторождений Акшабулак Южный проводилось в соответствии с фактическими данными о геологическом строении объектов, функцией

распределения проницаемости по пластам и характером насыщении разреза. При этом также учитывались данные о физических свойствах пластовых нефти, воды и вытесняющих агентов. Средняя проницаемость выделенных объектов разработки была принята по результатам гидродинамических исследований скважин.

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

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

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

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

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

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

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

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

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

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [1] эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

Выбор наиболее рациональной системы разработки, как отдельных залежей, так и месторождения в целом напрямую зависит от правильного выделения эксплуатационных объектов. При выделении эксплуатационных объектов на месторождении Акшабулак Южный, наряду с экономической целесообразностью и технологической эффективностью на первый план выходит геологическое строение.

Согласно «Приросту запасов...», выполненному и утвержденному в ГКЗ РК в результате детальной по пластовой корреляции с привлечением данных опробования и интерпретации промыслового-геофизических исследований по характеру насыщения, изучения положений стратиграфических границ и анализа свойств пластовых флюидов на газонефтяном месторождении Акшабулак Южный выделены следующие продуктивные горизонты:

- Залежь горизонта Ю-0-1, продуктивная по ГИС и опробованию в русле 13;
- Газонефтяная залежь горизонта Ю-0-2а и Ю-0-2б, продуктивная по ГИС и опробованию в блоках I, II и в русле 3;
- Газонефтяная залежь горизонта Ю-I, продуктивная по ГИС и опробованию в блоке II;
- Нефтегазовый горизонт Ю-II, продуктивный по ГИС и опробованию во II блоке;
- Нефтегазовый горизонт Ю-III, продуктивный по ГИС и опробованию в I и II блоках.

Также в разрезе месторождения имеются залежи с небольшими запасами УВ непромышленной категории, такие как М-I, М-II-1(а,б), Ю-0-2а в зоне I и II блока, Ю-III в Г и III'.

Залежи продуктивных горизонтов месторождения Акшабулак Южный представлены терригенными отложениями, относятся к типу пластовых, сводовых, стратиграфически и тектонически экранированных. Продуктивные залежи месторождения имеют сложное блочное строение, обусловленное дизъюнктивными нарушениями,

наличием русловых отложений разной степени насыщенности, наличием газовых шапок (ГШ).

С учетом характера залегания продуктивных горизонтов, их распространения по площади и ФЕС продуктивных коллекторов, физико-химических свойств пластовых флюидов в настоящем отчете на месторождении Акшабулак Южный выделены четыре основных эксплуатационных объекта:

I объект – горизонт Ю-0-1;

II объект – горизонт Ю-0-2(а,б)+Ю-І;

III объект – горизонт Ю-ІІІ;

IV объект – горизонт Ю-ІІ.

Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки

№№ п/п	Параметры <i>Горизонт</i>	Объекты							
		I объект		II объект		III объект		IV объект	
		Ю-0-1 нерусло	Ю-0-1 русло 13	Ю-0-2а не русло	Ю-0-2б русло	Ю-0-2б не русло	Ю-1 нерусло	Ю-III нерусло	Ю-II
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	Средняя глубина залегания, м	-1576,1	-1596,2	-1624,5	-1632,7	-1633,1	-1648,3	-1744,6	
2	Тип залежи	пластово-сводовая, литологически и тектонически экранированная							
3	Тип коллектора	поровый (терригенный)							
4	Площадь газоносности по категории В+С ₁ , тыс.м ³	411,3	-	23,1	493,2	878,2	1046,3	2732,5	
5	по категории С ₂ , тыс.м ³	148,2	-	-	-	-	-	104,4	
6	Площадь нефтеносности по категории В+С ₁ , тыс.м ²	122,5	446,3	2845,7	938,1	5851,5	897,5	3296,9	
7	по категории С ₂ , тыс.м ³	-	-	2752,7	-	3175,9	230,6	811,9	
8	ГНК	-	-	-	-1623	-	-	-1738,9	
9	ВНК	-1590,3	-1602,5	-1624,5	-1652,8	-1653,5	-1653	-1756,6	
10	ГВК	-1592,2	-	-	-	-	-1656,5	-	
11	Средняя общая толщина коллектора, м	2	21,6	2,4	17,7	6,2	5,4	25,1	
12	Средняя газонасыщенная толщина, м	2,1	-	3,4	4	1,9	2,5	7	
13	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	1,4	14,6	2,4	13,7	3,3	3,7	10	
14	Пористость по ГИС (нефть), доли ед.	0,25	0,26	0,23	0,3	0,24	0,28	0,25	
15	Пористость по ГИС (газ), доли ед.	0,26	-	0,25	0,27	0,27	0,28	0,26	
16	Пористость по керну (нефть), доли ед.	22	25,42	25,42	28,89	25,42	24,08	26,83	
17	Пористость по керну (газ), доли ед.								
18	Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,55	0,6	0,48	0,58	0,51	0,53	0,73	
19	Средняя газонасыщенность, доли ед.	0,55	-	0,5	0,52	0,55	0,54	0,85	
20	Проницаемость по керну (нефть), 10 ⁻³ мкм ²	15,29	240	79,6	901,5	79,6	91,72	2843,1	
21	Проницаемость по керну (газ), 10 ⁻³ мкм ²								
22	Проницаемость по ГДИС, 10 ⁻³ мкм ²	33,12	33,12	37,7	287,05	37,7	37,7	2337,1	
23	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,1	0,67	0,15	0,64	0,2	0,3	0,7	
24	Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,2	2	2,5	2,3	5,1	3,6	5,5	
25	Пластовая температура, °С	75,8	75,8	77,5	77,5	77,3	77,5	81,5	
26	Пластовое давление, МПа	6,2	6,2	10,9	15,4	10,9	10,9	14,2	
27	Давление насыщения нефти газом, МПа	2,3	2,3	9,8	9,8	9,8	9,8	13,8	
28	Газосодержание нефти, м ³ /т	13,7	13,7	100,9	100,9	100,9	100,9	172,5	
29	Плотность нефти в пласт. усл., г/см ³	0,763	0,763	0,683	0,683	0,683	0,683	0,683	
30	Вязкость нефти в пласт. усл., мПа·с	2,04	2,04	0,89	0,89	0,89	0,89	0,59	
31	Объемный коэф-т нефти, доли ед.	1,09	1,09	1,343	1,343	1,343	1,343	1,426	
32	Плотность нефти в пов. усл., г/см ³		0,816			0,822		0,815	
33	Содержание в нефти серы, %		0,07			0,13		0,1	
34	Содержание в нефти парафина, %		4,1			8,6		4,6	
35	Плотность воды в пласт. усл., т/м ³	-	-	-	-	-	-	1,066	
36	Вязкость воды в пласт. усл., мПа·с	-	-	-	-	-	-	-	
37	Средний коэффициент продуктивности по нефти, м ³ /(сут·МПа)	9,2	9,2	11,6	69,75	11,6	11,6	256,4	
38	Средний коэффициент приемистости, м ³ /(сут·МПа)	-	-	-	250	-	-	-	
39	Средняя обводненность, %	7	48	56,6	84,5	56,6	56,6	77	
40	Начальные геологические запасы нефти (В+С ₁), тыс.т	17	367	325	896	1524	190	3638	
41	по категории С ₂ , тыс.т	-	-	292	-	215	21	528	
42	Начальные извлекаемые запасы нефти (В+С ₁), тыс.т	5	50	132	269	174	33	2070	
43	по категории С ₂ , тыс.т	-	-	88	-	18	3	225	
44	Коэффициент нефтеизвлечения (В+С ₁), доли ед.	0,278	0,136	0,402	0,300	0,114	0,174	0,56	
45	по категории С ₂ , доли ед.	-	-	0,303	-	0,083	0,142	0,42	

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор расчетных вариантов разработки производился исходя из геологического строения и гидродинамической характеристики залежей, изученных посредством разведочного и эксплуатационного бурения.

Вариант 1 является базовым и предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки. Согласно 1 варианту общий пробуренный фонд месторождения составляет 42 скважины. В добывающий фонд месторождения входят 17 скважин. Нагнетательный фонд месторождения составляет 1 скважина.

Вариант 2 основан на проектных решениях 1 варианта разработки и включает в себя дополнительно проведение ряда ГТМ в виде ввода из наблюдательного фонда скважин 6 скважин: №№50 с ГРП, 41, 62, 68, 79 на II объект, № 67 на IV объект в период 2023-2026г, перевода под нагнетание скважин №№49, 60. Таким образом, действующий фонд добывающих скважин составит 23 ед, нагнетательный фонд – скважина.

Вариант 3 (рекомендуемый) предусматривают все мероприятия, запланированные во 2 варианте. Отличие состоит в дополнительном бурении 8 вертикальных скважин: из которых 5 единиц №№69, 73, 74, 75, 76 в пробурятся 2023г, 2 единицы №№ 77, 78 в 2024г, и одна скважина №80 в 2029г, а также в усилении системы ППД, путем перевода под закачку 4 скважин №№41, 49, 60, 64 после отработки на нефть в период с 2024-2027гг.

В таблице 3.4.1 представлена адресная программа ГТМ и бурения по вариантам.

Таблица 3.4.2 – Адресная программа проведения ГТМ и бурения по вариантам.

№ скв.	Объект	Год	Проектный среднесуточный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия	Вариант		
					1	2	3
50	II	2023	29	ВПС+ГРП		+	+
62	II	2023	12,5	ВПС		+	+
41	II	2023	9,4	ВПС		+	+
57	III	2023	11,3	Проведение РИР	+	+	+
67	IV	2024	9,4	ВПС		+	+
68	II	2024	9,4	ВПС		+	+
79	II	2026	14,0	ВПС		+	+
69	II	2023	15,4	Ввод из бурения			+
73	II	2023	15,4	Ввод из бурения			+
74	II	2023	15,4	Ввод из бурения			+
75	II	2023	15,4	Ввод из бурения			+
76	II	2023	15,4	Ввод из бурения			+
77	II	2024	15,4	Ввод из бурения			+
78	II	2024	15,4	Ввод из бурения			+
80	III	2029	35	Ввод из бурения			+
49	II	2024		Перевод под нагнетание		+	+
60	II	2024		Перевод под нагнетание		+	
41	II	2025		Перевод под нагнетание			
64	II	2027		Перевод под нагнетание			

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Закачка воды с целью поддержания пластового давления на месторождении Акшабулак Южный осуществляется с 2010г. Источником воды для системы ППД является попутно-добываемая пластовая вода. Требования к качеству воды, используемой для заводнения приведены в разделе 6.4.

3.4.4 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор методики расчета технологических показателей месторождения исходил из особенностей геологического строения и степени изученности всех параметров продуктивных залежей.

При составлении настоящего проекта использована цифровая фильтрационная модель и слоисто-вероятностная модель, учитывающая зональную и послойную неоднородность пластов по коллекторским свойствам. Методика расчета технологических показателей по цифровым фильтрационным моделям произведена для основных эксплуатационных объектов. Для возвратных объектов расчеты произведены методикой института ТатНИПИнефть. Все расчётные параметры определялись исходя из материалов опробования, результатов эксплуатации скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов.

Обоснованность построения гидродинамической модели приведена в разделе 3.3

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

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где

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

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

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

Для расчета амплитудного дебита используется формула:

$$q_0 = \tau \cdot \eta_{cp} \cdot n \cdot (P_{ch} - P_{c\vartheta}) \cdot \varphi \cdot \xi_1 \cdot \xi_2$$

где

τ - время работы скважин, сут.;

η_{cp} – средняя продуктивность скважин (добычающих и нагнетательных), т/(сут×МПа);

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

P_{ch} - забойное давление на нагнетательных скважинах, МПа;

$P_{c\vartheta}$ - забойное давление на добывающих скважинах, МПа;

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.

Извлекаемые запасы определяются по формуле:

$$Q_i = Q_b \cdot KIH$$

где

Q_b – балансовые запасы нефти;

KIH – коэффициент извлечения нефти, который определяется как:

$$KIH = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4.$$

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

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

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

где

S – площадь, приходящаяся на одну скважину;

w - доля неколлектора по площади распространения обособленных слоев;

d - площадь квадратных зон, которыми моделируется зональная неоднородность пластов.

Коэффициент K_2 в формуле KIH, обозначает коэффициент вытеснения.

Коэффициент K_3 в формуле KIH характеризует коэффициент заводнения и определяется по формуле:

$$K_3 = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) \cdot A$$

где

K_{3n} - доля отбора подвижных запасов за безводный период;

K_{3k} - конечная доля отбора подвижных запасов;

A – расчетная предельная обводненность.

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

где

V^2 – расчетная послойная неоднородность;

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

μ_0 – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и воды в пластовых условиях:

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \frac{\rho_b}{\rho_h} \cdot b_h$$

$$\mu_* = \frac{\mu_h}{\mu_b} \cdot K_2^{1.5}$$

где

ρ_b, ρ_h – плотности воды и нефти;

b_h – объемный коэффициент нефти;

K_2 – коэффициент вытеснения.

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

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

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

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

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

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

где

I – текущий годовой темп отбора извлекаемых запасов нефти;

T – средняя долговечность скважины, годы.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

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:

$$Q_{Fи} = Q_и \cdot \frac{F}{K_3}$$

где

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

$$F = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) \cdot \ln \frac{1}{1 - A}$$

Объем закачки вытесняющего агента:

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

где

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

ε_3 – теряемая доля закачиваемого агента.

В таблице 3.4.4 представлены основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки. Следует отметить, что коэффициент надежности K_4 в данных расчетах имеет переменный характер, так как он прямо пропорционален текущему годовому темпу отбора извлекаемых запасов и, соответственно, коэффициенты извлечения, как по нефти, так и по жидкости, в прогнозный период будут изменяться.

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Обоснование охвата процессом вытеснения

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

Для расчета составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения использовались следующие формулы:

$$K_1 = k_1' \cdot k_1'',$$

где k_1' – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов водонефтяных зон. Часть геологических запасов нефти, расположенных в зонах залежи с малой эффективной толщиной, меньше некоторой минимальной $\left(\frac{h_{H \min}}{h_{\text{эфф.внз}}} \right)$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$k_1' = 1 - \left(\frac{h_{H \min}}{h_{\text{эфф.внз}}} \right)^2,$$

$$\frac{h_{H \ min}}{h_{\text{эфф.внз}}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{A_2}{1 - A_2} \cdot \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \frac{\gamma_H}{\gamma_B} \right)} ,$$

где A_2 – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;

$\frac{\mu_B}{\mu_H}$ – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

$\frac{\gamma_H}{\gamma_B}$ – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях.

k_1'' – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость пластов:

$$k_1'' = \exp \left(-W^2 \cdot S \cdot \frac{m_p}{d^2} \right) ,$$

где m_p – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами. При площадной и избирательной системе заводнения, если соотношение добывающих и нагнетательных скважин $m \leq 3$, то $m_p = 1$;

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

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

S – нефтеносная площадь залежи, приходящаяся на одну скважину, км^2 .

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового

объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта:

$$k_B = k_1' \cdot k_1'' \cdot k_2 = k_1 \cdot k_2,$$

k_2 – коэффициент вытеснения, определяемый в лабораторных условиях на образцах керна при достаточно большой прокачке вытесняющего агента. Его величина зависит от различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, проявляющегося в возникновении капиллярных сил на контакте нефти и агента, и от хаотической микронеоднородности пористой среды.

Коэффициент вытеснения нефти водой определяется по лабораторным исследованиям. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой предусматривает определение полноты извлечения нефти из модели пласта нефтесодержащей породы за счет фильтрации через нее воды до практически полного обводнения продукции. При этом условия вытеснения максимально приближаются с пластовым за счет использования модельных жидкостей с обязательным созданием и поддержанием пластовых давлений и температуры. В соответствии с результатами экспериментов среднее значение коэффициента вытеснения нефти для юрских отложений в среднем составляет 67%.

Обоснование количества резервных скважин

В рамках настоящего проекта количество резервных скважин по 3 варианту разработки рекомендуется принять в количестве 10% от общего фонда скважин.

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

Общие положения

Настоящий раздел приводит описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части прогнозных экономических расчетов.

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся уровнями добычи УВ, способами эксплуатации.

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

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

Все расчеты проводились на основе плановых данных, предоставленных недропользователем. В расчетах отражены доходная часть и расходная часть, которая

включает в себя прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации настоящего проекта.

Экономические и финансовые допущения

Для проведения экономической оценки разработки месторождения использован ряд экономических и финансовых допущений, таких как цены, налоги, инфляция, ставка дисконтирования и т.д. Ниже приведено подробное описание каждого из допущений.

Цены

В основу экономических показателей проекта заложены прогнозные цены на нефть, согласно макропрогнозу НК КМГ (таблица 3.5.1). Цены на нефть с 2029 г. изменяются с учетом инфляции 3,5% Товарная продукция будет реализовываться на экспорт и внутренний рынок (таблица 3.5.1). Газ и СУГ реализуются в 100% объеме на внутренний рынок. Цена газа фиксированная, установлена по Государственной программе.

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

Транспорт продукции

Транспортные расходы по реализации товарной продукции, учитываются при определенных принятых допущениях и включают в себя: транспортировка, терминал, прием, хранение и отгрузка продукта реализации, оформление документов.

Таблица 3.5.1 – Маркетинговые показатели

Наименование показателей	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027
Реализация по направлениям						
НЕФТИ						
на экспорт	%	30%	30%	39,93%	50%	50%
ПКОП	%	38%	44%	39,52%	50%	50%
ПНХЗ	%	32%	26%	20,55%	0%	0%
ТОВАРНЫЙ ГАЗ						
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
СУГ						
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
Транспортные тарифы по направлениям (нефть)						
экспорт	тг/тонн	12439,9 4	13266,3 4	13531,2 7	13806,8 0	14093,3 5
на внутренний рынок ПКОП	тг/тонн	3183,68	3183,68	3183,68	3183,68	3183,68
на внутренний рынок ПНХЗ	тг/тонн	4186,02	4186,02	4186,02	4186,02	4186,02
Цены по направлениям (нефть)						
экспорт с учетом скидки	тг/тонн	289072, 40	249507, 27	249507, 27	249507, 27	249507, 27
на внутренний рынок ПКОП	тг/тонн	74000,0 0	95000,0 0	100000, 00	105000, 00	110000, 00
на внутренний рынок ПНХЗ	тг/тонн	65000,0 0	90000,0 0	95000,0 0	100000, 00	105000, 00
Цена реализации СУГ	тг/тонн	33600,0 0	40320,0 0	41932,8 0	43610,1 1	45354,5 2
Цена реализации товарного газа	тг./тыс. м.3	601,50	601,50	601,50	601,50	601,50

Скидка на экспорт	тг/тонн	18197	17810	17810	17810	17810
Курс доллара	тг/долл	470	460	460	460	460

Ставка дисконтирования

Введена ставка дисконтирования в размере 10,85% (WACC НК КМГ), для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС).

Источниками финансирования капитальных вложений по вариантам разработки месторождения будут собственные средства недропользователя. Предполагается, что для обеспечения необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения, заемные средства привлекаться не будут.

Капитальные вложения

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений:

- ГТМ;
- Обустройство скважин;

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта. Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на сырье и материалы;
- затраты на электроэнергию;
- обучение персонала;
- услуги производственного характера, предоставленные сторонними организациями;
- амортизационные отчисления.

Затраты на сырье и материалы определялись в зависимости от объема добываемой нефти и включают удельные затраты по используемым материалам.

Затраты на электроэнергию рассчитывались в зависимости от добычи жидкости и нефти.

Услуги производственного характера рассчитывались как условно-постоянные расходы в зависимости от скважин.

Основные затраты относятся на месторождение Акшабулак Центральный, на месторождении Акшабулак Южный не числится производственного персонала, весь персонал относится к Акшабулаку Центральному. В связи с этим отсутствуют расходы по

ФОТ производственного персонала с 2023-2034гг., с 2035г рассчитаны затраты по ФОТ, так как рентабельность по месторождению Акшабулак Центральный заканчивается в 2035г, и затраты переносятся на Акшабулак Южный. По такому принципу рассчитаны затраты по транспортным расходам, которые включают аренду транспорта, затраты на обслуживание насосов и УПГ.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.5.2 и 3.5.3.

Эксплуатационные и капитальные затраты изменяются с учетом инфляции в 2023-5%, 2024 – 4,5%, с 2025г -3,5%.

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов.

Стоймость фиксированных активов относится на вычеты посредством исчисления амортизационных отчислений в порядке и на условиях, установленных Налоговым Кодексом. Амортизационные отчисления по группе фиксированных активов, не включенных в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи, рассчитывались производственным методом, в зависимости от объема добычи углеводородов и доказанных разрабатываемых запасов.

Амортизационные отчисления по другим группам определялись путем применения норм амортизации, приведенных в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.2 – Технико-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Эксплуатационные затраты		
Расход химреагентов для подготовки нефти		
Химреагенты для ППН	кг/тн	0,08
Расход химреагентов для ППД	кг/м3	0,65
Стоимость химреагентов:		
Химреагенты для ППН	тг/кг	2330,0
Расход химреагентов для ППД	тг/кг	707,0
Общепромысловые расходы	тыс. тг./скв	829,4
Транспортные расходы	тыс. тг./скв	4988,7
Текущий ремонт оборудования	тыс. тг./скв	2095,3
Проекты отвода земель	тыс. тг./скв	245,7
Научно-исследовательские и проектные работы	тыс. тг./скв	7467,2
Обслуживание насосов	тыс. тг./скв	329,2
Обслуживание УПГ	тыс. тг./скв	3856,4
Содержание автодорог	тыс. тг./скв	1162,9
Расходы по ТБ и ОС	тыс. тг./скв	140,4
Расходы по страхованию	тыс. тг./скв	941,4
Э/энергия		
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тыс.тг/100к втч	16,94
Расход э/энергии на мех. добычу	квт.ч/тн.ж.	12,93
Расход э/энергии на закачку 1000 м ³ воды	квт.ч/м3	0,00
Расход э/энергии на ППН на 1 тонну нефти	квт.ч/тн	30,22
Расход эл/энергии на сбор и внутримаркетовую транспортировку нефти	квт.ч/тн	9,20

Расход э/энергии при ПГ	квт.ч/тыс.м³	246,28
Затраты на оплату труда ОПП		
Показатель потребности в ОПП	чел/скв	1,00
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1работника ОПП в месяц	тг	933 303,33
Затраты на оплату труда АУП		
Показатель потребности в АУП	чел/скв	0,83
ФОТ АУП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1работника АУП в месяц	тг	901993,0
Общие и Административные расходы	тыс.тг/скв	6915,54
Фискальный режим (Налоги и Платежи)		
Земельный налог	тыс.тг/в год	1646,214
Отчисления в фонд охраны природы	тыс.тг/скв	0,06
Прочие налоги и платежи	тыс.тг/в год	1506,552
Отчисления в ликвидационный фонд	%	1,0%
Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры (Спонсорство)	тыс.тг/в год	7991,31
Капитальные затраты		
Средняя стоимость бурения эксплуатационной скважины с ГРП	тыс.тг	349 156,0
ПВР при бурении	тыс.тг	6 826,8
Средняя стоимость наземного оборудования	тыс.тг	42 991,1
Средняя стоимость наземного обустройства нагнетательной скважины ГРП	тыс.тг	25590,30 34802,08
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	9557,83
Вывод из прочих категорий	тыс.тг	8405,86
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг	24528,01

Таблица 3.5.3 – Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода

№п/п	№ группы	Наименование фиксированных активов	Предельная норма амортизации (%)
1.	I	Здания, сооружения, за исключением нефтяных, газовых скважин и передаточных устройств	10
2.	II	Машины и оборудование, за исключением машин и оборудования нефтегазодобычи, а также компьютеров и оборудования для обработки информации	25
3.	III	Компьютеры и оборудование для обработки информации	40
4.	IV	Фиксированные активы, не включенные в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи	15

Налоги и прочие платежи

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контракту на недропользование. Согласно контракту, на недропользователь платит следующие виды налогов и сборов:

- Налог на добычу полезных ископаемых, согласно шкале (таблица 3.5.4);
- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.5.5);
- Экспортную таможенную пошлину, согласно шкале (таблица 3.5.6);
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%;
- Налог на имущество по ставке 1,5% от остаточной стоимости материальных активов;
- Социальный налог по ставке - 9,5%, с 2025г -11%;
- Социальные отчисления - 3,5%, с 2025г – 5%;

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

- ОСМС – 3%;

Таблица 3.5.4 – Ставки налога на добычу

№ п/п	Мировая цена	Ставка на экспорт, в %	Ставка на внутренний рынок, в %
1.	До 250 000 тонн включительно	5	2,5
2.	До 500 000 тонн включительно	7	3,5
3.	До 1 000 000 тонн включительно	8	4
4.	До 2 000 000 тонн включительно	9	4,5
5.	До 3 000 000 тонн включительно	10	5
6.	До 4 000 000 тонн включительно	11	5,5
7.	До 5 000 000 тонн включительно	12	6
8.	До 7 000 000 тонн включительно	13	6,5
9.	До 10 000 000 тонн включительно	15	7,5
10.	Свыше 10 000 000 тонн	18	9

Таблица 3.5.5 – Ставки рентного налога на экспорт

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

Таблица 3.5.6 – Шкала экспортной таможенной пошлины

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

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Как и в настоящее время, разработка залежей II-объекта месторождений будет реализовываться с искусственным поддержанием пластового давления посредством внутриконтурного заводнения.

С целью обоснования КИН рассмотрены 3 варианта разработки, которые отличаются количеством ввода в эксплуатацию новых добывающих скважин (ввода с контрольного фонда или из бурения), усилением системы ППД в целях, улучшения энергетического состояния залежей.

В таблицах 4.1.1-4.1.12 представлены прогнозные технологические показатели разработки по объектам и месторождению в целом, согласно рекомендуемому варианту 3.

По вариантам прогнозные технологические показатели, следующие:

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	механизированных		нефти	жидкости
2023	0	0	0	2	0	1,9	0	0	2	2	0	4,1	12,2
2024	0	0	0	2	0	1,9	0	0	2	2	0	3,7	12,5
2025	0	0	0	2	0	1,9	0	0	2	2	0	3,4	12,7
2026	0	0	0	2	0	1,9	0	1	1	1	0	3,5	13,0
2027	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	4,0	14,7
2028	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	3,7	15,3
2029	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	3,4	15,9
2030	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	3,1	16,5
2031	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	2,8	17,2
2032	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	2,6	17,9
2033	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	2,3	18,6
2034	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	2,1	19,4
2035	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	2,0	20,2
2036	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	1,8	21,0
2037	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	1,6	21,9
2038	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	1,5	22,8
2039	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	1,4	23,7
2040	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	1,2	24,7
2041	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	1,1	25,7
2042	0	0	0	2	0	1,9	0	0	1	1	0	1,0	26,7

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2023	2,1	3,8	11,7	39,3	71,4	0,102	6,3	6,3	92,7	89,1	66,8	0,0	0,0	0,0	0,012	0,244
2024	1,9	3,5	12,1	41,2	74,8	0,107	6,4	6,4	99,1	95,5	70,2	0,0	0,0	0,0	0,011	0,256
2025	1,9	3,4	13,4	43,0	78,2	0,112	7,0	7,0	106,0	102,5	73,3	0,0	0,0	0,0	0,011	0,267
2026	1,6	2,9	13,3	44,6	81,1	0,116	5,9	5,9	112,0	108,4	73,2	0,0	0,0	0,0	0,010	0,276
2027	1,2	2,1	11,3	45,8	83,2	0,119	4,3	4,3	116,2	112,7	72,6	0,0	0,0	0,0	0,007	0,283
2028	1,1	1,9	11,6	46,9	85,2	0,122	4,5	4,5	120,7	117,1	75,9	0,0	0,0	0,0	0,006	0,290
2029	1,0	1,8	12,0	47,8	87,0	0,125	4,6	4,6	125,3	121,8	78,9	0,0	0,0	0,0	0,006	0,296
2030	0,9	1,6	12,5	48,7	88,6	0,127	4,8	4,8	130,2	126,6	81,4	0,0	0,0	0,0	0,005	0,301
2031	0,8	1,5	13,0	49,5	90,1	0,129	5,0	5,0	135,2	131,6	83,7	0,0	0,0	0,0	0,005	0,306
2032	0,7	1,4	13,7	50,3	91,4	0,131	5,2	5,2	140,4	136,8	85,7	0,0	0,0	0,0	0,004	0,310
2033	0,7	1,2	14,5	51,0	92,7	0,133	5,4	5,4	145,9	142,3	87,4	0,0	0,0	0,0	0,004	0,314
2034	0,6	1,1	15,5	51,6	93,8	0,134	5,7	5,7	151,5	147,9	89,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,318
2035	0,6	1,0	16,8	52,2	94,9	0,136	5,9	5,9	157,4	153,8	90,3	0,0	0,0	0,0	0,003	0,322
2036	0,5	0,9	18,5	52,7	95,8	0,137	6,1	6,1	163,5	160,0	91,5	0,0	0,0	0,0	0,003	0,325
2037	0,5	0,9	20,7	53,2	96,7	0,138	6,4	6,4	169,9	166,3	92,5	0,0	0,0	0,0	0,003	0,328
2038	0,4	0,8	23,8	53,6	97,5	0,140	6,6	6,6	176,6	173,0	93,4	0,0	0,0	0,0	0,003	0,330
2039	0,4	0,7	28,6	54,0	98,2	0,141	6,9	6,9	183,5	179,9	94,2	0,0	0,0	0,0	0,002	0,333
2040	0,4	0,7	36,6	54,4	98,9	0,142	7,2	7,2	190,7	187,1	94,9	0,0	0,0	0,0	0,002	0,335
2041	0,3	0,6	52,8	54,7	99,5	0,142	7,5	7,5	198,2	194,6	95,6	0,0	0,0	0,0	0,002	0,337
2042	0,3	0,6	100,0	55,0	100,0	0,143	7,8	7,8	206,0	202,4	96,1	0,0	0,0	0,0	0,002	0,339

Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	Среднегодовая приемистость одной скважины, м ³ /сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	механизированных				
2023	5	5	0	20	3	51,0	0	0	0	16	16	1	12,6	21,5	239,3
2024	2	2	0	22	1	54,9	0	2	0	19	19	3	8,4	16,9	135,4
2025	0	0	0	22	0	54,9	1	0	1	18	18	4	6,3	15,7	146,0
2026	0	0	0	22	1	54,9	0	0	0	19	19	4	5,3	14,8	140,1
2027	0	0	0	22	0	54,9	1	0	1	18	18	5	4,5	12,9	137,1
2028	0	0	0	22	0	54,9	0	0	0	18	18	5	3,6	11,4	105,7
2029	0	0	0	22	0	54,9	0	0	3	15	15	5	3,1	9,8	96,0
2030	0	0	0	22	0	54,9	0	0	0	15	15	5	2,7	8,4	91,5
2031	0	0	0	22	0	54,9	0	0	0	15	15	5	2,2	7,5	89,6
2032	0	0	0	22	0	54,9	0	0	0	15	15	5	1,7	6,8	87,9
2033	0	0	0	22	0	54,9	0	0	0	15	15	5	1,4	6,0	86,4
2034	0	0	0	22	0	54,9	0	0	0	15	15	5	1,1	5,3	85,0
2035	0	0	0	22	0	54,9	0	0	0	15	15	5	0,9	4,8	82,6
2036	0	0	0	22	0	54,9	0	0	0	15	15	5	0,7	4,2	81,5
2037	0	0	0	22	0	54,9	0	0	0	15	15	5	0,6	3,8	80,5
2038	0	0	0	22	0	54,9	0	0	0	15	15	5	0,4	3,4	79,6
2039	0	0	0	22	0	54,9	0	0	0	15	15	5	0,3	3,0	78,8
2040	0	0	0	22	0	54,9	0	0	0	15	15	5	0,3	2,7	78,1
2041	0	0	0	22	0	54,9	0	0	0	15	15	5	0,2	2,5	77,5
2042	0	0	0	22	0	54,9	0	0	0	15	15	5	0,2	2,3	76,9

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. (русло) Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа (раств. газ и газ из ГШ), млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная				
2023	40,5	6,0	14,9	446,2	65,8	0,133	69,2	69,2	941,7	710,0	41,4	83,0	1390,5	89,0	116,1	7,070	142,280
2024	43,3	6,4	18,7	489,5	72,2	0,145	87,2	87,2	1029,0	797,3	50,4	91,4	1481,9	81,4	113,1	8,038	150,318
2025	33,7	5,0	17,9	523,3	77,2	0,155	84,6	84,6	1113,6	881,9	60,1	175,8	1657,8	170,2	117,3	6,704	157,022
2026	28,9	4,3	18,7	552,1	81,4	0,164	80,7	80,7	1194,3	962,6	64,2	194,3	1852,1	201,8	122,7	5,215	162,237
2027	25,6	3,8	20,4	577,8	85,2	0,172	74,4	74,4	1268,7	1037,0	65,5	212,6	2064,7	241,4	129,2	4,441	166,678
2028	20,8	3,1	20,8	598,6	88,3	0,178	65,4	65,4	1334,0	1102,3	68,1	183,3	2248,0	240,4	134,3	3,473	170,151
2029	17,6	2,6	22,2	616,2	90,9	0,183	55,2	55,2	1389,2	1157,5	68,1	166,4	2414,4	258,6	138,9	2,818	172,969
2030	13,9	2,0	22,5	630,1	92,9	0,187	43,1	43,1	1432,3	1200,6	67,8	158,6	2573,0	314,7	143,8	2,138	175,108
2031	11,0	1,6	23,0	641,1	94,6	0,190	38,1	38,1	1470,4	1238,7	71,1	155,4	2728,4	355,5	148,9	1,634	176,742
2032	8,3	1,2	22,5	649,4	95,8	0,193	32,3	32,3	1502,8	1271,1	74,3	152,5	2880,8	419,2	154,1	1,197	177,939
2033	6,7	1,0	23,3	656,1	96,8	0,195	28,7	28,7	1531,5	1299,7	76,8	149,8	3030,6	471,5	159,4	0,913	178,852
2034	5,3	0,8	24,4	661,4	97,6	0,196	25,5	25,5	1557,0	1325,2	79,0	147,4	3178,1	529,2	164,8	0,698	179,550
2035	4,3	0,6	25,7	665,7	98,2	0,198	22,6	22,6	1579,6	1347,9	81,2	143,3	3321,3	586,9	170,1	0,531	180,080
2036	3,4	0,5	27,7	669,1	98,7	0,199	20,1	20,1	1599,8	1368,0	83,1	141,3	3462,7	658,7	175,4	0,405	180,485
2037	2,7	0,4	30,7	671,8	99,1	0,200	17,9	17,9	1617,7	1386,0	84,8	139,6	3602,3	738,6	180,7	0,309	180,794
2038	1,9	0,3	30,8	673,7	99,4	0,200	16,0	16,0	1633,7	1402,0	88,1	138,1	3740,3	837,4	186,1	0,207	181,001
2039	1,5	0,2	35,2	675,2	99,6	0,201	14,3										

Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	механизированных		нефти	жидкости
2023	0	0	0	11	0	21,4	0	0	7	5	0	27,2	96,4
2024	0	0	0	11	0	21,4	0	1	6	4	0	26,1	105,5
2025	0	0	0	11	0	21,4	0	0	6	5	0	24,2	117,2
2026	0	0	0	11	0	21,4	0	0	6	5	0	22,5	127,5
2027	0	0	0	11	0	21,4	0	0	6	5	0	21,1	136,3
2028	0	0	0	11	0	21,4	0	0	6	6	0	19,8	143,9
2029	1	1	0	12	0	23,4	0	0	7	7	0	19,6	145,3
2030	0	0	0	12	0	23,4	0	0	7	7	0	19,3	145,1
2031	0	0	0	12	0	23,4	0	0	7	7	0	18,1	149,1
2032	0	0	0	12	0	23,4	0	0	7	7	0	17,1	152,4
2033	0	0	0	12	0	23,4	0	0	7	7	0	16,0	155,1
2034	0	0	0	12	0	23,4	0	0	7	7	0	15,0	157,4
2035	0	0	0	12	0	23,4	0	0	7	7	0	14,1	159,3
2036	0	0	0	12	0	23,4	0	0	7	7	0	13,1	160,9
2037	0	0	0	12	0	23,4	0	1	6	6	0	12,2	161,3
2038	0	0	0	12	0	23,4	0	1	5	5	0	11,4	160,3
2039	0	0	0	12	0	23,4	0	0	5	5	0	10,4	160,0
2040	0	0	0	12	0	23,4	0	0	5	5	0	9,4	160,9
2041	0	0	0	12	0	23,4	0	0	5	5	0	8,5	161,8
2042	0	0	0	12	0	23,4	0	0	5	5	0	7,4	162,5

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа (раств.газ и газ из ГШ), млн.м ³		
		начальных	текущих				всего	мехспособом			годовая	накопленная			годовая	накопленная	
2023	63,3	3,1	8,7	1403,2	67,8	0,386	224,5	160,3	2783,3	1339,1	71,8	0,0	30,1	0,0	0,8	27,747	560,167
2024	51,6	2,5	7,7	1454,8	70,3	0,400	208,5	139,0	2991,8	1478,2	75,2	0,0	30,1	0,0	0,8	21,848	582,015
2025	51,4	2,5	8,4	1506,3	72,8	0,414	249,0	207,5	3240,8	1685,6	79,3	0,0	30,1	0,0	0,7	20,296	602,312
2026	47,7	2,3	8,5	1554,0	75,1	0,427	270,8	225,6	3511,6	1911,3	82,4	0,0	30,1	0,0	0,7	17,562	619,874
2027	44,8	2,2	8,7	1598,8	77,2	0,439	289,6	241,3	3801,2	2152,6	84,5	0,0	30,1	0,0	0,6	15,361	635,235
2028	42,0	2,0	8,9	1640,8	79,3	0,451	305,6	305,6	4106,8	2458,2	86,3	0,0	30,1	0,0	0,6	13,436	648,671
2029	44,8	2,2	10,4	1685,6	81,4	0,463	332,4	332,4	4439,2	2790,6	86,5	0,0	30,1	0,0	0,5	13,359	662,030
2030	47,9	2,3	12,5	1733,5	83,7	0,476	359,7	359,7	4798,8	3150,3	86,7	0,0	30,1	0,0	0,5	13,310	675,340
2031	44,9	2,2	13,3	1778,4	85,9	0,489	369,5	369,5	5168,3	3519,8	87,8	0,0	30,1	0,0	0,5	11,642	686,982
2032	42,4	2,0	14,5	1820,7	88,0	0,500	377,6	377,6	5546,0	3897,4	88,8	0,0	30,1	0,0	0,5	10,238	697,220
2033	39,7	1,9	15,9	1860,5	89,9	0,511	384,4	384,4	5930,4	4281,8	89,7	0,0	30,1	0,0	0,4	8,954	706,174
2034	37,3	1,8	17,8	1897,7	91,7	0,522	390,1	390,1	6320,5	4671,9	90,4	0,0	30,1	0,0	0,4	7,831	714,006
2035	35,0	1,7	20,3	1932,7	93,4	0,531	394,8	394,8	6715,2	5066,7	91,1	0,0	30,1	0,0	0,4	6,849	720,855
2036	32,4	1,6	23,6	1965,1	94,9	0,540	398,7	398,7	7114,0	5465,4	91,9	0,0	30,1	0,0	0,4	5,926	726,781
2037	27,9	1,3	26,6	1993,0	96,3	0,548	369,1	369,1	7483,1	5834,5	92,5	0,0	30,1	0,0	0,3	4,745	731,527
2038	22,0	1,1	28,6	2015,0	97,3	0,554	310,1	310,1	7793,2	6144,6	92,9	0,0	30,1	0,0	0,3	3,501	735,028
2039	18,5	0,9	33,6	2033,5	98,2	0,559	283,3	283,3	8076,4	6427,9	93,5	0,0	30,1	0,0	0,3	2,738	737,765
2040	16,7	0,8	45,7	2050,2	99,0	0,564	284,9	284,9	8361,3	6712,8	94,2	0,0	30,1	0,0	0,3	2,300	740,066
2041	15,0	0,7	75,6	2065,2	99,8	0,568	286,4	286,4	8647,7	6999,1	94,8	0,0	30,1	0,0	0,3	1,927	741,993
2042	13,1	0,6	100,0	2													

Таблица 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. (всего) Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	механизированных		нефти	жидкости
2023	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
2024	0	0	0	0	1	0,0	0	0	1	0	0	10,4	11,2
2025	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	0	0	8,3	9,7
2026	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	0	0	6,6	8,5
2027	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	5,2	7,4
2028	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	4,2	6,4
2029	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	3,3	5,6
2030	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	2,6	4,8
2031	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	2,1	4,2
2032	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	1,7	3,7
2033	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	1,3	3,2
2034	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	1,0	2,8
2035	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	0,8	2,4
2036	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	0,7	2,1
2037	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	0,5	1,8
2038	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	0,4	1,6
2039	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	0,3	1,4
2040	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	0,3	1,2
2041	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	0,2	1,0
2042	0	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1	0	0,2	0,9

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. (всего) Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа (раств.газ и газ из ГШ), млн.м ³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2024	0,6	4,8	4,8	0,6	4,8	0,020	0,7	0,0	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,141	0,141
2025	2,6	19,8	20,8	3,2	24,6	0,103	3,0	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,580	0,721
2026	2,0	15,7	20,8	5,2	40,3	0,169	2,6	0,0	22,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,461	1,182
2027	1,6	12,5	20,9	6,9	52,8	0,221	2,3	2,3	29,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,366	1,549
2028	1,3	9,9	21,0	8,1	62,7	0,263	2,0	2,0	35,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,291	1,840
2029	1,0	7,9	21,1	9,2	70,6	0,296	1,7	1,7	40,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,231	2,071
2030	0,8	6,3	21,3	10,0	76,8	0,322	1,5	1,5	45,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,184	2,255
2031	0,7	5,0	21,8	10,6	81,9	0,343	1,3	1,3	50,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,148	2,403
2032	0,5	4,1	22,5	11,2	85,9	0,360	1,2	1,2	54,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,120	2,523
2033	0,4	3,3	23,4	11,6	89,2	0,374	1,0	1,0	58,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,097	2,619
2034	0,3	2,6	24,2	11,9	91,8	0,385	0,9	0,9	62,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,077	2,696
2035	0,3	2,1	25,4	12,2	93,9	0,394	0,8	0,8	65,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,061	2,757
2036	0,2	1,6	26,7	12,4	95,5	0,401	0,7	0,7	68,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,048	2,804
2037	0,2	1,3	28,7	12,6	96,8	0,406	0,6	0,6	71,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,038	2,842
2038	0,1	1,0	31,7	12,7	97,8	0,410	0,5	0,5	73,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,030	2,872
2039	0,1	0,8	36,3	12,8	98,6	0,414	0,4	0,4	75,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,023	2,895
2040	0,1	0,6	45,3	12,9	99,2	0,416	0,4	0,4	78,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,018	2,913
2041	0,1	0,5	65,9	13,0	99,7	0,418	0,3	0,3	79,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,015	2,928
2042	0,1	0,4	100,0	13,0	100,1	0,420	0,3	0,3	81,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,012	2,940

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	Среднегодовая приемистость одной скважины, м ³ /сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	механизированных				
2023	5	5	0	32	3	74,3	0	0	0	25	23	1	17,5	49,6	239,3
2024	2	2	0	34	2	78,2	0	2	1	28	25	3	12,6	39,2	135,4
2025	0	0	0	34	0	78,2	1	0	1	27	25	4	10,7	41,1	146,0
2026	0	0	0	34	1	78,2	0	0	1	27	25	4	9,6	43,2	140,1
2027	0	0	0	34	0	78,2	1	0	1	26	25	5	8,6	43,7	137,1
2028	0	0	0	34	0	78,2	0	0	0	26	26	5	7,7	44,6	105,7
2029	1	1	0	35	0	80,1	0	0	3	24	24	5	7,6	46,4	96,0
2030	0	0	0	35	0	80,1	0	0	0	24	24	5	7,7	49,9	91,5
2031	0	0	0	35	0	80,1	0	0	0	24	24	5	7,0	50,5	89,6
2032	0	0	0	35	0	80,1	0	0	0	24	24	5	6,6	53,1	87,9
2033	0	0	0	35	0	80,1	0	0	0	24	24	5	6,0	53,4	86,4
2034	0	0	0	35	0	80,1	0	0	0	24	24	5	5,5	53,7	85,0
2035	0	0	0	35	0	80,1	0	0	0	24	24	5	5,1	54,0	82,6
2036	0	0	0	35	0	80,1	0	0	0	24	24	5	4,7	54,3	81,5
2037	0	0	0	35	0	80,1	0	0	1	23	23	5	4,1	51,5	80,5
2038	0	0	0	35	0	80,1	0	0	1	22	22	5	3,4	45,7	79,6
2039	0	0	0	35	0	80,1	0	0	0	22	22	5	2,9	42,8	78,8
2040	0	0	0	35	0	80,1	0	0	0	22	22	5	2,6	42,9	78,1
2041	0	0	0	35	0	80,1	0	0	0	22	22	5	2,4	44,9	77,5
2042	0	0	0	35	0	80,1	0	0	0	22	22	5	2,1	44,9	76,9

Таблица 4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 3 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Добыча газа (раствор.газ и газ из ГШ), млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2023	105,9	3,8	10,3	1888,7	67,1	0,255	299,9	235,8	3817,7	2138,3	64,7	83,0	1420,6	34,829	702,691
2024	97,4	3,5	10,5	1986,1	70,5	0,268	302,8	232,6	4120,5	2370,9	67,8	91,4	1512,0	30,039	732,730
2025	89,6	3,2	10,8	2075,7	73,7	0,280	343,6	299,0	4464,1	2669,9	73,9	175,8	1687,9	27,592	760,322
2026	80,2	2,8	10,8	2156,0	76,6	0,291	360,1	312,3	4824,1	2982,2	77,7	194,3	1882,2	23,248	783,570
2027	73,2	2,6	11,1	2229,2	79,2	0,300	370,5	322,3	5194,7	3304,5	80,2	212,6	2094,8	20,175	803,745
2028	65,2	2,3	11,1	2294,4	81,5	0,309	377,4	377,4	5572,1	3681,9	82,7	183,3	2278,1	17,206	820,952
2029	64,4	2,3	12,4	2358,8	83,8	0,318	393,9	393,9	5966,0	4075,8	83,6	166,4	2444,5	16,415	837,366
2030	63,5	2,3	13,9	2422,3	86,0	0,326	409,1	409,1	6375,1	4485,0	84,5	158,6	2603,1	15,637	853,004
2031	57,4	2,0	14,6	2479,7	88,1	0,334	414,0	414,0	6789,1	4898,9	86,1	155,4	2758,4	13,429	866,432
2032	52,0	1,8	15,4	2531,6	89,9	0,341	416,4	416,4	7205,5	5315,3	87,5	152,5	2910,9	11,560	877,992
2033	47,5	1,7	16,7	2579,1	91,6	0,348	419,6	419,6	7625,1	5734,9	88,7	149,8	3060,7	9,968	887,960
2034	43,6	1,5	18,4	2622,7	93,1	0,353	422,1	422,1	8047,2	6157,0	89,7	147,4	3208,2	8,610	896,570
2035	40,1	1,4	20,7	2662,8	94,6	0,359	424,1	424,1	8471,3	6581,1	90,6	143,3	3351,4	7,444	904,014
2036	36,6	1,3	23,9	2699,4	95,9	0,364	425,7	425,7	8897,0	7006,8	91,4	141,3	3492,8	6,382	910,396
2037	31,2	1,1	26,8	2730,6	97,0	0,368	394,1	394,1	9291,0	7400,8	92,1	139,6	3632,4	5,095	915,490
2038	24,5	0,9	28,7	2755,1	97,8	0,371	333,2	333,2	9624,2	7734,0	92,6	138,1	3770,4	3,740	919,230
2039	20,5	0,7	33,6	2775,6	98,6	0,374	304,9	304,9	9929,1	8038,9	93,3	136,7	3907,1	2,920	922,150
2040	18,3	0,6	45,3	2793,9	99,2	0,377	305,2	305,2	10234,4	8344,2	94,0	135,5	4042,6	2,439	924,590
2041	16,3	0,6	73,6	2810,2	99,8	0,379	305,5	305,5	105						

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

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

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

В таблице 4.1.13 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей.

Таблица 4.1.11 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей

№№ п/п	Параметры	Объекты		
		I	II	III
1	Плотность сетки скважин, га/скв	35,0 на начало разбуривания	63,6 на начало разбуривания	25,4 на начало разбуривания
		35,0 на конец разбуривания	40,0 на конец разбуривания	23,5 на конец разбуривания
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	1:0	6:1	8:0
3	Коэффициент компенсации отборов, %		+/-10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, указанных в таблицах раздела 4.1	-
4	Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения	Рпл>Рнас		
		Рзаб \geq Рнас		
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	$\Delta P = P_{pl} - P_{ab}$		
		где минимальное Рзаб \geq Рнас		
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т	11,8	236,3	252,5
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т.	+/-10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1		
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м ³		+/-10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1	-
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1		

4.2 Технико-экономические показатели вариантов разработки

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

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

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

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

К оценочным показателям относятся:

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

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

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

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

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

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

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5. Экономические показатели по альтернативным вариантам приведены в табличных приложениях 4.2.1- 4.2.10.

Таблица 4.2.1 – Капитальные вложения, 3 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)												
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	2 793 248	1 745 780	698 312	-	-	-	-	349 156	-	-	-
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	34 802	34 802	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	38 231	-	19 116	9 558	-	9 558	-	-	-	-	-
Вывод из бездействия добывающих	тыс.тг	50 435	25 218	16 812	-	8 406	-	-	-	-	-	-
РИР	тыс.тг	24 528	24 528	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	2 941 244	1 830 327	734 239	9 558	8 406	9 558	-	349 156	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	3 061 777	1 830 327	767 280	10 338	9 410	11 074	-	433 348,70	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО												
Обустройство промысла												
Обустройство добывающей скважины	тыс.тг	343 929	214 956	85 982	-	-	-	-	42 991	-	-	-
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг	102 361	-	51 181	25 590	-	25 590	-	-	-	-	-
Пир на бурение	тыс.тг	54 614	34 134	13 654	-	-	-	-	6 827	-	-	-
ИТОГО:	тыс.тг	500 905	249 090	150 816	25 590	-	25 590	-	49 818	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	525 850	249 090	157 603	27 678	-	29 649	-	61 831	-	-	-
ВСЕГО	тыс.тг	3 442 149	2 079 417	885 056	35 148	8 406	35 148	-	398 974	-	-	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	3 587 628	2 079 417	924 883	38 015	9 410	40 723	-	495 179,31	-	-	-

Таблица 4.2.2 – Бюджетная эффективность, 3 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НДС (с выручки)	тыс.тг	8 078 361,76	635 610,79	775 868,52	647 941,88	517 042,89	493 404,18	458 978,79	468 909,96	477 679,88	446 593,81	418 076,77
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	698 629,61	19 569,91	24 383,36	28 229,76	29 217,80	30 240,43	31 298,84	30 304,35	31 365,00	32 462,77	33 598,97
Налог на имущество	тыс.тг	444 950,15	37 596,94	51 122,59	49 604,18	42 476,24	36 433,71	31 236,65	29 715,47	28 421,71	24 164,56	20 545,38
Прочие налоги	тыс.тг	70 167,59	3 153,84	3 154,05	3 154,05	3 154,05	3 154,05	3 154,05	3 153,96	3 153,96	3 153,96	3 153,96
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	24 943 777,64	1 656 298,24	1 247 261,13	1 526 763,71	1 712 231,30	1 561 939,60	1 391 428,79	1 422 699,99	1 450 403,05	1 357 477,75	1 351 570,91
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	19 867 149,24	1 341 252,06	1 073 144,46	1 313 628,71	1 473 205,16	1 343 894,06	1 197 186,43	1 182 697,77	1 237 763,71	1 119 286,87	1 073 005,18
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	9 333 605,22	912 102,43	743 240,07	894 482,86	881 562,51	805 854,99	449 635,52	460 340,53	468 882,34	439 293,81	412 266,60
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	6 298,09	623,26	629,99	599,05	522,62	469,65	414,83	408,16	401,07	355,30	315,54
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	19 683 166,12	1 715 028,79	1 694 070,77	1 663 579,52	1 600 643,66	1 468 904,21	1 366 478,31	1 401 896,50	1 425 852,88	1 327 713,43	1 205 624,46
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	18 562 595,00	1 820 801,26	1 948 151,14	1 738 581,94	1 557 319,48	1 424 211,85	1 441 068,18	1 509 269,06	1 571 698,76	1 462 797,59	1 248 856,76
Общие поступления Государству	тыс.тг	86 303 314,23	6 870 815,95	6 009 289,03	6 570 681,90	6 783 289,92	6 181 698,38	5 452 922,81	5 571 575,82	5 740 262,60	5 320 112,25	4 930 860,99
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	4 203 616,86	410 435,43	284 228,43	187 387,64	186 899,33	186 789,98	174 477,71	237 274,43	179 799,25	175 472,45	172 808,95
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-3 874 744,90	-225 175,36	-491 640,09	-460 554,24	-330 143,56	-306 614,20	-284 501,08	-231 635,53	-297 880,63	-271 121,35	-245 267,81
Недисконтированные поступления Государству	тыс.тг	94 381 675,99	7 506 426,74	6 785 157,55	7 218 623,79	7 300 332,81	6 675 102,56	5 911 901,60	6 040 485,78	6 217 942,48	5 766 706,06	5 348 937,76

Продолжение таблицы 4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
НДС (с выручки)	тыс.тг	395 185,41	374 846,50	356 324,56	336 476,41	297 041,94	240 996,19	208 386,71	192 431,35	177 102,63	159 462,58
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	34 774,93	35 992,06	37 251,78	38 555,59	39 905,04	41 301,71	42 747,27	44 243,43	45 791,95	47 394,67
Налог на имущество	тыс.тг	17 468,52	14 852,70	12 628,80	10 738,09	9 130,63	7 763,96	6 601,99	5 614,06	4 774,08	4 059,89
Прочие налоги	тыс.тг	3 153,96	3 153,96	3 153,96	3 153,96	4 109,58	4 195,72	4 284,91	4 377,22	4 472,77	4 571,62
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 278 951,87	1 214 3								

Таблица 4.2.3 - Производственный доход, 3 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нефть	тыс.тонн	1 041,586	105,937	97,429	89,603	80,250	73,206	65,214	64,425	63,458	57,384	51,955
Товарный газ	млн. м ³	216,921	29,013	25,022	22,984	19,366	16,806	14,333	13,673	13,026	11,186	9,629
СУГ	тыс. тонн	23,855	3,190	2,752	2,528	2,130	1,848	1,576	1,504	1,432	1,230	1,059
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на экспорт	тыс. тонн	470,016	31,708	29,162	35,696	40,033	36,519	32,532	32,139	31,656	28,626	25,918
на внутренний рынок	тыс. тонн	569,302	74,009	68,063	53,716	40,040	36,525	32,538	32,144	31,662	28,631	25,922
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м ³	216,921	29,013	25,022	22,984	19,366	16,806	14,333	13,673	13,026	11,186	9,629
СУГ												
на внутренний рынок	тыс. тонн	23,855	3,190	2,752	2,528	2,130	1,848	1,576	1,504	1,432	1,230	1,059
Цена реализации продукции												
Нефти												
на экспорт	тг/тонн	305 075,7	289 072,4	249 507,3	249 507,3	249 507,3	249 507,3	249 507,3	258 240,0	267 278,4	276 633,2	286 315,3
на внутренний рынок	тг/тонн	134 766,0	69 885,0	93 142,5	98 289,1	105 000,0	110 000,0	115 000,0	119 025,0	123 190,9	127 502,6	131 965,1
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м ³	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5
СУГ												
на внутренний рынок	тг/тонн	55 748,5	33 600,0	40 320,0	41 932,8	43 610,1	45 354,5	47 168,7	48 819,6	50 528,3	52 296,8	54 127,2
Производственная прибыль от реализации												
Нефти												
на экспорт	тг тыс	133 489 388,955	9 165 932,824	7 276 014,708	8 906 519,264	9 988 461,795	9 111 721,067	8 117 030,294	8 299 453,743	8 461 062,188	7 918 973,738	7 420 720,553
на внутренний рынок	тг тыс	66 060 064,195	5 172 105,012	6 339 572,291	5 279 705,708	4 204 167,504	4 017 771,194	3 741 856,310	3 825 951,393	3 900 451,002	3 650 554,548	3 420 865,640
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг тыс	130 477,804	17 451,106	15 050,935	13 824,741	11 648,637	10 108,819	8 621,197	8 224,498	7 835,138	6 728,492	5 791,916
СУГ												
на внутренний рынок	тг тыс	1 129 139,329	107 200,488	110 947,753	105 985,239	92 874,576	83 821,511	74 345,717	73 407,116	72 379,528	64 332,021	57 315,498
Итоговый производственный доход	тг тыс	200 809 070,282	14 462 689,431	13 741 585,686	14 306 034,951	14 297 152,512	13 223 422,591	11 941 853,517	12 207 036,750	12 441 727,856	11 640 588,799	10 904 693,607

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Нефть	тыс.тонн	47,501	43,578	40,064	36,588	31,238	24,508	20,493	18,298	16,282	14,174
Товарный газ	млн. м ³	8,303	7,172	6,201	5,316	4,244	3,116	2,432	2,032	1,692	1,375
СУГ	тыс. тонн	0,913	0,789	0,682	0,585	0,467	0,343	0,267	0,223	0,186	0,151
Продажа продукции по направлениям											
Нефти											
на экспорт	тыс. тонн	23,696	21,739	19,986	18,252	15,583	12,226	10,223	9,128	8,122	7,071
на внутренний рынок	тыс. тонн	23,700	21,743	19,990	18,255	15,586	12,228	10,225	9,129	8,124	7,072
Товарного газа											
на внутренний рынок	млн.м ³	8,303	7,172	6,201	5,316	4,244	3,116	2,432	2,032	1,692	1,375
СУГ											
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,913	0,789	0,682	0,585	0,467	0,343	0,267	0,223	0,186	0,151
Цена реализации продукции											
Нефти											
на экспорт	тг/тонн	296 336,4	306 708,1	317 442,9	328 553,4	340 052,8	351 954,6	364 273,1	377 022,6	390 218,4	403 876,0
на внутренний рынок	тг/тонн	136 583,9	141 364,4	146 312,1	151 433,0	156 733,2	162 218,9	167 896,5	173 772,9	179 854,9	186 149,9
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг/тыс.м ³	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5
СУГ											
на внутренний рынок	тг/тонн	56 021,6	57 982,4	60 011,8	62 112,2	64 286,1	66 536,1	68 864,9	71 275,1	73 769,8	76 351,7
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
на экспорт	тг тыс	7 022 009,986	6 667 580,680	6 344 450,689	5 996 814,505	5 299 040,677	4 302 995,149	3 723 898,017	3 441 402,552	3 169 526,404	2 855 780,124
на внутренний рынок	тг тыс	3 237 064,718	3 073 676,941	2 924 717,783	2 764 461,556	2 442 795,958	1 983 630,585	1 716 673,561	1 586 446,445	1 461 114,711	1 316 481,335
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг тыс	4 994,342	4 313,904	3 729,947	3 197,617	2 552,603	1 874,067	1 462,995	1 222,176		

Таблица 4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 3 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	4 285 685	257 498	246 423	249 850	238 753	231 945	223 091	231 332	239 401	233 593	228 568
Затраты на химреагенты	тыс.тг	2 131 721	57 879	62 874	105 461	116 704	129 019	115 591	109 836	108 800	109 141	109 732
Общепромысловые расходы	тыс.тг	473 169	14 930	18 602	19 253	19 927	20 624	21 346	20 668	21 391	22 140	22 915
Транспортные расходы	тыс.тг	1 889 569	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	1 195 342	37 716	46 992	48 637	50 339	52 101	53 925	52 211	54 039	55 930	57 888
Ликвидация скважин	тыс.тг	71 701	0	8 132	0	8 711	0	0	28 975	0	0	0
Проекты отвода земель	тыс.тг	138 497	4 422	5 510	5 703	5 903	6 109	6 323	6 122	6 336	6 558	6 788
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	4 209 343	134 410	167 470	173 332	179 398	185 677	192 176	186 070	192 582	199 322	206 299
Обслуживание насосов	тыс.тг	124 703	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обслуживание УПГ	тыс.тг	1 460 688	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Содержание автодорог	тыс.тг	655 531	20 932	26 080	26 993	27 938	28 916	29 928	28 977	29 991	31 041	32 127
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	79 147	2 527	3 149	3 259	3 373	3 491	3 613	3 499	3 621	3 748	3 879
Расходы по страхованию	тыс.тг	530 675	16 945	21 113	21 852	22 617	23 408	24 228	23 458	24 279	25 129	26 008
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	4 242 079	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на обучение	тыс.тг	228 104	5 155	23 606	13 525	6 428	6 605	6 690	6 460	11 010	6 562	6 615
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	21 715 953,07	552 414,08	629 952,40	667 865,06	680 090,97	687 895,67	676 909,68	697 607,32	691 450,43	693 163,38	700 817,52
Налог на имущество	тыс.тг	444 950,15	37 596,94	51 122,59	49 604,18	42 476,24	36 433,71	31 236,65	29 715,47	28 421,71	24 164,56	20 545,38
Земельный налог	тыс.тг	32 924,27	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	23,74	1,07	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,20	1,20	1,20	1,20
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	37 219,58	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	9 333 605,22	912 102,43	743 240,07	894 482,86	881 562,51	805 854,99	449 635,52	460 340,53	468 882,34	439 293,81	412 266,60
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	6 298,09	623,26	629,99	599,05	522,62	469,65	414,83	408,16	401,07	355,30	315,54
Расходы на НИОКР	тыс.тг	222 949,24	0,00	23 606,41	13 525,13	6 428,25	6 604,56	6 689,56	6 459,92	11 010,38	6 561,61	6 614,73
Итого производственных затрат	тыс.тг	32 565 260,69	1 505 890,55	1 451 705,51	1 629 230,33	1 614 234,64	1 540 412,63	1 168 040,29	1 197 685,36	1 203 319,89	1 166 692,63	1 143 713,73
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	9 823 923,20	663 984,49	635 031,34	681 632,91	695 421,74	649 401,32	592 404,41	605 718,21	617 512,86	577 949,67	541 585,71
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	24 943 777,64	1 656 298,24	1 247 261,13	1 526 763,71	1 712 231,30	1 561 939,60	1 391 428,79	1 422 699,99	1 450 403,05	1 357 477,75	1 351 570,91
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	19 867 149,24	1 341 252,06	1 073 144,46	1 313 628,71	1 473 205,16	1 343 894,06	1 197 186,43	1 182 697,77	1 237 763,71	1 119 286,87	1 073 005,18
Итого расходы по реализации	тыс.тг	54 634 850,08	3 661 534,79	2 955 436,93	3 522 025,33	3 880 858,19	3 555 234,98	3 181 019,63	3 211 115,96	3 305 679,62	3 054 714,30	2 966 161,80
Общие и административные расходы												
Административные расходы	тыс.тг	9 840 616,73	306 408,32	381 772,98	398 128,02	412 062,50	426 484,69	441 411,65	427 386,15	442 344,67	457 826,73	473 850,67
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	5 220 220,30	162 358,75	202 292,75	209 373,00	216 701,06	224 285,59	232 135,59	224 759,67	232 626,26	240 768,17	249 195,06
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	698 629,61	19 569,91	24 383,36	28 229,76	29 217,80	30 240,43	31 298,84	30 304,35	31 365,00	32 462,77	33 598,97
Другие административные расходы	тыс.тг	3 921 766,83	124 479,66	155 096,87	160 525,26	166 143,64	171 958,67	177 977,23	172 322,14	178 353,42	184 595,79	191 056,64
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	766 316,96	73 409,26	86 562,31	71 380,06	56 910,24	52 238,76	47 693,54	46 693,82	51 248,31	42 581,07	39 152,05
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	518 679,19	65 417,96	60 164,08	55 331,66	49 555,70	45 205,93	40 270,98	39 783,61	39 186,74	35 435,85	32 083,35
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	247 637,77	7 991,31	26 398,22	16 048,40	7 354,54	7 032,84	7 422,56	6 910,22	12 061,57	7 145,22	7 068,70
Итого не производственные затраты	тыс.тг	65 241 783,78	4 041 352,37	3 423 772,21	3 991 533,42	4 349 830,93	4 033 958,43	3 670 124,82	3 685 195,94	3 799 272,60	3 555 122,10	3 479 164,51
Итого затраты	тыс.тг	97 807 044,46	5 547 242,92	4 875 477,73	5 620 763,75	5 964 065,57	5 574 371,07					

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	225 457	223 353	222 064	220 884	204 141	173 172	158 688	158 694	159 163	159 618
Затраты на химреагенты	тыс.тг	110 670	111 854	111 831	102 571	104 868	107 339	109 985	112 804	115 798	118 965
Общепромысловые расходы	тыс.тг	23 717	24 547	25 406	26 295	26 277	26 225	27 143	33 712	29 076	28 979
Транспортные расходы	тыс.тг	0	0	220 722	228 448	228 290	227 842	235 816	244 070	252 612	251 770
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	59 914	62 011	64 181	66 427	66 382	66 251	68 570	85 164	73 454	73 209
Ликвидация скважин	тыс.тг	0	0	0	0	12 718	13 163	0	0	0	0
Проекты отвода земель	тыс.тг	7 025	7 271	7 526	7 789	7 784	7 768	8 040	8 322	8 613	8 584
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	213 519	220 992	228 727	236 732	236 569	236 104	244 368	252 921	261 773	260 901
Обслуживание насосов	тыс.тг	0	0	14 567	15 076	15 066	15 036	15 563	16 107	16 671	16 616
Обслуживание УПГ	тыс.тг	0	0	170 624	176 596	176 474	176 128	182 292	188 672	195 276	194 625
Содержание автодорог	тыс.тг	33 252	34 416	35 620	36 867	36 841	36 769	38 056	39 388	40 767	40 631
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	4 015	4 155	4 301	4 451	4 448	4 439	4 595	4 756	4 922	4 906
Расходы по страхованию	тыс.тг	26 919	27 861	28 836	29 845	29 824	29 766	30 808	31 886	33 002	32 892
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	0	0	495 521	512 864	512 511	511 504	529 407	547 936	567 114	565 223
Затраты на обучение	тыс.тг	6 682	6 776	6 886	16 011	16 350	16 324	16 017	16 225	16 925	17 252
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	711 167,79	723 234,94	1 636 811,34	1 680 856,80	1 678 543,95	1 647 831,27	1 669 347,46	1 740 656,66	1 775 165,50	1 774 170,86
Налог на имущество	тыс.тг	17 468,52	14 852,70	12 628,80	10 738,09	9 130,63	7 763,96	6 601,99	5 614,06	4 774,08	4 059,89
Земельный налог	тыс.тг	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	1,20	1,20	1,20	1,20	1,16	1,11	1,11	1,11	1,11	1,07
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	2 462,21	2 548,39	2 637,58	2 729,90	2 825,44	2 924,33
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	390 691,73	371 560,84	367 636,62	349 527,16	311 717,58	257 389,41	226 375,55	212 138,92	197 943,12	180 962,61
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	280,74	250,22	223,27	197,54	162,77	123,36	99,41	85,74	73,70	61,87
Расходы на НИОКР	тыс.тг	6 681,95	6 775,67	6 885,99	16 010,90	16 350,01	16 323,69	16 017,42	16 225,22	16 925,45	17 252,38
Итого производственных затрат	тыс.тг	1 129 444,68	1 119 828,34	2 117 440,59	2 153 738,58	2 113 204,33	2 026 634,17	2 018 988,74	2 078 729,01	2 102 472,90	2 083 853,77
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	512 486,65	486 619,38	463 036,41	437 664,92	386 739,36	314 045,07	271 780,88	251 163,54	231 321,23	208 423,12
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 278 951,87	1 214 397,98	1 291 491,23	1 220 725,60	1 192 230,93	968 130,69	837 839,65	811 151,53	747 069,30	703 714,40
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	1 035 518,66	950 001,78	919 361,28	965 540,04	824 340,39	646 755,05	611 324,66	545 844,91	541 766,89	471 631,17
Итого расходы по реализации	тыс.тг	2 826 957,18	2 651 019,13	2 673 888,93	2 623 930,56	2 403 310,67	1 928 930,81	1 720 945,19	1 608 159,98	1 520 157,42	1 383 768,69
Общие и административные расходы											
Административные расходы	тыс.тг	490 435,44	507 600,68	525 366,71	543 754,54	554 961,28	566 286,40	586 106,42	630 043,59	627 851,85	640 533,42
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	257 916,89	266 943,98	276 287,02	285 957,06	295 965,56	306 324,35	317 045,71	328 142,31	339 627,29	351 514,24
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	34 774,93	35 992,06	37 251,78	38 555,59	39 905,04	41 301,71	42 747,27	44 243,43	45 791,95	47 394,67
Другие административные расходы	тыс.тг	197 743,62	204 664,65	211 827,91	219 241,89	219 090,69	218 660,33	226 313,44	257 657,85	242 432,62	241 624,51
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	36 477,89	34 160,41	7 372,61	16 510,70	17 133,78	17 120,28	16 812,75	17 021,78	17 739,04	18 098,30
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	29 332,88	26 910,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	7 145,01	7 249,95	7 372,61	16 510,70	17 133,78	17 120,28	16 812,75	17 021,78	17 739,04	18 098,30
Итого не производственные затраты	тыс.тг	3 353 870,51	3 192 780,23	3 206 628,24	3 184 195,80	2 975 405,74	2 512 337,48	2 323 864,36	2 255 225,34	2 165 748,31	2 042 400,41
Итого затраты	тыс.тг	4 483 315,20	4 312 608,57	5 324 068,83	5 337 934,38	5 088 610,07	4 538 971,65	4 342 853,10	4 333 954,35	4 268 221,21	4 126 254,17
Доходы (убытки)											
Производственный доход	тыс.тг	10 315 221,73	9 791 301,50	9 313 821,99	8 800 784,63	7 774 390,18	6 311 296,76	5 460 453,96	5 044 997,16	4 645 381,69	4 184 634,98
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	4 483 315,20	4 312 608,57	5 324 068,83	5 337 934,38	5 088 610,07	4 538 971,65	4 342 853,10	4 333 954,35	4 268 221,21	4 126 254,17
Операционный доход	ты										

Таблица 4.2.5 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 3 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	200 809 070,28	14 462 689,43	13741585,69	14306034,95	14297152,51	13223422,59	11941853,52	12207036,75	12441727,86	11640588,80	10904693,61
Итого приток средств	тыс.тг	200 809 070,28	14462689,43	13741585,69	14306034,95	14297152,51	13223422,59	11941853,52	12207036,75	12441727,86	11640588,80	10904693,61
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	97 807 044,46	5 547 242,92	4875477,73	5620763,75	5964065,57	5574371,07	4838165,12	4882881,30	5002592,50	4721814,74	4622878,25
прямые затраты	тыс.тг	21 715 953,07	552414,08	629952,40	667865,06	680090,97	687895,67	676909,68	697607,32	691450,43	693163,38	700817,52
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	10 849 307,61	953476,47	821753,11	961365,27	934143,67	852516,96	491130,61	500078,04	511869,47	473529,25	442896,21
расходы периода	тыс.тг	65 241 783,78	4041352,37	3423772,21	3991533,42	4349830,93	4033958,43	3670124,82	3685195,94	3799272,60	3555122,10	3479164,51
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	3 587 627,67	2079417,03	924883,23	38015,34	9409,77	40722,98	0,00	495179,31	0,00	0,00	0,00
Бурение	тыс.тг	3 061 777,32	1830327,47	767280,07	10337,51	9409,77	11073,80	0,00	433348,70	0,00	0,00	0,00
Обустройство	тыс.тг	525 850,35	249089,56	157603,17	27677,83	0,00	29649,18	0,00	61830,61	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	19 683 166,12	1715028,79	1694070,77	1663579,52	1600643,66	1468904,21	1366478,31	1401896,50	1425852,88	1327713,43	1205624,46
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	18 562 595,00	1820801,26	1948151,14	1738581,94	1557319,48	1424211,85	1441068,18	1509269,06	1571698,76	1462797,59	1248856,76
Баланс НДС	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	139 640 433,26	11162490,01	9442582,87	9060940,55	9131438,48	8508210,12	7645711,60	8289226,18	8000144,14	7512325,76	7077359,47
Поток денежной наличности	тыс.тг	61 168 637,03	3 300 199,42	4 299 002,82	5 245 094,40	5 165 714,03	4 715 212,47	4 296 141,91	3 917 810,57	4 441 583,72	4128263,04	3827334,14
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг											
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	33 546 275,57	3300199,42	3878216,34	4268565,15	3792479,73	3122902,88	2566847,88	2111685,56	2159672,86	1810847,10	1514520,31
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	28 260 451,59	3300199,42	3738263,32	3966044,91	3396540,83	2695938,04	2135941,81	1693777,63	1669755,84	1349536,51	1087967,23
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	23 713 863,77	3300199,42	3582502,35	3642426,67	2989417,84	2273925,77	1726523,08	1312066,83	1239564,50	960102,04	741763,00
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	61 168 637,03	3300199,42	7599202,24	12844296,64	18010010,67	22725223,15	27021365,06	30939175,64	35380759,36	39509022,40	43336356,54
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	33 546 275,57	3300199,42	7178415,77	11446980,91	15239460,64	18362363,52	20929211,40	23040896,96	25200569,81	27011416,91	28525937,23
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	28 260 451,59	3300199,42	7038462,74	11004507,66	14401048,49	17096986,52	19232928,33	20926705,96	22596461,80	23945998,31	25033965,54
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	23 713 863,77	3300199,42	6882701,77	10525128,44	13514546,28	15788472,05	17514995,13	18827061,97	20066626,47	21026728,51	21768491,51

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	10315221,73	9791301,50	9313821,99	8800784,63	7774390,18	6311296,76	5460453,96	5044997,16	4645381,69	4184634,98	3974185,31
Итого приток средств	тыс.тг	10315221,73	9791301,50	9313821,99	8800784,63	7774390,18	6311296,76	5460453,96	5044997,16	4645381,69	4184634,98	3974185,31
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	4483315,20	4312608,57	5324068,83	5337934,38	5088610,07	4538971,65	4342853,10	4333954,35	4268221,21	4126254,17	4117956,94
прямые затраты	тыс.тг	711167,79	723234,94	1636811,34	1680856,80	1678543,95	1647831,27	1669347,46	1740656,66	1775165,50	1774170,86	1831763,80
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	418276,89	396593,40	480629,25	472881,78	434660,38	378802,90	349641,29	338072,35	327307,40	309682,91	305859,85
расходы периода	тыс.тг	3353870,51	3192780,23	3206628,24	3184195,80	2975405,74	2512337,48	2323864,36	2255225,34	2165748,31	2042400,41	1980333,29
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00										
Бурение	тыс.тг	0,00										
Обустройство	тыс.тг	0,00										
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	111994,44	1053184,70	758830,49	656845,20	506651,33	330522,40	203495,72	124328,48	59520,83</td		

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения газа и конденсата (нефти)

С целью подтверждения достоверности расчетов прогнозных технологических показателей и достижения утвержденного значения КИН по всем эксплуатационным объектам, расчет КИН выполнен также согласно «коэффициентной методике» ТатНИПИ, включающей в себя коэффициент вытеснения (Квыт), коэффициент охвата (Кохв) и коэффициент заводнения (Кз). Результаты выполненного расчета представлены в таблице 4.3.1.

Для расчета составляющих коэффициента охвата скважин использовались следующие формулы:

$$K_1 = K_1' \times K_1''$$

В этих формулах K_{1I} – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон. Часть геологических запасов нефти этих пластов с нефтяной мощностью меньше некоторой минимальной $h_{n.m} / h_{chz}$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$(h_{n.m} / h_{chz})^2 = 1 / [1 + (A_2 / (1 - A_2)) \cdot \mu_w / \mu_n \cdot \gamma_n / \gamma_w]^2;$$

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

A_2 – предельная весовая обводненность добываемой продукции, при которой наступает экономический предел рентабельности процесса добычи нефти. Данный параметр зависит от значительного ряда как технологических, так и экономических факторов, таких как: дебиты скважин, глубина залегания продуктивных пластов, предельная себестоимость и цена реализации добываемой нефти. В связи с этим, предельная обводненность добываемой продукции в расчетах для месторождения взята по литературным данным, аналогично предельной обводненности, применяемой при определении вовлеченных в разработку извлекаемых запасов в методиках Сазонова Б.Ф., Камбарова Г.С., Максимова М.М. и Назарова-Сипачева, равной 98%;

μ_w / μ_n – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

γ_n / γ_w – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях.

Минимальная нефтенасыщенная толщина для размещения проектных скважин ($h_{n.m}$) определялась по формуле:

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

K_{1II} – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов;

m_p – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами. Данный параметр применяется при рядной системе размещения скважин и, в связи с разработкой месторождения Камышитовое Юго-Восточное с ППД путем внутренконтурного заводнения без применения рядной системы, данный параметр принят равным 1;

W – доля общей площади продуктивного пласта, занятой неколлектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта-коллектора и пласта-неколлектора.

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов – размер отдельных зон, которыми моделируется хаотическая зональная неоднородность пластов. Можно считать, что в пределах одного пропластка изменение коллекторских свойств незначительно, и для определения линейных размеров зон неоднородности можно использовать осредненные значения длин однородных пропластков по продольному и поперечному сечению разреза. В связи с этим, для определения размеров зон неоднородности для каждого подсчетного объекта использованы осредненные длины проекции коллекторов данного продуктивного горизонта;

S^l – площадь на одну скважину, $\text{km}^2/\text{скв.}$

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

$$K_3 = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) A;$$

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

где: K_{3H} – доля отбора подвижных запасов нефти за безводный период разработки, условно безводным можно считать период эксплуатации скважины с обводненностью менее 5%; K_{3K} – потенциально возможная конечная доля отбора подвижных запасов нефти. Данные коэффициенты учитывают неравномерность вытеснения нефти водой в добывающие скважины; μ_0 - коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях.

$$K_{3H} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \nu^2}$$

$$K_{3k} = 1/(0,95 + 0,25 \cdot v^2);$$

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \left(1 + \mu_* \right) \frac{\mu_h \gamma_e}{\gamma_n}$$

где: μ_* – соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях ($\mu_* = (\mu_h / \mu_e) \cdot K_2^{1,5}$).

v^2 – расчетная послойная неоднородность пластов, данный параметр является комплексным, объединяющим различные виды неоднородности, действующие взаимно, независимо и одновременно.

V_I^2 – действительная послойная неоднородность.

Для расчета послойной неоднородности определяется проницаемость и квадрат проницаемости для каждого слоя в каждой скважине. Проводится осреднение полученных проницаемостей и их квадратичных значений для каждой скважины по горизонту в целом:

$$\overline{V_{1(2)}^2} = \frac{\sum V_{1(2)}^2}{n}$$

Затем осуществляется переход к неограниченно большой совокупности:

$$V_1^2 = 2 \cdot \frac{\overline{V_{1(2)}^2}}{1 - \overline{V_{1(2)}^2}}$$

Аналогичным образом определяется зональная неоднородность (V_{zon}^2), только вместо слоев используются скважины.

V_2^2 – геометрическая неоднородность (неравномерность) вытеснения нефти водой в однородном слое, обусловленная точечностью и геометрией точек расположения источников и стоков, а также различием подвижностей вытесняющей воды и нефти:

$$V_2^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(M-1)^2}{M} \cdot \frac{2 \cdot \mu_*}{1 + \mu_*}$$

V_3^2 – расчетная зональная неоднородность, характеризующая неравномерность стягивания фронтов вытесняющей воды с разных сторон от различных нагнетательных скважин к стягивающей добывающей скважине:

$$V_3^2 = \frac{\frac{V_{zon}^2}{n_*} + 1}{\frac{V_{zon}^2}{n_*} + 1}$$

Таким образом, расчетная послойная неоднородность определяется по следующей формуле:

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

$$\mu_* = \frac{\mu_h}{\mu_e} \cdot K_\phi$$

где: K_ϕ – фильтрационный коэффициент.

$$K_{\phi} = K_2^{1,5}$$

Значения коэффициентов охвата, заводнения и конечного нефтеизвлечения, рассчитанных для разных вариантов, по каждому объекту, с учетом геологического строения и неоднородности приведены в таблице 4.3.1.

Высокая неоднородность и расчлененность пластов играет очень важное значение при сопоставлении расчетных КИН (КИН рассчитанные по коэффициентной методике) с показателями разработки по вариантам (КИН к концу рентабельного периода разработки) в связи с тем, что в коэффициентной методике невозможно достоверно оценить степень влияния неоднородности пластов на конечную нефтеотдачу, т.к. для этого нужно выполнять динамический расчет на основании фактических показателей эксплуатации скважин и их интерференции.

Как и в настоящее время, разработка залежей II-объекта месторождений будет реализовываться с искусственным поддержанием пластового давления посредством внутриконтурного заводнения.

С целью обоснования КИН рассмотрены 3 варианта разработки, которые отличаются количеством ввода в эксплуатацию новых добывающих скважин (переводом с другого объекта или из бурения), применением новых технологий (ОРЭ) в целях увеличения степени выработки.

Исходя из этого, по результатам расчета КИН по коэффициентной методике, можно заключить, что наиболее оптимальным является 3 вариант.

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

Объекты	Горизонт	Запасы, утвержденные ГКЗ			Варианты	Расчетные коэффициенты, доли ед.			
		НГЗ, тыс.т	НИЗ, тыс.т	КИН, доли ед.		K ₁	K ₂	K ₃	КИН
I	Ю-0-1	411	55	0,134	1	0,738	0,643	0,283	0,143
					2	0,738	0,643	0,283	0,143
					3	0,738	0,643	0,283	0,143
II	Ю-0-2а, Ю-0-2б, Ю-I	2843	607	0,214	1	0,929	0,665	0,271	0,167
					2	0,929	0,665	0,313	0,193
					3	0,929	0,665	0,346	0,207
III	Ю-III	3697	2070	0,560	1	0,947	0,680	0,665	0,428
					2	0,947	0,680	0,762	0,491
					3	0,947	0,680	0,869	0,560

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

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

Экономический анализ проведен по трем вариантам для оценки возможных финансовых и экономических последствий реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов.

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

Результаты расчетов:

Рентабельный период составил:

- 1 вариант – 2023 - 2042 гг.
- 2 вариант – 2023 - 2039 гг.
- 3 вариант – 2023 - 2042 гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период составляет:

- 1 вариант – 0,0 млн. тенге.
- 2 вариант – 160,5 млн. тенге.
- 3 вариант – 3 587,6 млн. тенге.

Месторождение находится на поздней стадии разработки и не требует капитальных вложений. По второму и третьему варианту капитальные затраты предусмотрены на проведение ГТМ. Первый вариант не предусматривает ГТМ.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

- 1 вариант – 68 507,2 млн. тенге.
- 2 вариант – 69 414,6 млн. тенге.
- 3 вариант – 97 807,0 млн. тенге.

Накопленные дисконтированные поступления Государства за рентабельный период составляют:

- 1 вариант – 39 284,8 млн. тенге.
- 2 вариант – 42 220,9 млн. тенге.
- 3 вариант – 51 502,5 млн. тенге.

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

величину:

1 вариант – 26 432,7 млн. тенге.

2 вариант – 28 483,0 млн. тенге.

3 вариант – 33 546,3 млн. тенге.

Максимальный ЧПС достигается по третьему варианту, бурение скважины приносит недропользователю дополнительный доход. Таким образом, рекомендуемым является третий вариант с максимальным ЧПС недропользователя.

Таблица 5.1 – Технико-экономические показатели вариантов разработки

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
Рентабельный период	период	2023 - 2042	2023 - 2039	2023 - 2042
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	383	386	426
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	98,7	100,4	105,9
Проектный уровень добычи природного газа	млн.м ³ /год	30,6	30,8	34,1
Проектный уровень закачки воды	млн.м ³ /год	83,0	107,5	212,6
Темп отбора при проектном уровне	%	3,5	3,6	3,8
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	сквж	27	27	35
добывающих	сквж	26	24	30
нагнетательных	сквж	1	3	5
Ввод новых скважин из бурения	сквж	0	0	8
Нефтедобывающих	сквж	0	0	8
Накопленные показатели за рентабельный срок разработки				
добыча нефти	тыс. т	755	797	1 042
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	2 538	2 579	2 824
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м ³	278	278	260
добыча жидкости	тыс. т	6 523	5 854	7 328
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	10 041	9 372	10 846
закачка воды	млн. м ³	715	964	2 973
закачка воды с начала разработки	млн. м ³	2 053	2 302	4 310
Коэффициент извлечения нефти	%	34,20%	34,76%	38,06%
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	96,85%	94,96%	95,37%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	143 704,8	148 146,4	200 809,1
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	0,0	160,5	3 587,6
в строительство скважин	млн. тг	0,0	107,0	3 061,8
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	0,0	53,5	525,9
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	68 057,2	69 414,6	97 807,0
производственные расходы	млн. тг	13 835,6	13 886,8	21 716,0
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	7 431,0	7 720,1	10 849,3
непроизводственные расходы	млн. тг	46 790,6	47 807,6	65 241,8
в т.ч. налоговые платежи от ФОТ АУП	млн. тг	526,3	545,6	698,6
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(вкл в с/с)	млн. тг	69 631,2	71 081,3	102 404,1
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	69 741,5	71 204,8	102 899,7
Чистые недисконтированные поступления				
- Поток денежной наличности	млн. тг	45 789,6	47 724,4	61 168,6
- Поступления Государству	млн. тг	69 470,9	71 226,3	94 381,7
Чистые дисконтированные поступления				
- после налогообложения				

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	26 432,7	28 483,0	33 546,3
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	22 733,8	24 618,9	28 260,5
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	19 549,9	21 228,9	23 713,9
- бюджета Государства				
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	39 284,8	42 220,9	51 502,5
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	33 703,5	36 490,1	43 670,3
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	28 944,0	31 486,0	37 026,9
Индекс доходности (PI)				
при 0% дисконта	ед.	-	298,427	18,050
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	-	192,102	11,336
при ставке дисконта в 15%	ед.	-	170,364	9,955
при ставке дисконта в 20%	ед.	-	151,217	8,731

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Задачей данной главы является оценка технических возможностей реализации проектных показателей разработки и определение отсутствия (или наличия) реальных осложнений, требующих специальных проектно-технологических решений.

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 устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

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

На дату составления Дополнения к Проекту разработки (на 01.01.2023г.) добыча нефти на месторождении Акшабулак Южный осуществляется фонтанным и механизированными способами. При механизированной эксплуатации скважины эксплуатируются при помощи установок штанговых глубинных насосов (УШГН) и установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

По состоянию на 01.01.2023г. весь пробуренный фонд скважин составляет 42 ед. В эксплуатационном фонде добывающих скважин числится скважины - 17 ед., из них 2 скважины эксплуатируются фонтанным способом, 15 скважин механизированными способами эксплуатации все скважины в работе.

В эксплуатационном фонде нагнетательных скважин числится скважины - 1 ед., скважина №272 находится в простое. В наблюдательном фонде числится 12 скважин, в консервации 4 скважины, всего ликвидировано 8 скважин.

В таблице 6.1.1 приведены технологические показатели эксплуатации скважин рекомендуемого варианта. Ожидается ввод из бурения 8 новых скважин из бурения. Показаны среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут ., обводненность.

Скважины планируется эксплуатировать фонтанным и механизированным способами, при помощи УШГН, УЭЦН.

Таблица 6.1.1 – Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки

Способ эксплуатации	Показатели	Годы																			
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Фонтан, Механизированный способ	Ввод скважин	5	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	25	28	27	27	26	26	24	24	24	24	24	24	24	23	22	22	22	22	22	22
	Дебит по жидкости, тн/сут:																				
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	49,6	39,2	41,1	43,2	43,7	44,6	46,4	49,9	50,5	53,1	53,4	53,7	54,0	54,3	51,5	45,7	42,8	42,9	44,9	44,9
	Средняя обводненность, %	64,8	67,4	73,0	76,9	79,7	82,4	83,6	84,7	86,3	87,7	88,8	89,8	90,7	91,5	92,2	92,7	93,3	94,0	94,7	95,4

6.1.1 Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промышленной характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и заданных условий эксплуатации скважин, рекомендуемого варианта разработки.

6.1.2 Условия фонтанирования скважин

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

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

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

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

При эксплуатации скважин с забойным давлением выше давления насыщения среднее значение газового фактора должно оставаться постоянным на ранних стадиях разработки месторождения. Для этих условий на рисунках 6.1.1 - 6.1.3 приведены графики работы I, II, III Объектов разработки и подъёмника диаметром соответственно 73 мм, по которым можно выбрать режим эксплуатации скважин в зависимости от устьевого давления.

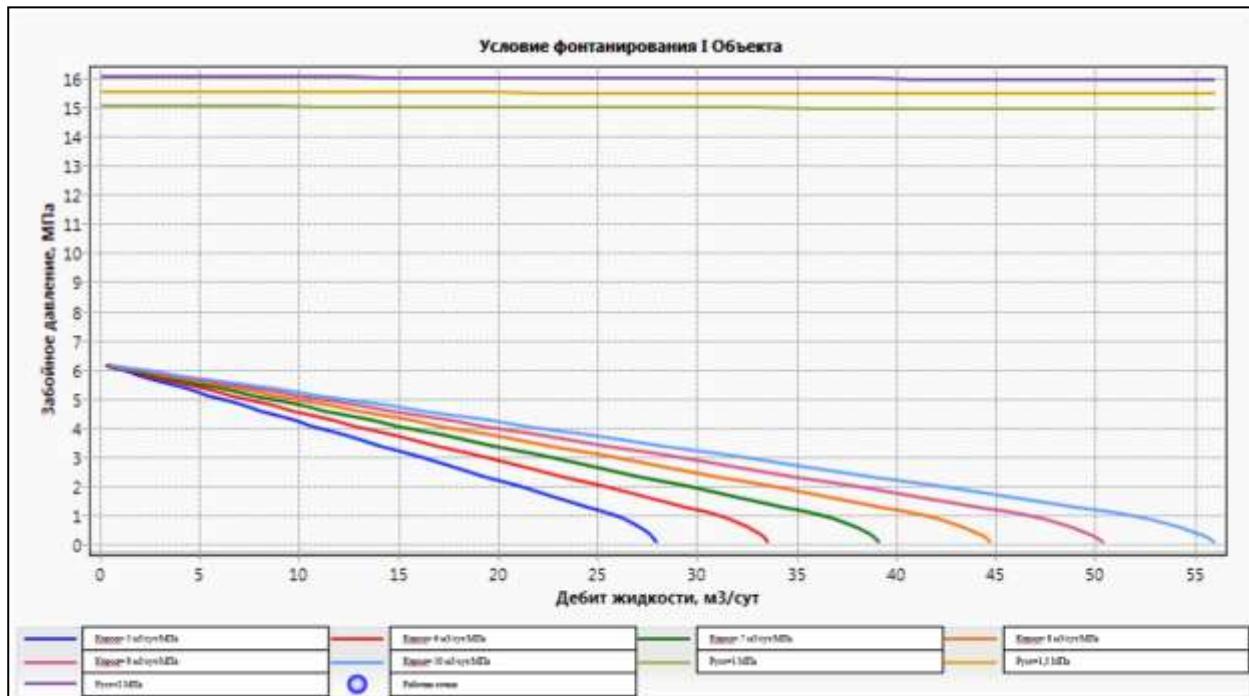


Рисунок 6.1.1 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (I объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.1), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины I Объекта механизированными способами.

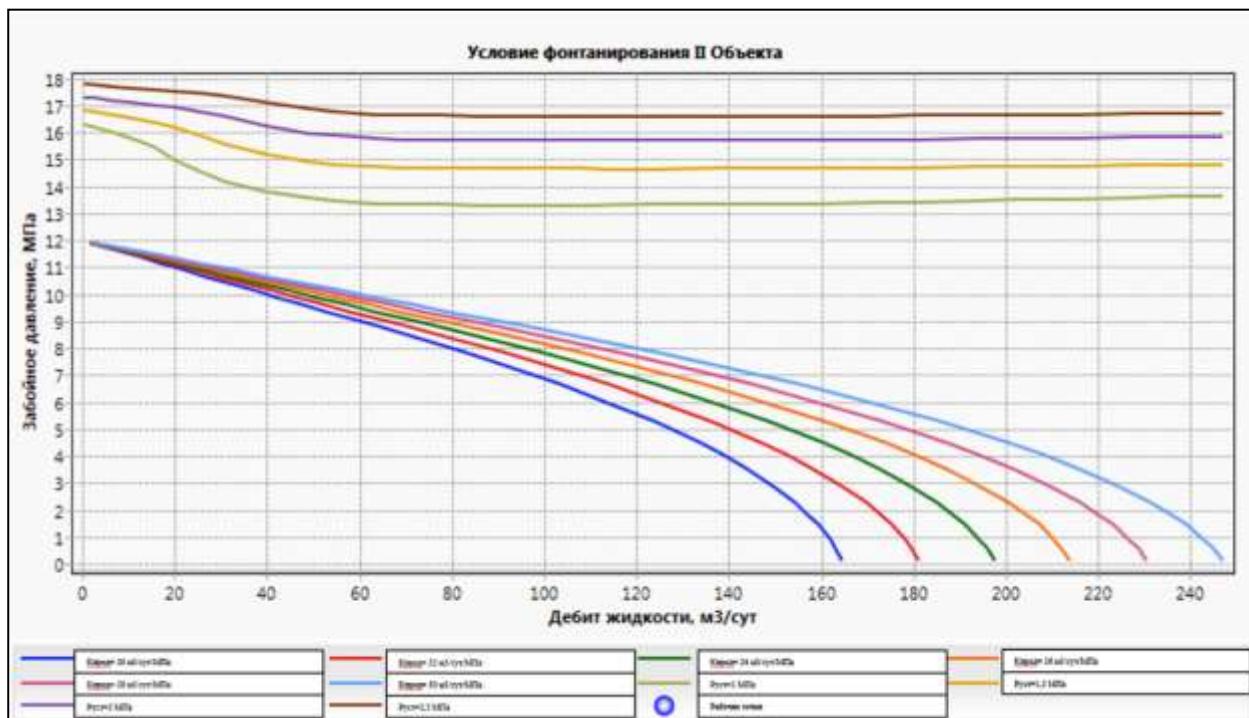


Рисунок 6.1.2 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (II объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.2), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с

этим рекомендуется эксплуатировать скважины II Объекта механизированными способами.

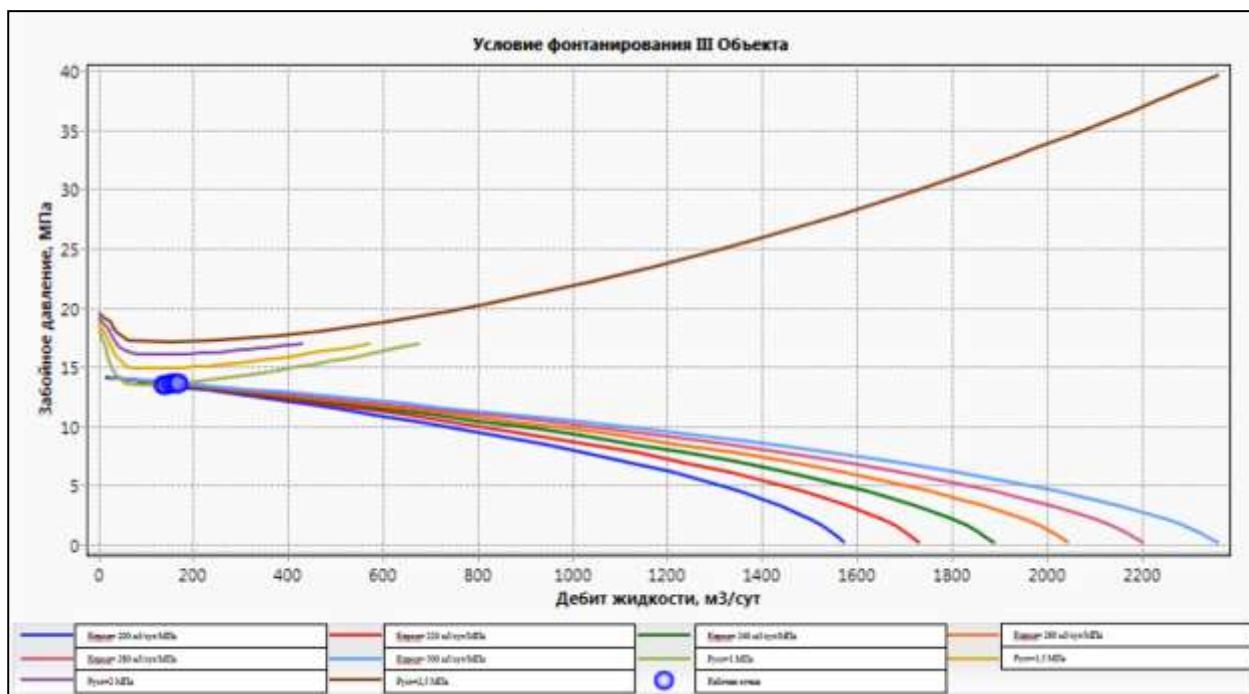


Рисунок 6.1.3 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (III объект)

Согласование работы III Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм (рисунок 6.1.3) условие фонтанирования возможно при $P_u = 1$ МПа, с $P_{заб}$ от 13 до 14 МПа, при Коэффициенте продуктивности пласта от 200 до 300 м³/сут/МПа.

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

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

6.1.3 Обоснование выбора оборудования и режимов работы механизированных скважин

Обоснование выбора устьевого оборудования.

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

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

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

Фонтанная арматура выбирается (по условиям принятого варианта разработки и условиям эксплуатации месторождения) крестового типа на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI по АНИ) типа «АФК1-65x21», по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ, для холодной климатической зоны, которая обеспечивает возможность соединения скважинного предохранительного устройства с системой управления им.

Фонтанная арматура включает трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами, одна ручного, другая пневматического управления, а также с двумя задвижками на каждом боковом отводе, три из которых с ручным и одна с пневматическим закрытием, работающих в режиме автоматического управления. Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы.

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия клапана отводящих линий, главного и предохранительного клапанов), которые управляют всеми приводами трёх запорных устройств, с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах. Панели оборудованы гидравлическим контуром, управляющим предохранительными клапанами, в то время как главные и клапаны на боковых отводах управляются пневматически;
- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, во избежание затвердевания парафиновых осадков.

Обоснование выбора внутрискважинного оборудования.

Всё оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из материала в соответствии с условиями работы скважин, в составе продукции которых содержится углекислый газ и сероводород. При переводе скважин с фонтанной на механизированный способ добычи, это будет связано с увеличением обводненности продукции скважин, применяемые подъемные трубы (НКТ) можно использовать и в дальнейшем с соответствующим внутрискважинным оборудованием.

Выбор внутрискважинного оборудования

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

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

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

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

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

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

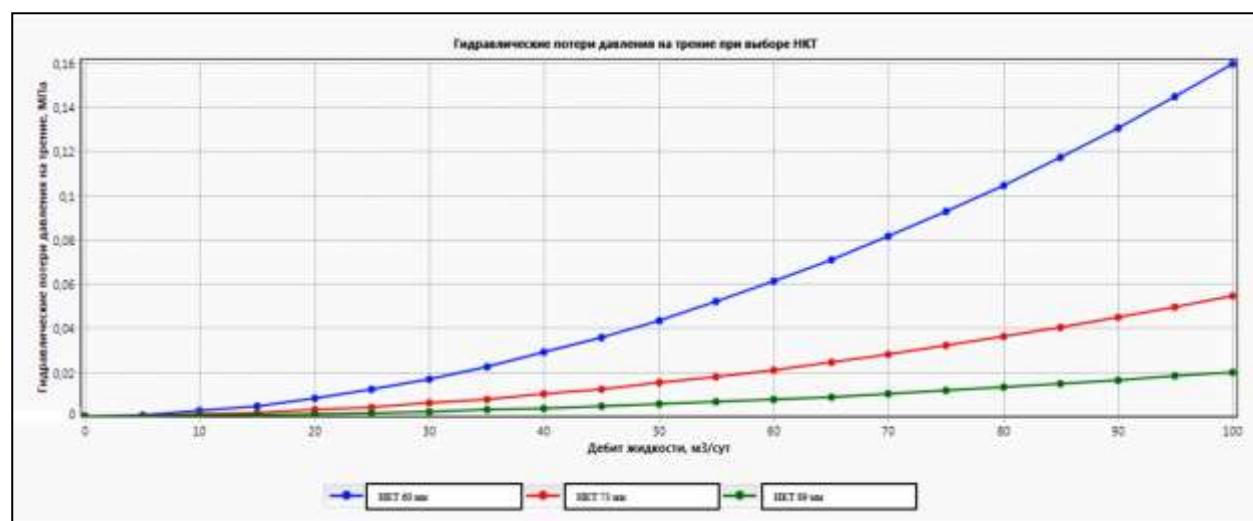


Рисунок 6.1.4 – Зависимость гидравлического потери давления на трение от дебита скважины

По расчету при спуске насосно-компрессорных труб до заданной глубины, согласно технологических условий эксплуатации на нефтедобывающих скважинах месторождения

Акшабулак Южный наиболее удовлетворяет компоновка подъёмника с условным диаметром 73 мм, т.к. является более эффективной, позволяя пропускать значительные объёмы жидкости с минимальными потерями давления. Компоновка НКТ диаметром 73 мм по стоимости обходится дешевле компоновки НКТ диаметром 89 мм, наиболее рекомендуемый вариант- это применение НКТ диаметром 73 мм.

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

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

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

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

Условия эксплуатации на месторождении Акшабулак Южный накладывают определённые условия при выборе подземного оборудования.

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

Рекомендованные конструкции эксплуатационных колонн диаметром 168мм с диаметром подъемных труб 73 мм позволяют оборудовать их клапаном-отсекателем наружным диаметром 117,48мм (внутренний диаметр 60,43мм) на рабочее давление 25 МПа. Наиболее надежными являются трубные, съемные, механические. Над пакером располагается разъединитель колонны с замком, позволяющий осуществить отсоединение или соединение

НКТ и пакера. Надпакерное кольцевое пространство заполняется жидкостью, обработанной ингибитором коррозии, поглотителем кислорода и антибактериальным средством. Под пакером устанавливается хвостовик с воронкой для посадки в ней измерительных приборов и пробки с помощью канатной техники.

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

6.1.4 Обоснование и выбор оборудования технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин

Технология одновременно-раздельной эксплуатации скважин

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче предлагается использование установок штангового глубинного насоса (УШГН) и установки электроцентробежного насоса (УЭЦН), хорошо зарекомендовавший себя на месторождении.

Технические характеристики действующего фонда скважин, оборудованных УШГН

УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и среднедебитных скважинах ($2,5 \leq Q_{ж} \leq 100 \text{ м}^3/\text{сут}$) малой и средней глубины (до 1500 м). К преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), отсутствие дефицита и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

Скважинное оборудование УШГН характеризуется многообразием типоразмеров. К.п.д. установки составляет 50-60 % при коэффициенте наполнения насоса 0,8÷1,0. Для лучшей работы УШГН давление на приеме насоса должно быть $p_{пр} > 0,35÷0,7 \text{ МПа}$. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости μ до 200 МПа·с и содержании песка до 10 %.

Надежная работа УШГН возможна при правильном подборе оборудования, соответствии технологического режима эксплуатации скважины, качественном выполнении монтажных работ и точном уравновешивании, а также при своевременных профилактических ремонтах и смазках.

В процессе эксплуатации станка-качалки необходим контроль за состоянием сборки, крепления подшипников, затяжки кривошипных и верхних пальцев на шатуне, а также за уравновешиванием, натяжением ремней и отсутствием течи масла в редукторе и т.п. Кроме того, следует проверять соответствие мощности и скорости вращения вала электродвигателя

установленному режиму работы станка-качалки. При подключении электродвигателя необходимо, чтобы кривошипы вращались по стрелке, указанной на редукторе.

Устьевое оборудование

На устьях скважин насосные трубы подвешены при помощи планшайбы устанавливаемой на колонном фланце. В верхнюю муфту над планшайбой ввинчивается тройник для отвода жидкости в выкидную линию. Для герметизации полированного штока используется сальниковое устройство. Набивка сальника уплотняется съемной гайкой.

Колонна насосных штанг присоединена к головке балансира СК через полированный шток. Полированные штоки работают внутри тройника – сальника, что обеспечивает хорошую герметизацию устья. С помощью канатной подвески полированный шток присоединен к головке балансира станка-качалки.

При эксплуатации УШГН рекомендуется применение станков-качалок типа СК-6, СКД-8, ПШГН-8.

Внутрискважинное оборудование

Для подъема жидкости на поверхность рекомендуются скважинные насосы вставного исполнения 25-150/125-RHMB, 25-175-RHMB, 25-150-RHAM, 25-175 -RHAM. Насосы спускаются в скважину (140, 168 мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ диаметром 73 мм.

Принцип работы глубинных насосов заключается в поступательно-возвратном движении плунжера, в процессе которого производится всасывание и нагнетание жидкости через внутреннюю полость насоса в насосно-компрессорные трубы. Насосно-компрессорные трубы служат для подвешивания насоса на заданной глубине и лифтом для подъема жидкости из скважины на выкидную линию скважины.

Применение на добывающих скважинах штанговых глубинных насосов дает возможность оперативно изменять параметры работы скважины в зависимости от ситуационной характеристики, посредством увеличения\уменьшения длины хода штока, либо числа качаний. В зависимости от добывочных возможностей скважины могут применяться насосы различных диаметров.

Применяемая колонна штанг диаметром 19 и 22 мм является рациональной для скважин, оборудованных станками-качалками. Компоновка труб и штанг по размеру и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам, применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствуют добывным возможностям скважин.

Технические характеристики действующего фонда скважин, оборудованных УЭЦН

Устьевое оборудование

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

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

На рисунке 6.1.1 представлена устьевая арматура без внесенных устьевого патрубка с отборником проб, клапана перепускного и трубной подвески.

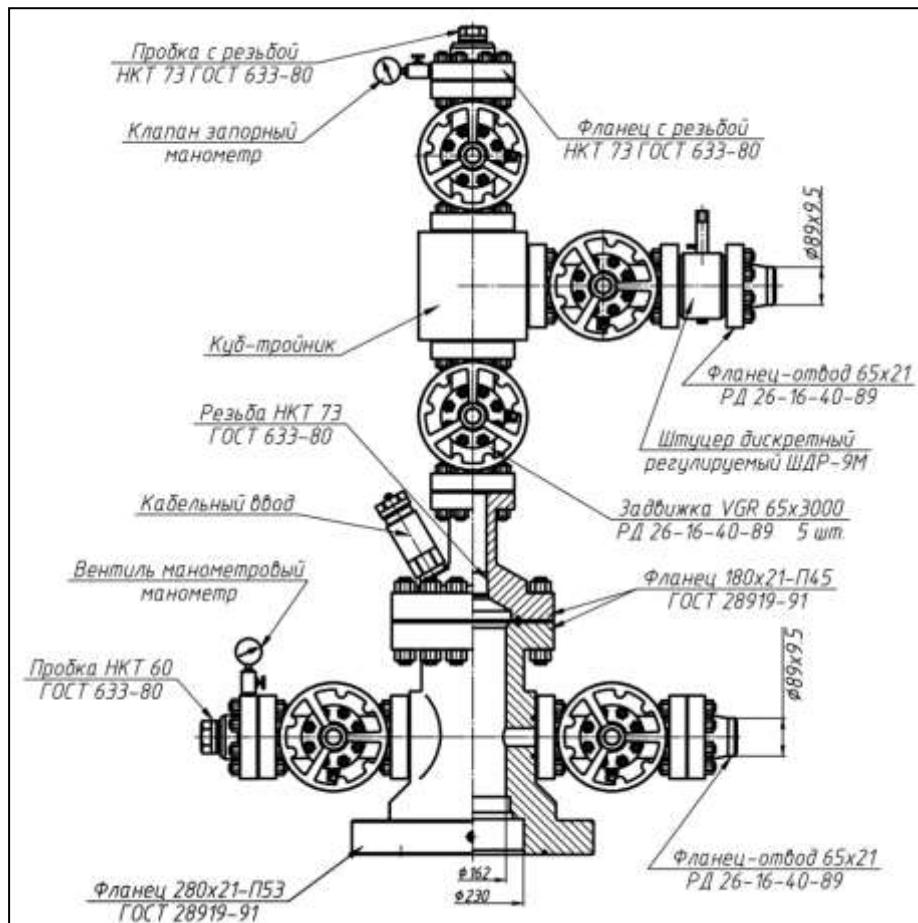


Рисунок 6.1.5 – Устьевая арматура УЭЦН

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

Проекция скважины поступает через боковое отверстие трубной подвески, а сброс давления из затрубного пространства производится через встроенный в корпус трубной подвески перепускной клапан.

Наземное оборудование электроцентробежных установок представлено автоматическими станциями управления типа Электон-05 и Триол АК06 с частотно-регулируемыми приводами с обратной связью с ГНО посредством комплектной погружной телеметрии (станции имеют множество настроек для работы с УЭЦН и графическую панель отображения информации), масляным повышающим трансформатором для УЭЦН (типа ТМПН), газоотделительной электро-коробкой, площадкой и линиями электро-кабелей.

Внутрискважинное оборудование

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

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной, секционный, многоступенчатый электроцентробежный насос (ЭЦН);
- газостабилизирующее устройство газосепаратор, диспергатор (или объединенный вариант);
- гидрозащиту предназначенную для предохранения электродвигателя от проникновения в него пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя с затрубным;
- погружной электродвигатель (ПЭД) с погружным датчиком телеметрии;
- обратный и сливной клапаны (на НКТ);
- погружной электро-кабель (трехфазный в оплете из оцинкованной или коррозионностойкой стали)

Выбранное и установленное механизированное оборудование позволяет обеспечивать:

- надежную и безаварийную работу скважин;
- устанавливать необходимый режим и вести заданный отбор продукции;
- высокий коэффициент полезного действия и межремонтный период работы оборудования;
- возможность осуществления контроля и регулирования процесса разработки и режима работы скважин.

В целом условия для эксплуатации УЭЦН на месторождении Акшабулак Южный являются благоприятными – низкая вязкость флюида, невысокие температуры и концентрация

агрессивных компонентов, не большая глубина пластов и оптимальные размеры э/к.

Указанные факторы сказываются на наработке УЭЦН, которая продолжает расти.

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

В процессе эксплуатации внутристеклянного и наземного оборудования месторождения Акшабулак Южный, выявляются такие виды осложнений, как: коррозия скважинного и наземного оборудования, пескопроявления а также учитывая физико-химический состав добываемой продукции парафинотложение.

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

Мероприятия по борьбе с асфальто-смолистыми парафиновыми отложениями

В процессе эксплуатации скважин месторождения Акшабулак Южный возникают осложнения, связанные со специфической особенностью нефти – содержанием в ней тяжелых углеводородов: парафина – 7,3 %. Нефть является легкой (плотность нефти составляет $0,697 \text{ г}/\text{см}^3$), также малосернистой (0,125 % масс), малосмолистой (6,55 % масс). Содержание в нефти парафиновых отложений приводит к снижению производительности скважин и осложнениям при эксплуатации за счёт отложений их на забое и прифильтровой зоне, а также на стенках НКТ и трубопроводов системы сбора и транспорта нефти.

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

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

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

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ШГН, в настоящее время преобладают: промывка скважин и выкидных линий горячей нефтью и горячей водой.

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

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

В настоящее время на месторождении осуществляется механическое скребкование ствола НКТ скребками лезвийными (с ножами) для УДС, D -58 мм. Длина скребка - 1900 мм. Масса - 10кг. Назначение УДС (установка депарафинизации скважин): механическая очистка от парафина труб НКТ фонтанных и оборудованных ЭЦН нефтяных скважин

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ШГН, на месторождении применяется обработка горячей водой (ОГВ), выкидных линии и ствола НКТ через затрубное пространство скважин с применением диспергатора парафина марки Рандап-6028 (РуанНалко), PDH-4060 (HIMRON) из расчета на 1 м³ теплоносителя – 1-2 литра диспергатора парафина.

Таблица 6.2.1 – Выполнение проведенных обработок на месторождении Акшабулак Южный

Год	ОГВ	ПГВ	СПО
2019	36	21	3
2020	38	18	4
Итого:	74	39	7

За отчетный период на месторождении Акшабулак Южный были проведены различные мероприятия по борьбе осложнениями связанных с АСПО. Объем проводимых мероприятий составил 120 скважино-операций, в т.ч.: Обработка горячей водой (ОГВ) с применением диспергатора парафина в концентрации 1 л/м³ -74 скв-операция, также были проведены 7 операции по очистке парафина скребками методом скребирования полости НКТ (СПО). При проведении горячих обработок скважин нефтью или водой (ОГН и ОГВ) применяется РАНДАП-6021- диспергатор парафина. Использование данного реагента направлено на предотвращение повторных АСПО при снижении температуры несущей жидкости после проведения ОГН.

Для прочистки выкидных линий скважин используются скребки. На выкидной линии на устье скважины встроена камера запуска скребка, по виду – раструб, врезанный в выкидную линию. Запущенный скребок по шлейфу двигается вместе с потоком жидкости, собирая всевозможные сгустки парафиновых отложений со стенок трубы. На пункте сбора нефти приемные линии оборудованы емкостью, в которую сбрасываются собранные скребком сгустки парафиновых отложений и сам скребок. Таким образом, прополивается внутренняя полость труб. Скребки бывают различных видов: шарики, змеевики и др. Данные мероприятия

по защите от АСПО на месторождении Акшабулак Южный являются эффективными. За отчетный период были проведены промывки выкидных линий (ПГВ) с применением диспергатора парафина в концентрации 1 литр на 1м³ в объеме 39 операции.

Как следует из представленных данных проблема защиты промыслового оборудования от АСПО продолжает оставаться весьма значительным. Также необходимо проводить работы по выбору других эффективных методов удаления парафиноотложений на основе проведения специальных комплексных лабораторных исследований.

Мероприятия по борьбе с коррозией скважинного и внутрипромыслового оборудования

Пластовые воды меловых продуктивных горизонтов М-II-1, М-II-2 месторождения Акшабулак Южный по классификации В. А. Сулина представляют собой рассолы хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Величина общей минерализации варьирует от 51,7 до 79,6 г/дм³, в среднем составляя 57,6 г/дм³, при средней плотности 1,05 г/см³. Воды жесткие, величина общей жесткости достигает до 200 мг-экв/дм³. Коэффициент метаморфизации $r\text{Na}/r\text{Cl} = 0,79 - 0,88$. Характеристика пластовых вод юрского горизонта Ю-III приводится по одной пробе воды, полученной со скважины №207. Воды представляют собой рассолы хлоркальциевого типа с минерализацией 113,5 г/дм³ и плотностью воды 1,066 г/дм³. Воды метаморфизованные, коэффициент $r\text{Na}/r\text{Cl} = 0,88$, жесткие, величина общей жесткости составляет 449,0 мг-экв/дм³. Реакция среды нейтральная, pH = 6,4.

Присутствие в пластовых водах большого количества ионов хлора и сульфата может инициировать локальную коррозию и внедряются в пассивирующие поверхность металла оксидные или сульфидные плёнки, способствует их локальному растворению и, тем самым, инициирует локальные коррозионные процессы в виде язв и питтингов. Присутствие значительного количества сульфатов в подготовленных водах может инициировать появление сероводорода в газе по отдельным скважинам. По теории микробной сульфатредукции из 100 мг/л сульфатов, в идеальных условиях, может образоваться около 10 мг/л биогенного сероводорода.

Для защиты от коррозии системы сбора и подготовки нефти применяется ингибиторы коррозии марки РАНКОР-1105 ТОО «Рауан Налко» с дозировкой 25 гр/м³. Ингибитор коррозии РАНКОР-1105 предназначен для коррозионной защиты наземного оборудования и коллекторов системы водоподготовки начиная от трехфазных сепараторов на центральном пункте подготовки нефти (ЦППН), установке предварительного сброса воды (УПСВ), до

технологических линий и оборудования блочно-кустовых насосных станции (БКНС), а также внутрипромысловых коллекторов, транспортирующие высокообводненную жидкость.

Для подавления и контроля роста СВБ (сульфатвосстановливающие бактерии) и для защиты от биокоррозии нефтепромыслового и газодобывающего оборудования, контактирующего со средами носителями, зараженными СВБ бактериями на месторождении Акшабулак Южный применяется бактерицид марки Ранцид-7009 ТОО «Рауан Налко» с дозировкой 40гр/м³.

Как и при парафиноотложении, предотвращение отложений солей является гарантией безаварийной эксплуатации скважин и промыслового оборудования. В целях проведения ОГВ и обработки добываемых пластовых вод используется ингибитор солеотложений марки «Ранскайл»-4115 производитель ТОО «Рауан-Налко» (предназначен для предотвращения отложения и осадкообразования различных солей на оборудовании скважин при обработках ОГВ, в частности для предотвращения образования сульфата бария, карбоната кальция и сульфата стронция) с дозировкой (1литр на 10 м³ теплоносителя для обработки скважин, 90 грамм/м³).

С целью предупреждения порывов и разливов нефти на нефтепромысле рекомендуется проведение периодического ультразвукового контроля толщины, нижней образующей нефтепроводов.

Своевременное применение мероприятий по защите от коррозии обеспечит надежность эксплуатации оборудования. Необходимо предусмотреть организацию коррозионного мониторинга – наблюдение за скоростью коррозии всех видов, контроль эффективности применяемых методов защиты.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с пескопроявлением в ходе эксплуатации скважин

В большинстве случаев вынос песка в скважину объясняется действием сил трения и образующимся при этом градиентом давления при фильтрации жидкости в скважину. При высоких градиентах давления и недостаточной прочности цементного материала зерна песчаника отделяются от основной массы и выносятся в скважину.

Добиться продуктивности скважин особенно трудно там, где пластовые пески склонны к разрушению. При выносе песка наиболее существенным осложнением является образование песчаных пробок в эксплуатационных и лифтовых колоннах скважин, которые ограничивают ее производительность. Для восстановления продуктивности скважин обычно используют следующие методы:

- удаление пробки промывкой или желонированием;

- установка на забое скважин специальных средств задержания песка;
- снижение дебитов в целях уменьшения интенсивности выноса песка из пласта в скважину;
- увеличение скорости движения жидкости в трубах, либо применение лифтовых труб меньшего диаметра.

Наиболее простым методом является установка средств механического задержания песка. Для этой цели используются проволочные, щелевые и намывные гравийные фильтры. При применении этого метода борьбы с пескопроявлением важным конструктивным аспектом является правильный выбор ширины щелей или размера пор гравия по отношению к диаметру частиц выносимого из пласта песка. Применение щелевых фильтров с гравийной насыпкой не требует специальной конструкции забоя скважин.

В целом методы борьбы с выносом песка условно подразделяются на:

- химические способы (обработка песка в пласте);
- механические способы (перекрытие песка на забое).

К химическим методам относят искусственное закрепление рыхлых песков путём ввода в пласт цементирующих веществ или образования их непосредственно в пласте путём окисления нефти.

Механический способ заключается в экранировании скважины от песка путём спуска на забой различного рода фильтров или образование их на месте путём намывки.

В настоящее время на месторождении Акшабулак Южный, проблему, связанную с песчаными пробками в скважинах решается посредством устройства Десендера (УСПШ - установка скважинная пескозащитная) использующее принцип разделения фаз в поле центробежных сил и ускорения струи в кольцевом ускорителе. Пластовая жидкость с песком поступает через входные отверстия в полость корпуса и далее в рабочую область шнекового сепаратора. В процессе закручивания потока в поле центробежных сил происходит разделение твердой и жидкой фаз: твердые частицы, имеющие более высокую плотность, «отжимаются» к периферийной части шнека. Затем поток смеси поступает в кольцевой ускоритель со спиральными пазами, на выходе из которого он резко увеличивает скорость – как линейную составляющую, так и угловую, что позволяет улучшить качество сепарации. Песок попадает в контейнер-пескосборник, очищенная жидкость через всасывающий патрубок поступает в насос. Коэффициент сепарации песка фракций размером $\leq 0,1$ мм (в оптимальной области дебитов) 95%. Минимальный размер сепарируемых частиц, 5 мкм. Твердость рабочих поверхностей шнека и запорного элемента, не менее - 55HRCЭ. с использованием шнека №30 в оптимальной зоне применения для дебитов 35-70м3. Во время проведения ПРС и КРС

проводят работы с обратной промывкой скважин от песчаных пробок. На выкидных линиях скважин образование песчаных пробок не наблюдалось.

Применение десендеров хотя и не решает проблему полностью, но позволяет увеличить наработку оборудования на отказ за счет частичной сепарации крупных фракций механических примесей и защиты насоса от залповых выбросов песка, однако использование этого оборудования будет наиболее эффективным в сочетании с технологиями крепления призабойной зоны пласта.

Таким образом мероприятия, проводимые по борьбе с АСПО на месторождении Акшабулак Южный показывают высокую эффективность и позволяют повысить производительность скважин.

В таблице 6.2.2 приведены выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин.

Таблица 6.2.2 – Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	На период прогноза	Тепловые методы удаления АСПО: ОГН, ОГВ	Добывающие скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Согласно графика	-
2		Механические методы удаления АСПО: (скребки, парафинорезки).	Добывающие скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Согласно графика	-
3		Ввод ингибиторов коррозии	Нагнетательные скважины, трубопроводы, промысловое оборудование и на вход резервуара пластовой воды	Постоянно	-
4		Промывка песчаных пробок	Добывающие скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Согласно графика	-

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы и контроля за разработкой.

Существующая система сбора продукции скважин

Система сбора и подготовки нефти и газа на месторождении Акшабулак Южный осуществляется на групповой установке ГУ-2 месторождения Акшабулак. Объект ГУ-2 находится в консервации. После замера газожидкостная смесь по общему сборному коллектору Ø300 мм протяженностью 3160 км поступает на ЦППН Акшабулак, где далее происходит разделение смеси и подготовка нефти до товарного качества.

Сооружения групповой установки месторождения «Акшабулак» предназначен для сбора, дегазации и откачки пластовой жидкости для дальнейшей подготовки нефти на ЦППН «Акшабулак».

Существующая система сбора и подготовки скважинной продукции

По состоянию на 01.01.2023 год фонд добывающих скважин составляет 17 ед.: №35, 36Д, 37, 38, 45, 46, 52, 55, 56, 57, 59, 61, 63, 64, 65, 66 и 273.

Газожидкостная смесь с 13 добывающих скважин по выкидным линиям поступает в автоматизированную групповую замерную установку для замера дебита скважинной продукции.

После замера газожидкостная смесь поступает на ЦППН Акшабулак. Скважинная продукция добывающего фонда по обходному трубопроводу Ø219x8 мм поступает на ЦППН (Цех подготовки и перекачки нефти) месторождения Акшабулак.

Технологическая схема системы сбора и транспортировки скважинной продукции месторождения Акшабулак представлена на рисунке 6.3.1.

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) предназначен для подготовки добываемой нефти со скважин до товарного качества, с последующей транспортировкой и

перекачкой по магистральному нефтепроводу (МН) «Акшабулак-Кумколь» на головную нефтеперекачивающую станцию (ГНПС) «Кумколь».

ЦПН Акшабулак

На ЦПН поступает продукция со скважин эксплуатационного фонда месторождения Акшабулак Центральный, Акшабулак Восточный, Акшабулак Южный, Нуралы и Аксай.

Поток нефтегазовой смеси с ГУ по нефтеуборочному коллектору поступает на входной манифольд ЦПН (Рис.6.3.2), далее нефтегазожидкостная смесь подается в трехфазный сепаратор ТФС I-ступени и тестовый сепаратор. Для доведения нефти до требований, предъявляемых к товарной продукции по содержанию воды и соли, после замерной установки в нефтегазожидкостную смесь вводится деэмульгатор. Подача деэмульгатора в трубопровод осуществляется насосом, входящим в состав дозирующего устройства.

На I-ступени сепарации в трехфазном сепараторе происходит разделение газожидкостной смеси на газ, нефть и пластовую воду. Отделившийся в сепараторе газ направляется в теплообменник. После теплообменника нагретый газ поступает в газовый сепаратор и подается на УПГ-1/2 для получения товарной продукции. Отделившаяся попутно пластовая вода сбрасывается в дренажную емкость. Нефть, отделенная от сырого газа и пластовой воды после трехфазного и тестового сепараторов I-ступени поступает в теплообменник, где теплоносителем нагревается до $T= 60-65^{\circ}\text{C}$, из теплообменника подогретая нефть поступает в трехфазный сепаратор II-ступени.

На II-ступени сепарации нефти пластовая вода сбрасывается в дренажную емкость, отделившийся газ подается на узел регулирования. Нефть из сепараторов низкого давления поступает в дегазатор, где происходит окончательное отделение газа от нефти. После дегазатора отделенная от газа нефть поступает в резервуары для хранения, и отстаивается. Для снижения температуры застывания, улучшения реологических свойств и депарафинизации нефти используются депрессорные присадки, вводимые дозировано ингибиторной установкой.

Газ, отделившийся в резервуаре сырой нефти, сепарируется в сепараторе низкого давления. В аварийных ситуациях газ сжигается на факеле высокого и низкого давления, перед которым предусмотрен факельный сепаратор с емкостью для сбора конденсата.

Товарная нефть дожимными насосами подается в резервуары хранения нефти, откуда бустерными и магистральными насосами перекачивается в магистральный нефтепровод (МН) «Акшабулак-Кумколь» для дальнейшей транспортировки через НС «Кумколь» в МН «Кумколь-Каракоин». Перед подачей товарной нефти в МН предусмотрен

коммерческий узел учета нефти с узлами замера давления, температуры, расхода, а также камеры очистных устройств.

Качество подготавливаемой продукции

Основным назначением ЦППН является сбор и подготовка нефти до товарной кондиции 1 группы в соответствии с Таблицей 6.3.1:

- скважинной продукции месторождения Акшабулак Центральный, Акшабулак Южный, Акшабулак Восточный;
- предварительно подготовленной продукции с УПН Нуралы (Аксай, Нуралы).

Таблица 6.3.1 – Требования к качеству товарной нефти

Наименование показателей	Значение показателей
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Давление насыщенных паров, кПа (мм. рт. ст.) не более	66,7 (500)
Содержание хлороорганических соединений, млн. -1 (ppm)	Не нормируется
Массовая доля парафинов, %, не более	6,0
Плотность нефти при 20°C, кг/м ³	830,1-850,0
Выход фракций, %, не менее, до температуры:	
200°C	27
300°C	47
350°C	57
Массовая доля сероводорода, млн. -1 (ppm), не более	20
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. -1 (ppm), не более	40

Выводы и рекомендации

1. Осуществлять сбора скважинной продукции и промыслового транспорта по герметизированной системе, во избежание попадения кислорода в ГЖС.
2. Проводить мониторинг коррозии технологического оборудования и трубопроводов.

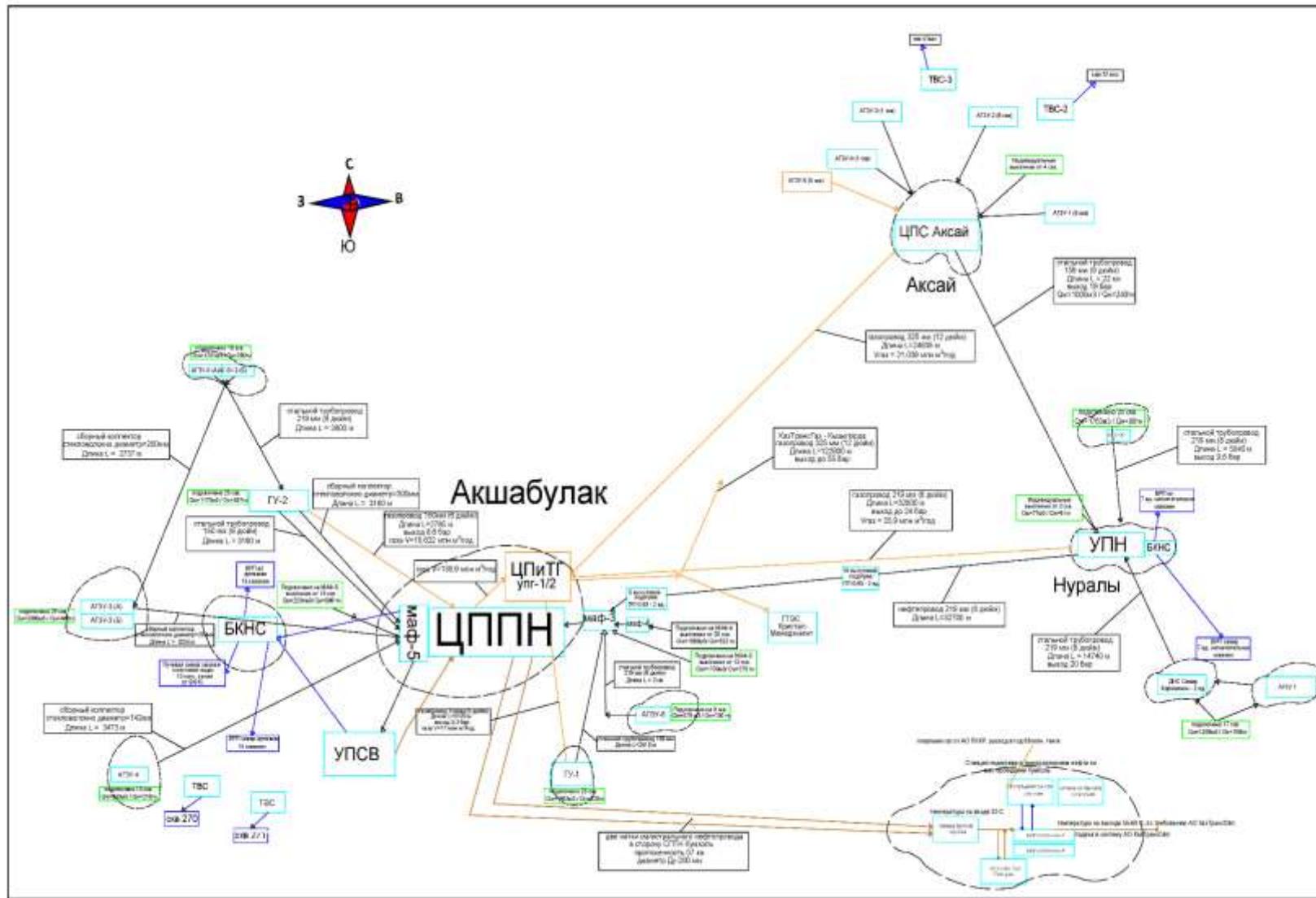


Рисунок 6.3.1 – Технологическая схема системы сбора и транспортировки скважинной продукции месторождения Акшабулақ

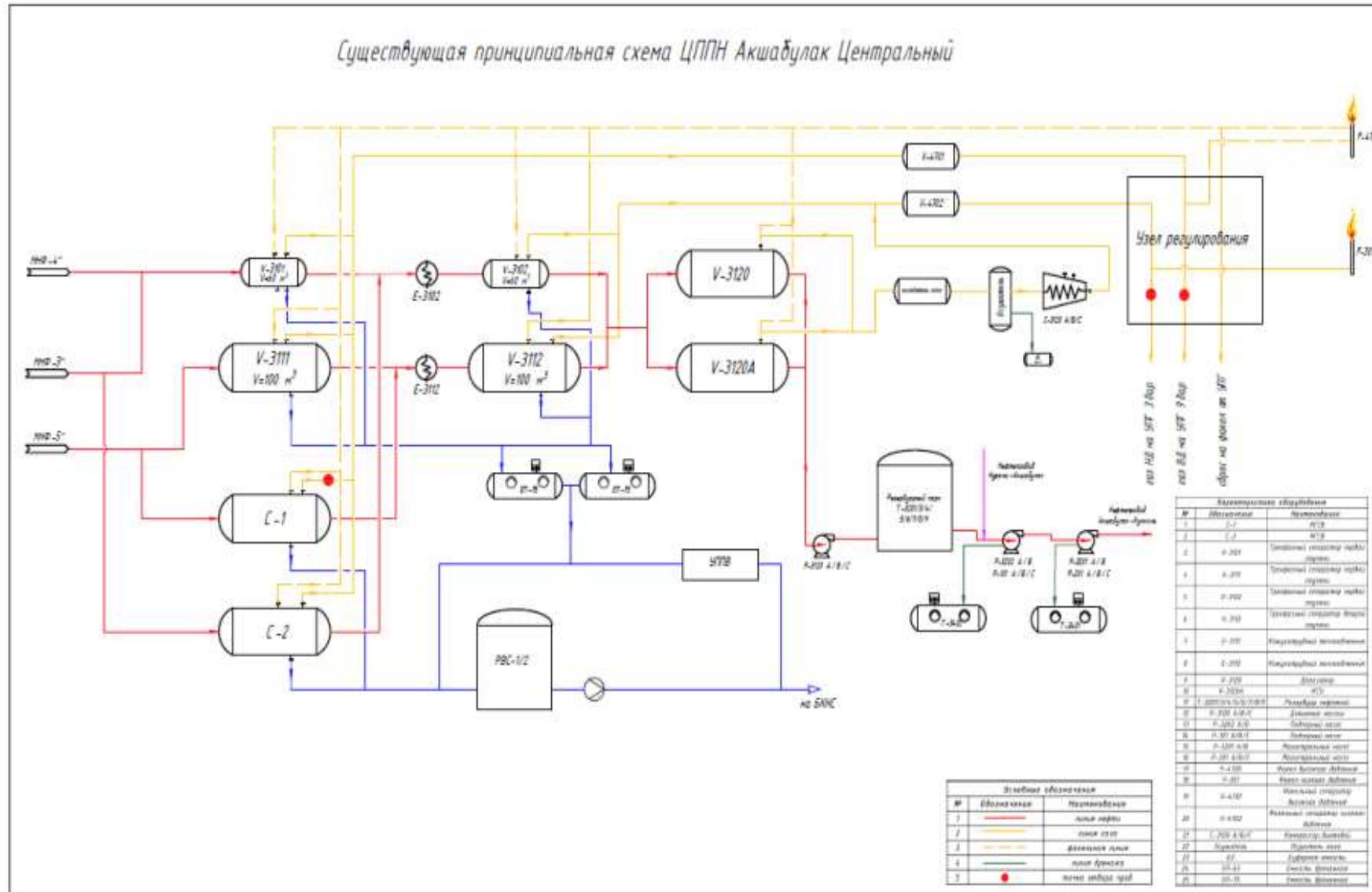


Рисунок 6.3.2 – Принципиальная схема ЦПН месторождение Акшабулак Центральный

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Регулирование вопросов использования ПНГ в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями Правительства РК, директивными указаниями Министерства охраны окружающей среды.

Согласно пункту 3 статьи 147 Кодекса Республики Казахстан от 27.12.2017г. № 125-VI «О недрах и недропользовании» Недропользователь должен разрабатывать Программу развития переработки сырого газа, которая подлежит обновлению каждые три года.

В настоящее время утилизация сырого газа на месторождении Акшабулак Южный ведется согласно «Корректировке программы развития переработки сырого газа на месторождении ТОО «СП Казгермунай» на 2022-2024 гг», утвержденной Министерством энергетики РК (Протокол №1 от 19.04.2023 г.) (далее – Корректировка ПРПСГ).

На основании указанной Корректировки ПРПСГ Министерством энергетики РК выдано Разрешение на сжигание в факелях сырого газа месторождения Акшабулак Южный от 06.05.2022г. (KZ70VPC00017429), где указан разрешенный объем сжигания сырого газа на 2023г. – 0,132 млн м³.

Согласно Корректировке ПРПСГ добытый сырой газ ТОО «СП «Казгермунай», в т.ч. газ месторождения Акшабулак Южный, используется по следующим направлениям (Рис. 6.4.1):

- На собственные технологические нужды (печь подогрева, подогрев теплоносителя, котельная и т.д.);
- Для получения сухого товарного газа, (потребитель – АО «НК «QazaqGaz»);
- Для получения сжиженного нефтяного газа.

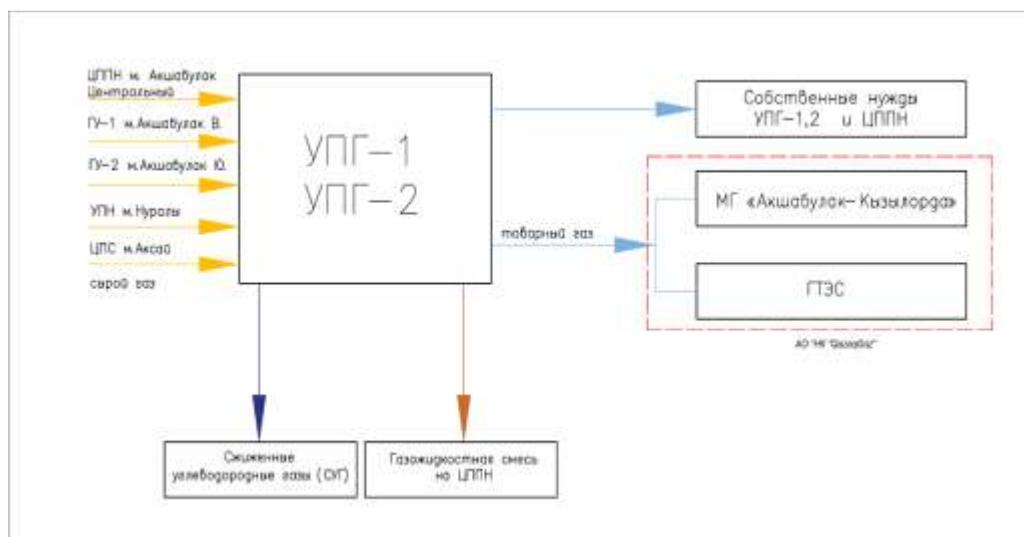


Рисунок 6.4.1 – Схема сбора сырого газа и использования вырабатываемого товарного газа

Под технологически неизбежным сжиганием газа подразумевается, объем сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования, а также при техническом

обслуживании и ремонтных работах. Схема сбора сырого газа и использования вырабатываемого товарного газа указана на рисунке 6.4.2.

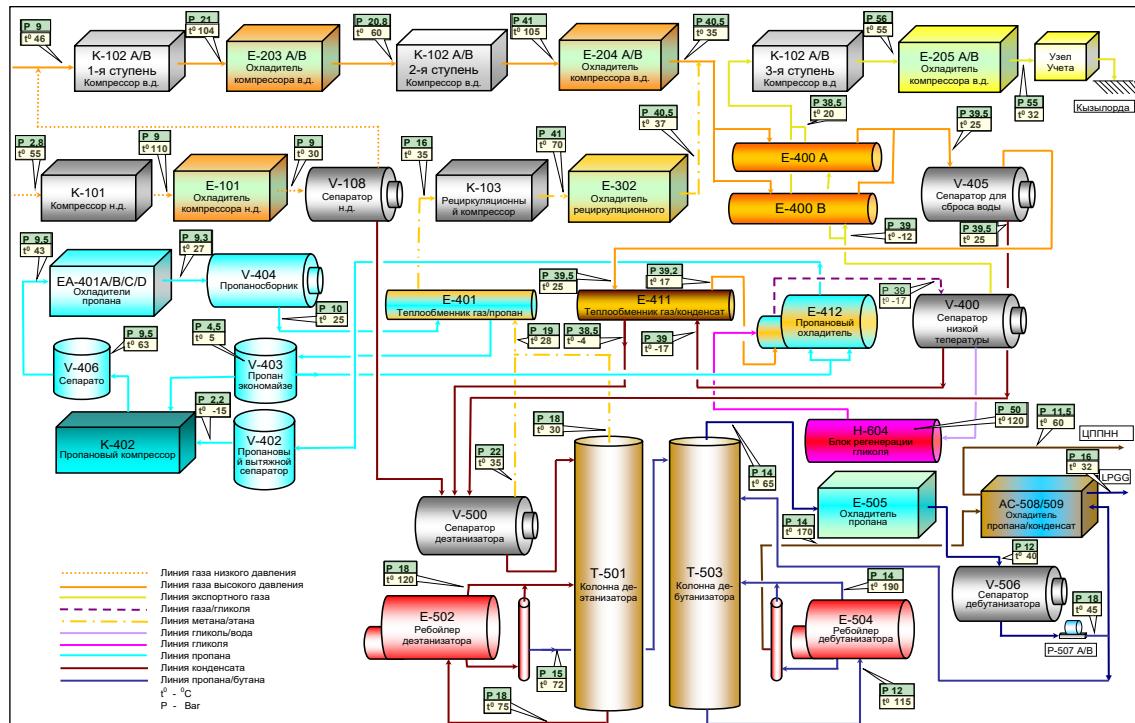


Рисунок 6.4.2 – Принципиально- технологическая схема Установки подготовки газа (УПГ-1) на месторождении Акшабулак Центральный ТОО «СП Казгермунай»

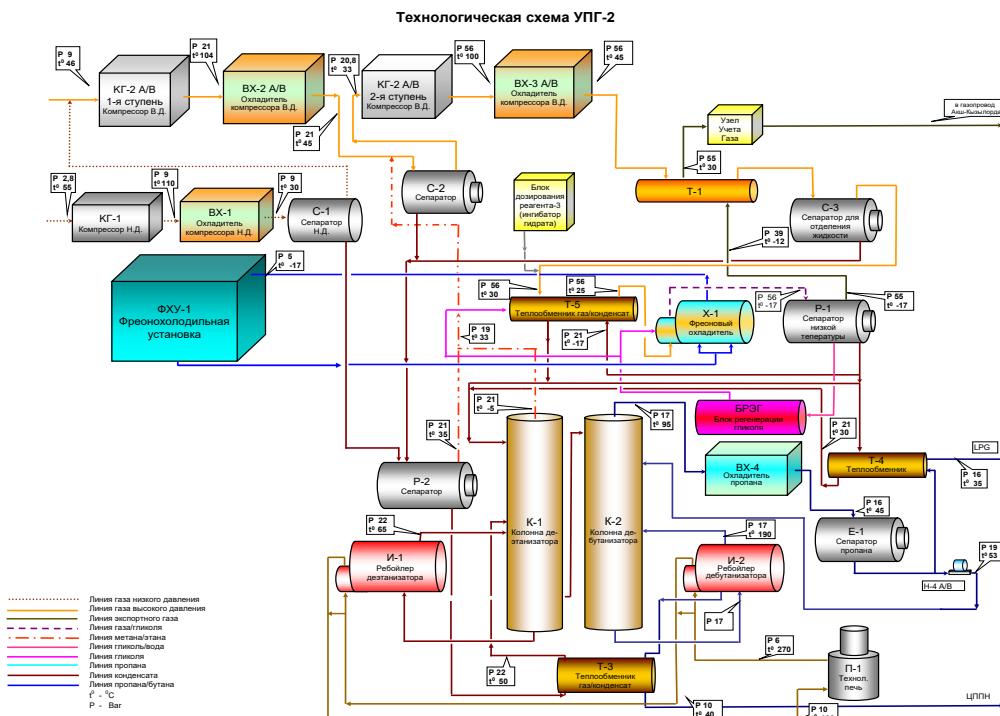


Рисунок 6.4.3 – Принципиально- технологическая схема Установки подготовки газа (УПГ-2) на месторождении Акшабулак Центральный ТОО «СП Казгермунай»

Баланс добычи и распределения сырого газа на проектный период 2023–2032 гг. по месторождению приведен в таблице 6.4.1.

Таблица 6.4.1 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Южный (3-рекомендуемый вариант)

№	Показатели	Объем газа млн.м ³																			
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Объем добычи газа (V ₁), млн.м ³	34,829	30,039	27,592	23,248	20,175	17,206	16,415	15,637	13,429	11,56	9,968	8,61	7,444	6,382	5,095	3,74	2,92	2,439	2,031	1,651
2	Объем сырого газа, подаваемый в УПГ на м. Акшабулак (V ₅)	34,829	30,039	27,592	23,248	20,175	17,206	16,415	15,637	13,429	11,560	9,968	8,61	7,444	6,382	5,095	3,74	2,92	2,439	2,031	1,651
3	Объем технол. неизбежного сжигания сырого газа (V _у), млн.м ³ , в т.ч.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1	Объем сжигаемого газа при эксплуатации техн. оборудования (СФНР-350/400-20-00 У), (V ₇), млн.м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2	Объем сжигания сырого газа при ТОиР технол. оборудования (при остановке на ТОиР в августе-сентябре) (V ₈), млн.м ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

Система ППД должна обеспечивать:

- Необходимые объемы закачки воды в пласт и давления ее нагнетания по нагнетательным скважинам, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с проектными документами;
- Подготовку закачиваемой воды до кондиции (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию механических примесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям проектных документов;
- Проведение контроля качества вод системы ППД, замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, так и по группам, пластам и объектам разработки, и месторождению в целом;
- Герметичность и надежность эксплуатации системы промысловых водоводов, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения пластов с использованием сточных вод;
- Возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения обработки призабойной зоны нагнетательных скважин с целью повышения приемистости пластов.
- Система подготовки и закачки пластовой воды.

Существующая система поддержания пластового давления

Разработка месторождения ведется с поддержанием пластового давления. Рабочим агентом является пластовая и артезианская вода с водозаборных скважин.

Принципиальная технологическая схема системы ППД месторождения Акшабулак указана на рисунке 6.5.1.

На дату отчета на месторождении Акшабулак Южный система поддержания пластового давления (ППД) осуществляется через скважину №272, вода которой подается с водозаборной скважины BW-19. В водозаборной скважине установлен высоконапорный насос марки «Зулцер», через высоконапорный водовод артезианская вода закачивается в нагнетательную скважину, схема: одна водозаборная скважина – водовод – одна нагнетательная скважина.

- BW-19 – АКШ-272.

Подача артезианской воды производится локально нагнетательной скважине, минуя БКНС. Артезианская вода подается через подземные стекловолоконные трубопроводы выкидной линии к нагнетательной скважине.

На рисунке 6.5.1 изображена принципиальная технологическая схема системы ППД месторождения Акшабулак.

Анализ мощности системы ППД

Закачка воды производится с использованием следующего насосного оборудования:

- Насос Зулцер (1-единица).

Существующее насосное оборудование способно обеспечить закачку воды в объеме 3000 м³/сут или 1095000 м³/год.

Технические характеристики насосов представлены ниже, в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1 – Техническая характеристика насоса Зульцер

№	Наименование	Единица измерения	Показатели
1	Подача	м ³ /час	125
2	Напор	м	1550

Согласно проектным данным максимальный объем закачки воды системы ППД за достигнет в 2027 году и составит 212,623 м³ (582,5 м³/сут). Насосное оборудование БКНС сможет обеспечить закачку указанного объема воды.

Требования к качеству закачиваемой воды

Вода используемая для заводнения нефтяных пластов должна соответствовать нормативной документации СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана, 2007 г.

В таблице 6.5.2 представлены результаты исследований физико-химических свойств закачиваемой воды.

Таблица 6.5.2 – Физико-химические свойства пластовой воды водозаборной скважины BW-19

Содержание механических примесей, мг/л	Содержание ионов мг/дм ³								Общая минерализация, г/л
	pH	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	K ⁺ +Na ⁺	Fe ²⁺ +F ³⁺	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8,66	7,88	Не обнар	902,2	183,0	78,32	22,12	985,24	0,118	2997,44

Ниже в таблице 6.5.3 представлена проницаемость пористой среды коллектора объектов, куда производится закачка.

Таблица 6.5.3 – Проницаемость пористой среды коллектора

Объекты	Проницаемость, мкм ²
II	0,156

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 6.5.4.

Таблица 6.5.4 - Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл свыше 0,1	-	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

- 1) Водородный показатель (рН) находится в пределах нормы и составляет 7,88.
- 2) Механические примеси составляют на выходе ППД 8,66 мг/л, что превышает норму. Необходимо уделить внимание качеству очистки воды (отстаивание и фильтрация)
- 3) Необходимо проведение детального анализа на СВБ, так как наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) не допускается согласно требованиям СТ РК 1662 – 2007.
- 4) Необходим детальный анализ на содержание растворенного кислорода, чтобы определить и предотвратить процесс образования коррозии.

По результатам гидродинамических исследований коэффициент проницаемости пород составляет от 0,156 мкм². Результат указанной исследования показывает, что содержание механических примесей превышает допустимое. Принимая во внимание таблицу 6.5.2 улучшить качество воды для заводнения нефтяных пластов.

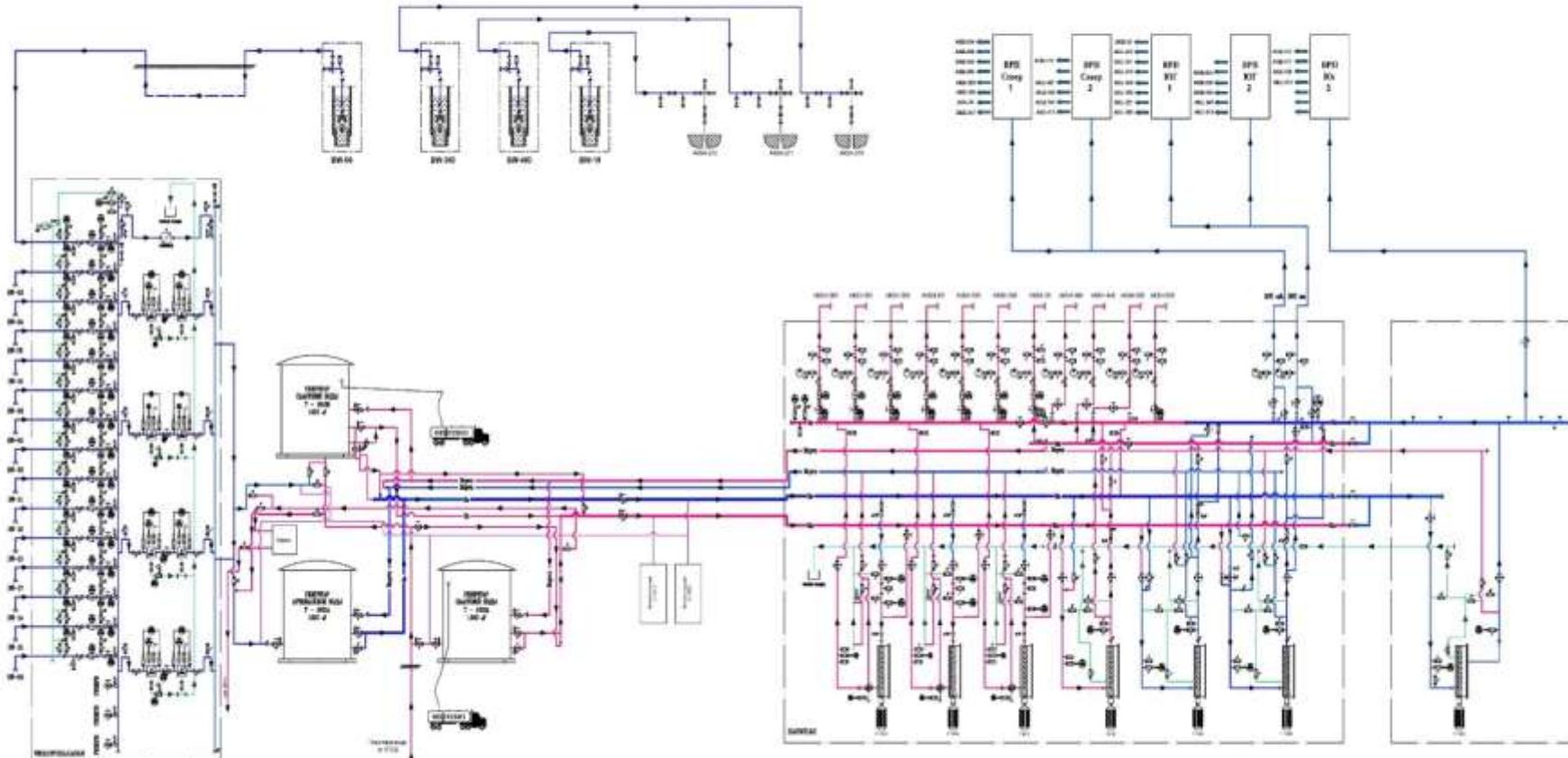
При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Выводы и рекомендации

1. Существующая мощность системы ППД вполне способна обеспечить достижение проектных показателей.
2. Недропользователю необходимо уделить внимание качеству закачиваемой воды, и применить соответствующие технологические приемы очистки и подготовки воды.

Технологическая схема БКНС месторождения Акшабулак

Учебник
Систематическое изложение по физике
Макаров А.А. / Вн. Октябрь
2022 год.



ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКШАБУЛАК ЮЖНЫЙ

6.6 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются:

- сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
- предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инокрустации подземного оборудования неорганическими солями;
- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;
- предупреждение жизнедеятельности сульфат восстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

На основе данных технических требований формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

Требования к качеству закачиваемого агента

Вода используемая для заводнения нефтяных пластов должна соответствовать нормативной документации СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана 2007г.

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

Приведенная в данном разделе конструкция скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

В рамках настоящего проекта предусматривается бурение вертикальных скважин одинаковых конструкций.

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза и опыт проходки ранее пробуренных скважин.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины; условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проникаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовывбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтоводопоявлений.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция скважин:

- 1) Для II объекта проектной глубиной 1950 м – целевой горизонт Ю-0-2
- 2) Для III объекта проектной глубиной 1950 м – целевой горизонт Ю- III

Конструкция вертикальных эксплуатационных скважин №№ 69, 73, 74, 75, 76, 77, 78 и оценочной скважины № 79 для II объекта глубиной до 1950м, вертикальной эксплуатационной скважины № 80 для III объекта глубиной до 1950м.

Кондуктор Ø 339,7 мм спускается на глубину 50 м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

Техническая колонна Ø 244,5 мм спускается на глубину 750 м, цементируется до устья с целью перекрытия пород палеогена, верхнего мела, верхней части нижнего мела и

установки противовыбросового оборудования.

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм спускается на проектную глубину 1950 м, для эксплуатации продуктивных горизонтов и цементируется подъемом цемента до устья.

Таблица 7.1.1 – Проектная конструкция скважин II и III объектов

п/п №	Наименование колонн	Диаметр, (мм)			Глубина спуска, (м)	Высота подъема цемента, (м)
		долото	колонна	толщина		
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	444,5	339,7	9,652	50	До устья
2.	Кондуктор	311,1	244,5	8,94	750	До устья
3.	Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	8,94	1950	До устья

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортироваемостью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении Акшабулак Южный более полно отвечает буровая установка ZJ-30 или аналог. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена техническом проекте на строительство эксплуатационных скважин.

Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86 [26]. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание [27]. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам полная продолжительность цикла строительства скважин приведена ниже.

Таблица 7.1.2 – Расчет продолжительности бурения вертикальных скважин глубиной 1950м

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	32,06
В том числе,	
Бурение:	23,28
Крепление:	8,78
Освоение объектов в колонне	8,5
Строительно-монтажные работы	3
Полная продолжительность цикла строительства скважины	45,56

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

7.2.1 Рекомендации к параметрам бурового раствора

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявления, сужение ствола скважины, осьпи, поглощения бурового раствора. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибиционных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией. С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение четырехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, центрифуг, четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента;
2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины;
3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

7.2.2 Рекомендации к технологии и качеству цементирования скважин

Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождении Акшабулак Южный, использовались различные типы цементов: портландцементы типа ПТЦ-1-50, облегченный цемент типа ПЦТ-I-Г-СС-I, цементно-бентонитовые смеси и другое. Однозначно выделить какой-либо тип цемента, обеспечивающий качественное разобщение пластов невозможно, поскольку качество и надежность крепления можно оценить только косвенным способом - по наличию или

отсутствию межколонных перетоков и т.д. Наличие зон поглощения по стволу, водопроявляющих горизонтов и необходимость подъема тампонажного раствора на проектную высоту при низких градиентах гидроразрыва пласта вынуждает применить прямой способ цементирования скважин с использованием двух типов цементных растворов – с облегченной и нормальной плотностью. Но точное место подъема цемента с нормальной плотностью определяется по результатам геофизических исследований. В качестве буферной жидкости для разобщения бурового и цементного раствора применяется техническая вода с моющей добавкой.

При цементировании обсадных колонн с целью поддержания постоянной проектной плотности тампонажного раствора рекомендуется использование осреднительной емкости. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве эксплуатационную колонну рекомендуется оборудовать центраторами.

В соответствии с требованиями к конструкциям скважин предлагается цементирование скважин производить по следующей схеме: Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПТЦ-1-G-CC-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-III-об.5-50 (ГОСТ 1581-96) [17]. Вторая порция – представляет собой тампонажный раствор нормальной плотности ($1,83\text{--}1,85 \text{ г}/\text{см}^3$) на основе цемента марки ПЦТ-I- G-CC-I с вводом в состав тампонажной смеси расширяющих добавок из расчета до 30% от общего количества. Для обеспечения заданной плотности цементных растворов, регулирования реологических свойств и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа УО-20, блока манифольдом БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень.

Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока, строго в соответствии с нормами и требованиями технического проекта на бурение скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.

7.2.3 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное

вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществлять на химически обработанном полимерном растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355) репрессия на пласт не должна превышать 5-10% пластового давления. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин на месторождении Акшабулак Южный.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважин:

- прихватоопасность;
- поглощения бурового раствора в продуктивной толще с потерей циркуляции;
- нефтегазопроявления;
- сальникообразования;
- кавернообразования.

Для максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибиционных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских свойств и недопущения закупорки пласта в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах необходимо использовать кислоторастворимый, временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного гранулометрического состава) во избежание загрязнения коллектора;

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем

выбуренной породы (особенно в кавернозной части его) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку ВУС раствора той же плотности в количестве 3 - 4 м³.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора, (особенно по поддержанию твердой фазы в нем и плотности его), предусмотреть четырехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита с размерами ячеек, соответствующими проходному разрезу, песко- и илоотделители, центрифугу (при необходимости).

Скважину рекомендуется тщательно подготовить к перфорации и последующему спуску подземного оборудования, а именно, проскрепировать для удаления со стенок цементной и глинистой корок и ржавчины, при необходимости, добурить цементный стакан до нужной глубины, а эксплуатационную колонну прорайбировать. Скважину тщательно промыть технической водой. Сменить техническую воду на перфорационную жидкость расчетной плотности (водный раствор CaCl_2), создающей необходимое противодавление на пласт.

Для качественного вторичного вскрытия пластов рекомендуется применять кумулятивные перфораторы с зарядами, создающими каналы большой протяженности, выходящие за пределы закольматированной в процессе бурения призабойной зоны пласта.

Перфораторы рекомендуется спускать на каротажном кабеле и производить привязку к интервалу перфорации по записи гамма-каротажа (ГК) и локатора муфт (ЛМ). После подъема перфораторов спустить в скважину колонну 73 мм насосно-компрессорных труб (НКТ) с воронкой на конце. Подвеску НКТ установить на 15 м выше верхней границы интервала перфорации. Устье скважины оборудовать фонтанной арматурой и обвязать с наземными коммуникациями. Для создания депрессии на пласт произвести замену перфорационной жидкости на техническую воду. При отсутствии притока произвести снижение уровня в скважине свабированием или закачкой азота.

При получении слабого притока провести исследование методом прослеживания уровня, поднять подземное оборудование и спустить компоновку для глубинно-насосной эксплуатации скважины.

8ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

8.1 Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ

Динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, попутного газа, динамика фонда и средних дебитов скважин, а также другие показатели разработки по эксплуатационным объектам и месторождению в целом по рекомендуемому 3 варианту разработки приведены в таблицах 8.1-8.8.

Таблица 8.1.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению. З вариант (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	105,9	97,4	89,6	80,2	73,2	65,2	64,4	63,5	57,4	52,0	47,5	43,6	40,1	36,6	31,2	24,5	20,5	18,3	16,3	14,2
2	в том числе: из переходящих скважин	98,7	94,7	89,6	78,4	73,2	65,2	59,0	63,5	57,4	52,0	47,5	43,6	40,1	36,6	31,2	24,5	20,5	18,3	16,3	14,2
3	из новых скважин	7,2	2,7	0,0	1,8	0,0	0,0	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	87,8	79,6	78,5	70,3	65,7	65,2	64,4	63,5	57,4	52,0	47,5	43,6	40,1	36,6	31,2	24,5	20,5	18,3	16,3	14,2
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	8	4	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	5	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	12,0	10,1	0,0	11,1	0,0	0,0	33,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	75	67	0	164	0	0	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	2,0	2,0	-	-	-	-	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	74,3	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1
12	в том числе: эксплуатационные скважины	74,3	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1
13	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	2575,4	1287,7	0,0	321,9	0,0	0,0	321,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	30,9	13,1	0,0	3,6	0,0	0,0	10,7	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	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	113,7	98,7	94,7	89,6	78,4	73,2	65,2	59,0	63,5	57,4	52,0	47,5	43,6	40,1	36,6	31,2	24,5	20,5	18,3	16,3
16	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	113,7	129,6	107,8	89,6	82,0	73,2	65,2	69,6	63,5	57,4	52,0	47,5	43,6	40,1	36,6	31,2	24,5	20,5	18,3	16,3
17	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
18	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	98,7	94,7	89,6	78,4	73,2	65,2	59,0	63,5	57,4	52,0	47,5	43,6	40,1	36,6	31,2	24,5	20,5	18,3	16,3	14,2
19	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-15,0	-34,9	-18,2	-11,2	-8,8	-8,0	-6,2	-6,2	-6,1	-5,4	-4,5	-3,9	-3,5	-3,5	-5,4	-6,7	-4,0	-2,2	-2,0	-2,1
20	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-13,2	-26,9	-16,9	-12,5	-10,7	-10,9	-9,6	-8,9	-9,6	-9,5	-8,6	-8,3	-8,1	-8,7	-14,6	-21,5	-16,4	-10,7	-11,0	-12,9
21	Мощность новых скважин, тыс.т	6,4	2,4	0,0	1,6	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	1	1	1	0	3	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
23	в том числе: под закачку	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	25	28	27	27	26	26	24	24	24	24	24	24	24	24	23	22	22	22	22	22
25	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	25	28	27	27	26	26	24	24	24	24	24	24	24	24	23	22	22	22	22	22
26	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	23	25	25	25	25	26	24	24	24	24	24	24	24	24	23	22	22	22	22	22
27	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	2	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	переводом под закачку	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
33	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	49,6	39,2	41,1	43,2	43,7	44,6	46,4	49,9	50,5	53,1	53,4	53,7	54,0	54,3	51,5	45,7	42,8	42,9	44,9	44,9
34	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	53,2	40,2	41,1	43,8	43,7	44,6	45,7	49,9	50,5	53,1	53,4	53,7	54,0	54,3	51,5	45,7	42,8	42,9	44,9	44,9
35	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	16,6	12,9	0,0	11,5	0,0	0,0	81,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	64,7	67,8	73,9	77,7	80,2	82,7	83,6	84,5	86,1	87,5	88,7	89,7	90,6	91,4	92,1	92,6	93,3	94,0	94,7	95,4
37	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	65,9	68,4	73,9	78,1	80,2	82,7	84,5	84,5	86,1	87,5	88,7	89,7	90,6	91,4						

49	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	67,1	70,5	73,7	76,6	79,2	81,5	83,8	86,0	88,1	89,9	91,6	93,1	94,6	95,9	97,0	97,8	98,6	99,2	99,8	100,3
50	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,8	3,5	3,2	2,8	2,6	2,3	2,3	2,3	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,1	0,9	0,7	0,6	0,6	0,5
51	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	10,3	10,5	10,8	10,8	11,1	11,1	12,4	13,9	14,6	15,4	16,7	18,4	20,7	23,9	26,8	28,7	33,6	45,3	73,6	243,1
52	Закачка воды, тыс.м ³	83,0	91,4	175,8	194,3	212,6	183,3	166,4	158,6	155,4	152,5	149,8	147,4	143,3	141,3	139,6	138,1	136,7	135,5	134,4	133,4
53	Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	1420,6	1512,0	1687,9	1882,2	2094,8	2278,1	2444,5	2603,1	2758,4	2910,9	3060,7	3208,2	3351,4	3492,8	3632,4	3770,4	3907,1	4042,6	4176,9	4310,3
56	Газовый фактор, м ³ /т	328,8	308,3	307,9	289,7	275,6	263,8	254,8	246,4	234,0	222,5	209,8	197,6	185,8	174,4	163,1	152,6	142,5	133,3	124,7	116,5
57	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	34,829	30,039	27,592	23,248	20,175	17,206	16,415	15,637	13,429	11,560	9,968	8,610	7,444	6,382	5,095	3,740	2,920	2,439	2,031	1,651
58	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	702,691	732,730	760,322	783,570	803,745	820,952	837,366	853,004	866,432	877,992	887,960	896,570	904,014	910,396	915,490	919,230	922,150	924,590	926,620	928,271

Таблица 8.1.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. З вариант (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы																			
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	2,1	1,9	1,9	1,6	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
2	в том числе: из переходящих скважин	2,1	1,9	1,9	1,6	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
3	из 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	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	2,1	1,9	1,9	1,6	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Среднесуточный 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	0,0	0,0	0,0
7	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
9	в том числе: эксплуатационные скважины	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
10	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего 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	0,0	0,0	0,0
12	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	2,0	2,1	1,9	1,9	1,6	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	
13	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	2,0	2,1	1,9	1,9	1,6	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	
14	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	0,9	1,0	0,9	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
15	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	2,1	1,9	1,9	1,6	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	
16	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	-0,2	0,0	-0,3	-0,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
17	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	2,4	-8,6	-2,1	-14,4	-26,3	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	
18	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
19	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
20	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
21	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
22	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
23	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
24	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
25	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	12,2	12,5	12,7	13,0	14,7	15,3	15,9	1												

37	механизированным способом	6,3	6,4	7,0	5,9	4,3	4,5	4,6	4,8	5,0	5,2	5,4	5,7	5,9	6,1	6,4	6,6	6,9	7,2	7,5	7,8
38	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	92,7	99,1	106,0	112,0	116,2	120,7	125,3	130,2	135,2	140,4	145,9	151,5	157,4	163,5	169,9	176,6	183,5	190,7	198,2	206,0
39	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	39,3	41,2	43,0	44,6	45,8	46,9	47,8	48,7	49,5	50,3	51,0	51,6	52,2	52,7	53,2	53,6	54,0	54,4	54,7	55,0
40	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,102	0,107	0,112	0,116	0,119	0,122	0,125	0,127	0,129	0,131	0,133	0,134	0,136	0,137	0,138	0,140	0,141	0,142	0,142	0,143
41	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	71,4	74,8	78,2	81,1	83,2	85,2	87,0	88,6	90,1	91,4	92,7	93,8	94,9	95,8	96,7	97,5	98,2	98,9	99,5	100,0
42	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,8	3,5	3,4	2,9	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6
43	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	11,7	12,1	13,4	13,3	11,3	11,6	12,0	12,5	13,0	13,7	14,5	15,5	16,8	18,5	20,7	23,8	28,6	36,6	52,8	102,4
44	Закачка воды, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Газовый фактор, м ³ /т	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
49	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,012	0,011	0,011	0,010	0,007	0,006	0,006	0,005	0,005	0,004	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
50	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	0,244	0,256	0,267	0,276	0,283	0,290	0,296	0,301	0,306	0,310	0,314	0,318	0,322	0,325	0,328	0,330	0,333	0,335	0,337	0,339

Таблица 8.1.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. З вариант (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																			
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	40,5	43,3	33,7	28,9	25,6	20,8	17,6	13,9	11,0	8,3	6,7	5,3	4,3	3,4	2,7	1,9	1,5	1,2	0,9	0,7
2	в том числе: из переходящих скважин	33,3	41,2	33,7	27,0	25,6	20,8	17,6	13,9	11,0	8,3	6,7	5,3	4,3	3,4	2,7	1,9	1,5	1,2	0,9	0,7
3	из новых скважин	7,2	2,1	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	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	механизированным способом	40,5	43,3	33,7	28,9	25,6	20,8	17,6	13,9	11,0	8,3	6,7	5,3	4,3	3,4	2,7	1,9	1,5	1,2	0,9	0,7
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	9	5	3	5	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из прочих категорий	3	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	12,0	10,1	-	11,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	67	41	0	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	2,0	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	51,0	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9
12	в том числе: эксплуатационные скважины	51,0	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9
13	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	2792,3	1551,3	930,8	1551,3	1551,5	1861,8	2171,0	2482,3	2792,5	3102,8	3412,0	3723,3	4033,5	4343,8	4653,0	4964,5	5274,3	5584,5	5894,8
14	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	33,5	15,6	0,0	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	40,4	33,3	41,2	33,7	27,0	25,6	20,8	17,6	13,9	11,0	8,3	6,7	5,3	4,3	3,4	2,7	1,9	1,5	1,2	0,9
16	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	40,4	66,8	56,8	33,7	44,3	25,6	20,8	17,6	13,9	11,0	8,3	6,7	5,3	4,3	3,4	2,7	1,9	1,5	1,2	0,9
17	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	0,6	0,6	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
18	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	33,3	41,2	33,7	27,0	25,6	20,8	17,6	13,9	11,0	8,3	6,7	5,3	4,3	3,4	2,7	1,9	1,5	1,2	0,9	0,7
19	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т																				

32	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	1	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5		
33	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
34	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	21,5	16,9	15,7	14,8	12,9	11,4	9,8	8,4	7,5	6,8	6,0	5,3	4,8	4,2	3,8	3,4	3,0	2,7	2,5	2,3
35	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	22,7	17,0	15,7	14,9	12,9	11,4	9,8	8,4	7,5	6,8	6,0	5,3	4,8	4,2	3,8	3,4	3,0	2,7	2,5	2,3
36	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	16,6	13,3	0,0	11,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	41,4	50,4	60,1	64,2	65,5	68,1	68,1	67,8	71,1	74,3	76,8	79,0	81,2	83,1	84,8	88,1	89,5	90,7	91,9	92,8
38	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	43,7	51,2	60,1	65,7	65,5	68,1	68,1	67,8	71,1	74,3	76,8	79,0	81,2	83,1	84,8	88,1	89,5	90,7	91,9	92,8
39	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	27,6	24,6	0,0	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	12,6	8,4	6,3	5,3	4,5	3,6	3,1	2,7	2,2	1,7	1,4	1,1	0,9	0,7	0,6	0,4	0,3	0,2	0,2	
41	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	12,8	8,3	6,3	5,1	4,5	3,6	3,1	2,7	2,2	1,7	1,4	1,1	0,9	0,7	0,6	0,4	0,3	0,2	0,2	
42	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /сут	239,3	135,4	146,0	140,1	137,1	105,7	96,0	91,5	89,6	87,9	86,4	85,0	82,6	81,5	80,5	79,6	78,8	78,1	77,5	76,9
43	Добыча жидкости, всего, тыс.т	69,2	87,2	84,6	80,7	74,4	65,4	55,2	43,1	38,1	32,3	28,7	25,5	22,6	20,1	17,9	16,0	14,3	12,8	11,3	10,1
44	в том числе: из переходящих скважин	59,2	84,5	84,6	78,8	74,4	65,4	55,2	43,1	38,1	32,3	28,7	25,5	22,6	20,1	17,9	16,0	14,3	12,8	11,3	10,1
45	из новых скважин	10,0	2,7	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	механизированным способом	69,2	87,2	84,6	80,7	74,4	65,4	55,2	43,1	38,1	32,3	28,7	25,5	22,6	20,1	17,9	16,0	14,3	12,8	11,3	10,1
47	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	941,7	1029,	1113,	1194,	1268,	1334,	1389,	1432,	1470,	1502,	1531,	1557,	1579,	1599,	1617,	1633,	1648,	1660,	1672,	1682,
48	0	0	6	3	7	0	2	3	4	8	5	0	6	8	7	7	7	0	7	1	2
49	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	446,2	489,5	523,3	552,1	577,8	598,6	616,2	630,1	641,1	649,4	656,1	661,4	665,7	669,1	671,8	673,7	675,2	676,4	677,3	678,1
50	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,527	0,579	0,618	0,653	0,683	0,708	0,728	0,745	0,758	0,768	0,775	0,782	0,787	0,791	0,794	0,796	0,798	0,800	0,801	0,801
51	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	175,7	192,7	206,0	217,4	227,5	235,7	242,6	248,1	252,4	255,7	258,3	260,4	262,1	263,4	264,5	265,2	266,3	266,7	267,0	
52	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	16,0	17,0	13,3	11,4	10,1	8,2	6,9	5,5	4,3	3,3	2,6	2,1	1,7	1,3	1,1	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3
53	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	-26,7	-22,5	-14,3	-10,7	-8,6	-6,4	-5,1	-3,8	-2,9	-2,1	-1,7	-1,3	-1,0	-0,8	-0,7	-0,5	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2
54	Закачка воды, тыс.м ³	83,0	91,4	175,8	194,3	212,6	183,3	166,4	158,6	155,4	152,5	149,8	147,4	143,3	141,3	139,6	138,1	136,7	135,5	134,4	133,4
55	Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	1390,	1481,	1657,	1852,	2064,	2248,	2414,	2573,	2728,	2880,	3030,	3178,	3321,	3462,	3602,	3740,	3877,	4012,	4146,	4280,
56	5	9	8	1	7	0	4	0	4	8	6	1	3	7	3	0	0	0	5	2	
57	Компенсация отборов: текущая, %	89,0	81,4	170,2	201,8	241,4	240,4	258,6	314,7	355,5	419,2	471,5	529,2	586,9	658,7	738,6	837,4	937,0	1047,	1183,	1318,
58	8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
59	с начала разработки, %	116,1	113,1	117,3	122,7	129,2	134,3	138,9	143,8	148,9	154,1	159,4	164,8	170,1	175,4	180,7	186,1	191,5	196,9	202,4	207,9
60	Газовый фактор, м ³ /т	174,4	185,8	198,7	180,6	173,3	166,6	159,9	154,1	148,5	143,9	137,1	130,6	124,4	118,5	112,9	109,2	104,2	99,3	95,1	90,7
61	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	7,070	8,038	6,704	5,215	4,441	3,473	2,818	2,138	1,634	1,197	0,913	0,698	0,531	0,405	0,309	0,207	0,157	0,118	0,087	0,066
62	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	142,2	150,3	157,0	162,2	166,6	170,1	172,9	175,1	176,7	177,9	178,8	179,5	180,0	180,4	180,7	181,0	181,1	181,2	181,3	181,4
63	80	18	22	37	78	51	69	08	42	39	52	50	80	85	94	01	58	76	63	29	

Таблица 8.1.4 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. III объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)

№ № п/п	Показатели	Годы																		
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	203		

16	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,8	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
17	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	63,3	51,6	51,4	47,7	44,8	42,0	39,4	47,9	44,9	42,4	39,7	37,3	35,0	32,4	27,9	22,0	18,5	16,7	15,0
18	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-8,0	-11,7	-0,2	-3,7	-3,0	-2,8	-2,7	-3,2	-3,0	-2,5	-2,6	-2,5	-2,3	-2,5	-4,6	-5,8	-3,6	-1,8	-1,7
19	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-11,2	-18,5	-0,4	-7,2	-6,2	-6,2	-6,3	-6,3	-6,2	-5,7	-6,2	-6,2	-6,2	-7,2	-14,1	-20,9	-16,1	-9,9	-10,1
20	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	7	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	6	5	5	5	5
23	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	7	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	6	5	5	5	5
24	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	5	4	5	5	5	6	7	7	7	7	7	7	7	7	6	5	5	5	5
26	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	96,4	105,5	117,2	127,5	136,3	143,9	145,3	145,1	149,1	152,4	155,1	157,4	159,3	160,9	161,3	160,3	160,0	160,9	161,8
30	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	96,4	105,5	117,2	127,5	136,3	143,9	150,2	145,1	149,1	152,4	155,1	157,4	159,3	160,9	161,3	160,3	160,0	160,9	161,8
31	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	81,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	71,8	75,2	79,3	82,4	84,5	86,3	86,5	86,7	87,8	88,8	89,7	90,4	91,1	91,9	92,5	92,9	93,5	94,2	94,8
33	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	71,8	75,2	79,3	82,4	84,5	86,3	87,7	86,7	87,8	88,8	89,7	90,4	91,1	91,9	92,5	92,9	93,5	94,2	94,8
34	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	59,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	27,2	26,1	24,2	22,5	21,1	19,8	19,6	19,3	18,1	17,1	16,0	15,0	14,1	13,1	12,2	11,4	10,4	9,4	8,5
36	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	27,2	26,1	24,2	22,5	21,1	19,8	18,5	19,3	18,1	17,1	16,0	15,0	14,1	13,1	12,2	11,4	10,4	9,4	8,5
37	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /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	0,0	0,0
38	Добыча жидкости, всего, тыс.т	224,5	208,5	249,0	270,8	289,6	305,6	332,4	359,7	369,5	377,6	384,4	390,1	394,8	398,7	369,1	310,1	283,3	284,9	286,4
39	в том числе: из переходящих скважин	224,5	208,5	249,0	270,8	289,6	305,6	319,0	359,7	369,5	377,6	384,4	390,1	394,8	398,7	369,1	310,1	283,3	284,9	286,4
40	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	механизированным способом	160,3	139,0	207,5	225,6	241,3	305,6	332,4	359,7	369,5	377,6	384,4	390,1	394,8	398,7	369,1	310,1	283,3	284,9	286,4
42	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	2783,3	2991,8	3240,6	3511,2	3801,8	4106,2	4439,8	4798,8	5168,3	5546,0	5930,4	6320,5	6715,2	7114,0	7483,1	7793,2	8076,4	8361,3	8647,7
43	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1403,2	1454,8	1506,3	1554,0	1598,8	1640,8	1685,6	1733,5	1778,4	1820,7	1860,5	1897,7	1932,1	1965,0	1993,0	2015,5	2033,2	2050,2	2078,3
44	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,386	0,400	0,414	0,427	0,439	0,451	0,463	0,476	0,489	0,500	0,511	0,522	0,531	0,540	0,548	0,554	0,559	0,564	0,568
45	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	67,8	70,3	72,8	75,1	77,2	79,3	81,4	83,7	85,9	88,0	89,9	91,7	93,4	94,9	96,3	97,3	98,2	99,0	99,8
46	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,1	2,5	2,5	2,3	2,2	2,0	2,2	2,3	2,2	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,3	1,1	0,9	0,8	0,7
47	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,7	7,7	8,4	8,5	8,7	8,9	10,4	12,5	13,3	14,5	15,9	17,8	20,3	23,6	26,6	28,6	33,6	45,7	75,6
48	Закачка воды, тыс.м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
50	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
51	с начала разработки, %	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
52	Газовый фактор, м ³ /т	438,2	423,2	394,5	367,9	343,0	319,8	298,2	278,0	259,2	241,7	225,4	210,1	195,9	182,7	170,3	158,8	148,1	138,1	128,7
53	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	27,747	21,848	20,296	17,562	15,361	13,436	13,359	13,310	11,642	10,238	8,954	7,831	6,849	5,926	4,745	3,501	2,738	2,300	1,927
56	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	560,167	582,015	602,312	619,874	635,235	648,671	662,030	675,340	686,982	697,220	706,174	714,006	720,855	726,781	731,527	735,028	737,765	740,066	741,993

Таблица 8.1.5 – Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ. IV объект. Вариант 3 (Рекомендуемый)

№ № п/п	Показатели	Годы																			
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,6	2,6	2,0	1,6	1,3	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
2	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	2,6	2,0	1,6	1,3	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
3	из новых скважин	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	1,3	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	из прочих категорий	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	10,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	310,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	2,6	2,0	1,6	1,3	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	3,2	2,6	2,0	1,6	1,3	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
15	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
16	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	2,6	2,0	1,6	1,3	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
17	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	0,0	-0,7	-0,5	-0,4	-0,3	-0,3	-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
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	0,0	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-19,3	-19,3	-20,5	-20,5	-20,5	-21,8	-21,2	-21,2	-21,7	-20,5	-20,5	-20,5
19	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,0	11,2	9,7	8,5	7,4	6,4	5,6	4,8	4,2	3,7	3,2	2,8	2,4	2,1	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9
29	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	9,7	8,5	7,4	6,4	5,6	4,8	4,2	3,7	3,2	2,8	2,4	2,1	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9
30	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,0	7,0	15,0	22,4	29,0	35,1	40,7	45,8	50,5	54,8	58,6	62,2	65,5	68,4	71,2	73,6	75,9	78,0	79,9	81,6
31	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	0,0	15,0	22,4	29,0	35,1	40,7	45,8	50,5	54,8	58,6	62,2	65,5	68,4	71,2	73,6	75,9	78,0	79,9	81,6
32	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,0	10,4	8,3	6,6	5,2	4,2	3,3	2,6	2,1	1,7	1,3	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2
34	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	8,3	6,6	5,2	4,2	3,3	2,6	2,1	1,7	1,3	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2
35	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /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	0,0	0,0	0,0
36	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,0	0,7	3,0	2,6	2,3	2,0	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3
37	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	3,0	2,6	2,3	2,0	1,7	1,5	1,3	1,2	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3
38	из новых скважин	0,0</td																			

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для эффективной разработки требуется в процессе реализации проекта осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию, вести контроль за разработкой и накоплению геолого-промышленных данных, получением информации для дальнейшего изучения и уточнения геолого-гидродинамических характеристик продуктивных пластов.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Акшабулак Южный предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Гидродинамические исследования скважин;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти, нефтяного газа, конденсата;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г. (Таблица 9.1).

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Обязательный комплекс промысловых исследований

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам

В принципе информация о дебитах должна поступать непрерывно, так как она является одним из главных элементов аварийной сигнализации нефтедобывающего предприятия. Практически в комплексе должна задаваться максимальная частота измерений, обеспечиваемая применяемыми системами контроля продукции и закачки по скважинам (с погрешностью, не превышающей паспортную). Установление периодичности замеров дебитов (приемистости) следует производить дифференцированно для

низкодебитных скважин (до 5т/сут), среднедебитных (от 5 до 25 т/сут), и высокодебитных (более 25 т/сут).

Измерение изменения дебитов должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

В результате проведенного анализа эффективности применяемых методов контроля процесса разработки месторождения и эксплуатации скважин отмечается, что на месторождении замеры дебита нефти и жидкости по добывающим скважинам проводятся ежедневно, согласно комплексу исследовательских работ, рекомендованных по проекту.

Определение обводненности продукции добывающих скважин

Обводненность должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции. Периодичность замеров обводненности дифференцирована для безводных скважин (<2%), низко и среднеобводненных скважин (2-90%) и высокообводненных скважин (> 90%) и составляет: по безводным скважинам – ежемесячно, по низко- и среднеобводненным – каждые две недели, по высокообводненным скважинам – еженедельно.

Определение пластового давления и температуры

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласти (в том числе и в зоноконтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ следует осуществлять определение пластового давления и температуры в виде разовых исследований с целью оценки начальных термобарических характеристик пласта.

Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных с автономной регистрацией) в фонтанных и насосных скважинах (через затрубное пространство). В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами в скважинах насосного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня и последующего пересчета.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам и после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже 1 раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня и последующих пересчетов.

В нагнетательных скважинах забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

9.1 Гидродинамические исследования скважин

В целях контроля за разработкой в скважинах месторождения проводятся следующие виды гидродинамических исследований (ГДИС):

- Замеры пластовых и забойных давлений с помощью глубинного манометра;
- Замеры статических и динамических уровней жидкости в затрубном пространстве;
- Исследования методами КВД, КПД, КВУ, КПУ;
- Исследования МУО.

Гидродинамические исследования методом снятия КВД, КПД (или КВУ), а также МУО выполняются по каждой скважине после ввода её в эксплуатацию и в последующем по мере необходимости.

Исследования скважин методом восстановления давления

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются КВУ с помощью эхометрирования.

При остановке скважин на регистрацию КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давления для учёта притока жидкости к забою скважин после их остановки.

Исследования методом установившихся отборов

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров. В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

Рекомендуется проводить замеры пластового давления не менее чем в 30% скважин действующего фонда с периодичностью не реже 1 раза в полугодие, учитывая так же охват по площади залежей. Время закрытия скважин необходимо выбирать с учетом результатов сложных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации.

9.2 Промысловово-геофизические исследования скважин

Комплексный метод (PLT)

Дебитометрия является широко распространенным методом получения профилей вертикальной фильтрации и распределения притока в скважине из коллектора. В состав PLT входят гамма-каротаж, локатор муфт обсадной колонны, одновременный замер давления, температуры, плотности флюида и расхода. Замеры выполняются при различных скоростях каротажа. Проведение замеров в скважинах следует проводить в эксплуатационных скважинах после достижения стабильного дебита или при стабильной приемистости в нагнетательных. Такой подход позволит достоверно замерить распределение фильтрации и притока по перфорированному интервалу. Полученные результаты могут помочь при планировании мероприятий по повышению продуктивности скважин или приемистости (мероприятия по интенсификации притока). В комплекс исследований входят следующие методы: термоэлектрическая (СТД) и гидродинамическая (РГТ) дебитометрия и расходометрия, термометрия (СТЭГ-36, ТДА, ЛГТ, КСАТ-7), плотнometрия (ГГП-30), влагометрия (ВГД-2, КСАТ-7), резистивиметрия (РИС-42), шумометрия (КСАТ-7), локация муфтовых соединений (МЛМ), радиоактивные методы: гамма-метод-ГМ.

Последующие замеры в интервале каротажа на кабеле в добывающих и нагнетательных скважинах должны проводиться согласно инструкциям нормативного документа «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г.

Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при исследовании эксплуатационных характеристик пласта.

Термометрия

применяется для:

- выделения работающих (отдающих и принимающих) пластов;
- выявления заколонных перетоков снизу и сверху;
- выявления внутриколонных перетоков между пластами;
- определения мест негерметичности обсадной колонны, НКТ и забоя скважины;
- определения нефте-газо-водопритоков;
- выявления обводненных пластов;
- определения динамического уровня жидкости и нефтеводораздела в межтрубном пространстве;
- контроля за перфорацией колонны.

Круг потенциально решаемых задач и объемы исследований для термометрии наибольший. Это позволяет считать термометрию одним из основных методов в комплексе геофизических методов, что обусловлено его высокой информативностью. Высокая информативность, в свою очередь, связана с высокой чувствительностью термометров к различного рода изменениям состояния скважины и пласта. Термометр сопротивления используют в комплексе с приборами остальных методов ГИС. Он является частью технологического блока в сборках модулей.

Метод механической расходометрии

Измерения механическими расходомерами производят для следующих целей:

- выделение интервалов притока или приемистости в действующих скважинах;
- выявление перетока между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки;
- распределение общего (суммарного) дебита или расхода по отдельным пластам, разделенным неперфорированными интервалами;
- получение профиля притока или приемистости пласта по его отдельным интервалам.

Метод влагометрии

применяют:

- для определения состава флюидов в стволе скважины;
- выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей;
- установления мест негерметичности обсадной колонны;
- при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной и газовой скважинах.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные – для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры – беспакерные.

Комплексируется с другими методами в рамках комплекса для оценки «притока-состава».

Метод термокондуктивной дебитометрии

применяют:

- для выявления интервалов притоков или приемистости флюидов;
- установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
- для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Сущность метода заключается в измерении температуры перегретого относительно окружающей среды датчика. При изменении относительной скорости датчика и потока жидкости увеличивается теплоотдача от датчика в окружающую среду и соответственно уменьшается температура регистрации.

Метод барометрии

применяют:

- для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласти;
- определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления;
- оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси.

Метод акустической шумометрии

применяют:

- для выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами;
- интервалов заколонных перетоков газа;
- выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

Метод гамма-гамма цементометрии

Гамма-гамма-метод позволяет:

- установить высоту подъема цемента;
- определить наличие цемента и характер его распределения в интервале цементации;
- фиксировать наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гель-цемент);
- выявить в цементном камне небольшие раковины и каналы;
- определить эксцентриситет колонны.

Этот метод контроля за качеством цементирования обсадных колонн основан на регистрации рассеянного гамма-излучения при прохождении гамма-квантов через изучаемые среды различной плотности. Поскольку цементный камень и промывочная жидкость значительно различаются по плотности, а интенсивность вторичного гамма-

излучения находится в обратной зависимости от плотности, то на регистрируемой кривой ГГМ достаточно четко выделяются участки с цементом и без него.

Импульсный нейтронный каротаж

применяют в обсаженных скважинах для:

- литологического расчленения разрезов и выделения коллекторов;
- выявления водо- и нефтегазонасыщенных пластов;
- определения положений водонефтяного контакта на месторождениях нефти с минерализованными (более 20 г/л) пластовыми водами;
- определения газожидкостных контактов;
- оценки пористости пород;
- количественной оценки начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- контроля за процессом испытания и освоения скважин.

Наиболее эффективный способ применения ИНК – выполнение повторных измерений во времени в процессе изменения насыщенности коллекторов. Такие изменения могут быть вызваны естественным расформированием зоны проникновения, обводнением пластов в ходе их выработки, целенаправленными технологическими операциями, включающими в себя закачку в породы растворов веществ с аномальными нейтронно-поглощающими свойствами.

- с целью получения полной информации о состоянии выработки запасов нефти рекомендуется ежегодно исследовать не менее 50% от действующего фонда нагнетательных скважин. При переводе скважины в закачку исследования должны выполняться не реже 1 раза в год в течение первых двух лет работы. Затем измерения должны проводиться не реже 1 раза в два-три года.

- недовыполнение запроектированных объемов ГИС по контролю за разработкой для объектов на протяжении всего периода эксплуатации месторождения затрудняет и даже делает невозможным осуществление объективного контроля за процессом выработки этих пластов.

9.3 Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа

Отбор проб пластовой нефти производится с целью получения информации о физико-химических и термодинамических свойствах, используемых для определения подсчетных параметров, проектирования, обустройства и эксплуатации месторождений. Глубинные пробы отбирают при условиях, обеспечивающих однофазное состояние флюида на забое скважины, т.е. если давление насыщения пластового флюида не ниже забойного давления для получения представительных проб.

PVT исследования позволяют определить:

- физические параметры нефти в пластовых условиях: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадку нефти;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти, содержание углеводородных и не углеводородных 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: 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 в лаборатории исследования пластовых флюидов при пластовых и поверхностных условиях в соответствии с существующими ГОСТами и ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Главным условием для отбора качественных глубинных проб согласно регламентам ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти» является наличие однофазного притока пластовой нефти на забое скважины при $P_{заб} > P_{нас}$ и необходимость после остановки скважины на восстановление пластового давления и его замера перед отбором глубинных проб отработать скважину на минимальном режиме не менее трех дней для предотвращения двухфазового потока на забое скважины.

9.4 Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время эксплуатации изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают отбор проб и определение физико-химического состава, состава водорастворённой органики, газового состава, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должны осуществляться по выбранным добывающим скважинам с повышенной обводненностью не реже одного раза в квартал.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1. Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;
2. Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);
3. Состав водорастворенного нефтяного газа (нейтральные и кислые газы – азот, гелий, углекислый газ, сероводород; углеводородные компоненты – метан, этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны);
4. Микрокомпонентный состав.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, пред назначенной для поддержания пластового давления, а также требований, предъявляемых к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также концентрации и размера механических примесей. Пробы для анализа следует отбирать из закачиваемой воды. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). Определение химического состава воды производится с периодичностью 1 раз в 3 месяца.

Таблица 9.4.1 – Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки

№ п/п	Виды исследований	Категории и виды скважин
		Добывающие
1	Замер дебитов жидкости, количества песка, приемистости, буферного и затрубного давления	во всех вновь пробур. скважинах и при ГТМ по действующим скважинам: Еженедельно
2	Определение обводненности продукции по действующим скважинам:	во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ разовые исследования Еженедельно
3	Определение пластового давления и температуры по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в полугодие
4	Определение забойного давления по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ 1 раз в квартал
5	Исследование методом установившихся отборов по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости
6	Исследование методом восстановления давления по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости

7	Геофизические исследования скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ
8	Исследования профиля притока	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ
9	Определение профиля поглощения	
10	Определение состояния обсадных колонн и цементного камня	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.)
11	Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах по мере необходимости

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана недр и окружающей среды» к «Проекту разработки месторождения Акшабулак Южный» выполнена Службой экологии Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную лицензию №02177Р от 18.03.2020 года, на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021г;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК №280 от 30.07.2021г об утверждении «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» (с изменениями и дополнениями от 26.10.2021г).

10.1 Климатические условия расположения месторождения

В климатическом отношении район работ относится к зоне сухих степей и полупустынь. Климат резко континентальный с сухим жарким летом и холодной зимой. Самыми холодными месяцами являются январь и февраль, самым жарким месяцем является июль. Снеговой покров обычно ложится в середине ноября и сохраняется до конца марта. Характерной особенностью климата района являются сильные ветры, преимущественно восточного направления, вызывающие в зимний период снежные бураны, а летом - песок и пыль, образующие песчаные бури.

По данным РГП «Казгидромет» климатические данные представлены по данным наблюдений на МС Кзылорда.

Таблица 10.1.1 – Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль)	-10,4
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	+35,2
Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5%	8 м/с
Количество осадков за год (теплый период) мм	66,9
Количество осадков за год (холодный период) мм	79,7
Среднее число дней с пыльной бурей, дней	2,9

Таблица 10.1.2 – Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Сред.	-6,8	-4,6	4	13,9	21,1	26,7	28,3	26,2	19	10,6	1,7	-5	11,3

Таблица 10.1.3 – Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Сред.	2,4	2,8	3,2	3,3	3,0	2,6	2,4	2,6	2,5	2,2	2,2	2,4	2,6

Таблица 10.1.4 – Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

Направление	C	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Среднее	18	26	13	4	7	10	13	9	20



Рис. 10.1.1 – Роза ветров

10.2 Организация контроля над выбросами

В рамках программы ПЭК выполнялся экологический мониторинг, результаты анализов которого приводятся в отчетах по производственному экологическому контролю на месторождении Акшабулак Южный ТОО СП «Казгермунай». Контроль осуществляется за следующими компонентами окружающей среды:

- атмосферный воздух;
- подземные и поверхностные воды;
- почвенный покров.

Наблюдения за качеством атмосферного воздуха проводились в фиксированных точках зоны влияния предприятия по следующим загрязняющим веществам: диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, диоксид серы, метан, сажа.

Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны на месторождении Акшабулак Южный в 2022г, представлены в таблице 10.2.1.

Таблица 0.1 – Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2022г

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Норма ПДК м.р. мг/м ³	Фактическая концентрация за 2022 год			Наличие превышения ПДК
			I кв.	II кв.	III кв.	
Граница СЗЗ ЮГ	Азота диоксид	0,2	0,0527	0,0532	0,0542	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,0453	0,0468	0,0456	не превышает
	Сажа	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	не превышает
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	не превышает
	Оксид углерода	5,0	2,75	2,78	2,61	не превышает
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	<25	<25	<25	не превышает

	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	50	<30	<30	<30	не превышает
Граница С3З Север	Азота диоксид	0,2	0,051	0,0523	0,0518	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,0436	0,0441	0,0423	не превышает
	Сажа	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	не превышает
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	не превышает
	Оксид углерода	5,0	2,72	2,82	2,73	не превышает
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	<25	<25	<25	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	50	<30	<30	<30	не превышает
Граница С3З Запад	Азота диоксид	0,2	0,0515	0,0523	0,0519	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,0428	0,0443	0,0432	не превышает
	Сажа	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	не превышает
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	не превышает
	Оксид углерода	5,0	2,59	2,61	2,55	не превышает
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	<25	<25	<25	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	50	<30	<30	<30	не превышает
Граница С3З Восток	Азота диоксид	0,2	0,0528	0,0532	0,0518	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,0463	0,0471	0,0464	не превышает
	Сажа	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	не превышает
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	не превышает
	Оксид углерода	5,0	2,63	2,72	2,53	не превышает
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	<25	<25	<25	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	50	<30	<30	<30	не превышает

Вывод: анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе С3З месторождения Акшабулак Южный показал, что концентрации ЗВ находились в допустимых пределах и не превышали санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.), установленных для населенных мест.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100 % контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

10.3 Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

Согласно «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» [7] утвержденный правительством РК от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2 размер санитарно-защитной зоны для месторождения Акшабулак Южный составляет 1000м.

При обосновании границ санитарной зоны в качестве основных критериев используется недопущение превышения уровней физического воздействия вредных факторов на атмосферный воздух на внешней границе СЗЗ.

10.4 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Гидрографическая сеть в районе месторождения Акшабулак Южный не развита. Местами заметны слабо выраженные русла временных водотоков, образованные во время таяния снега или выпадения ливневых дождей.

Дно понижения солончака Арыс, расположенного восточнее месторождения, весной покрыто водой, летом сохраняется грязь и территория его практически непроходима для автотранспорта.

Небольшие разливы приурочены к редким самоизливающимся артезианским скважинам. Такие источники воды используются чабанскими хозяйствами в качестве участков отгонного животноводства.

Рассматриваемая территория в структурно-гидрогеологическом плане является частью Түргайского артезианского бассейна и представляет собой депрессионную зону, выполненную мощными осадочными толщами.

В соответствии с геологическими и гидродинамическими данными, здесь выделяются следующие водоносные горизонты и комплексы:

1. Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений;
2. Водоносный горизонт четвертичных делювиально-пролювиальных отложений;
3. Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений;
4. Воды спорадического распространения эоценовых отложений;
5. Водоносный комплекс верхнетурон-сенонских отложений;
6. Водоносный комплекс нерасчлененных альб-сеноманских отложений.

Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений – (VQ) связан с массивами песков Арыскум (северная часть) и Мойынкум (южное окончание). Водовмещающими породами являются преимущественно мелкозернистые пески, в подошве которых залегают глинистые породы более древнего возраста – неогена или палеогена.

Водоносный горизонт делювиально-пролювиальный четвертичных отложений – (LpQ). Водовмещающие породы представлены линзами разнозернистых песков. Мощность обводненной части до 2 м. Глубина залегания воды 0,5-1,5 м. Дебиты колодцев незначительные, химический состав подземных вод пестрый. Обычно не используется.

Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений (N23) сравнительно широко распространен на плато Сарылан. Породами горизонта являются пески нередко с гравием и галькой, песчаниками и гравелитами. Большинство участков этих отложений хорошо дренировано и поэтому значительные площади плато являются практически безводными.

Воды спорадического распространения эоценовых отложений (P₂) известны на восточном обрамлении песчаного массива Арыскум и солончака Арыс. Водовмещающими служат мелкозернистые кварцевые пески, тасаранской свиты, переслаиваемые глинистыми песками и глинами.

Водоносный комплекс верхнетурон – сенонских отложений (K_{2t2+sn}) наиболее перспективен для использования в народном хозяйстве. Повсеместно водоносные отложения этого комплекса подстилаются глинистой пачкой нижнего турона и перекрываются глинами эоцена. Верхняя (сенонская) часть разреза сложена прибрежно-морскими отложениями, а нижняя (верхнетуронская) – пестроцветными песчано-алеврито-глинистыми породами континентального генезиса.

Водоносный комплекс ниже- и верхнемеловых альб-сеноманских отложений (K_{al}-K_{2s}) вскрывается в зоне субширотных разрывных нарушений. Первый водоносный горизонт залегает в интервале 275-350 м, местами отмечается самоизлив. Дебит 0,3 л/с при понижении 0,3 м. Минерализация около 1,7 г/л. Второй водоносный горизонт вскрывается на глубинах 505-565 м. Пьезометрический уровень устанавливается на глубине 20 м. Дебит 1 л/с при понижении 8,6 м. Минерализация воды 1,2 г/л. Химический состав хлоридно-натриевый. Температура вод этого комплекса составляет от 120 до 74⁰C.

Водопотребление и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Постановлением Правительства РК №209 от 16.03.2015г «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйствственно-питьевых целей, хозяйствственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» [6].

Водоснабжение питьевой и технической водой месторождения Акшабулак Южный осуществляется согласно договору со специализированными организациями; образующиеся в процессе жизнедеятельности персонала сточные воды вывозятся также специализированной организацией.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территорий от негативного воздействия объектов производства рекомендуется выполнение следующих мероприятий:

- с целью контроля над расходом питьевой воды должны быть предусмотрены водомерные устройства;
- обваловка и бетонирование площадок;
- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- создание герметизированной системы сбора, очистки и утилизации всех промышленных стоков;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений; допущение грубых нарушений технологии добычи, переработки и системы распределения нефти и нефтепродуктов, которые могут привести к загрязнению поверхностных и подземных вод;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн; обязательно должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

10.5 Производственные отходы предприятия

В процессе строительства и эксплуатации скважин образуется значительное количество твердых и жидкого отходов. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Все производственные и твердо-бытовые отходы месторождения собираются в специальных емкостях и вывозятся на полигон согласно договору со специализированной организацией.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;

- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;

При эксплуатации месторождения являются:

- металлолом;
- ТБО;
- Промасленная ветошь;
- Огарки сварочных электродов.

10.6 Охрана недр

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Факторами воздействия на геологическую среду при осуществлении проекта являются следующие виды работ:

- строительство и обустройство скважин;
- движение транспорта;
- проявление пластовых флюидов в межколонных пространствах.

Влияние движения автотранспорта при производстве планируемых работ состоит в нарушении почвообразующего субстрата, воздействии на рельеф, загрязнении почв при аварийных разливах ГСМ и другими нефтепродуктами.

Устойчивость геологической среды к различным видам воздействия на нее в процессе проведения работ не одинакова и зависит как от специфики работ, так и от длительности воздействия. Рассмотрим влияние передвижения автотранспорта по территории работ на геологическую среду. Воздействие автотранспорта на геологическую среду преимущественно затрагивает почвенно-растительный слой и почвообразующий субстрат. Интенсивность воздействия зависит от особенностей ландшафта. Степень устойчивости почвообразующего субстрата обуславливает интенсивность проявлений процессов дефляции и водной эрозии.

Обследование аналогичных территорий, показало, что в пределах равнинных массивов более легкого состава глубина вреза колеи достигает 40 см, по обе стороны дороги наблюдается нарушение растительного покрова в радиусе 0,5-1,0 м.

Движение автотранспорта при проведении планируемых работ не вызовет необратимых последствий, так как проектируемые работы не усилият развития естественного процесса водной эрозии и дефляции.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

Общие меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования;
- грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- для предупреждения биогенной сульфатредукции необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;
- стравливание давления для борьбы с межколонным давлением;
- закачивание тяжелой жидкости для борьбы с МКД;
- ведение постоянной работы по наблюдению и контролю за проявлениями МКД.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль за транспортными путями, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Радиационная обстановка

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются [3]:

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;
- принцип оптимизации - поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации - форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к обеспечению радиационной безопасности», утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № КР ДСМ-275/2020 [7].

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие приmonoфакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м3/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

11.1 Доразведка месторождения

Настоящий проект составлен на основе «Прирост запасов нефти и растворенного газа месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан» (по состоянию на 02.01.2023г), который был утвержден Протоколом ГКЗ РК _____).

На Гос.баланс РК оставлены начальные геологические/извлекаемые запасы нефти по категориям В+С₁ в количестве 7420/2816 тыс. т, по категории С2 в количестве 474/271 тыс. по категории С3 в количестве 94/24 тыс.

Для дальнейшего изучения месторождения недропользователю рекомендуется:

- предусмотреть бурение оценочной скважины с целью подтверждения распространения залежей углеводородного сырья, оцененных по категории С3:

- ОС-4 (скв. №76 – горизонты Ю-0-2 – II'блок);

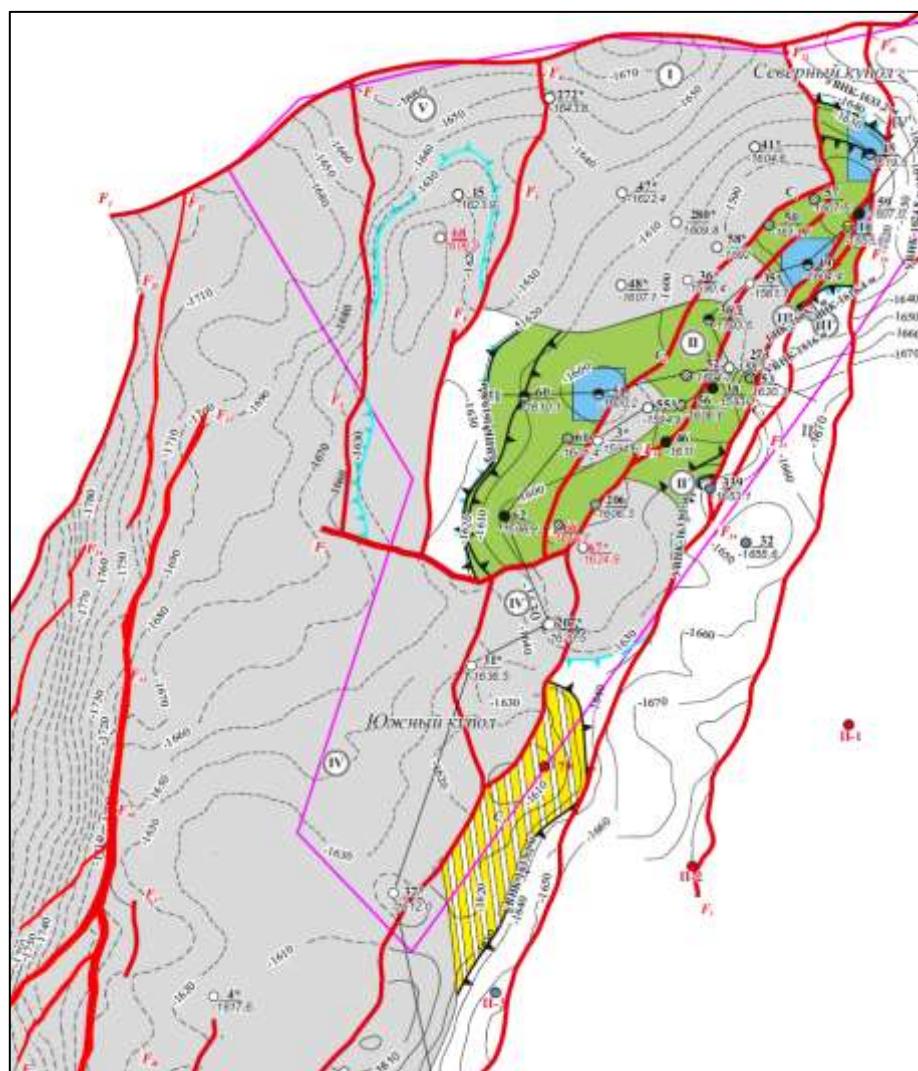


Рисунок 11.1.1 – Продуктивный горизонт Ю-0-2а

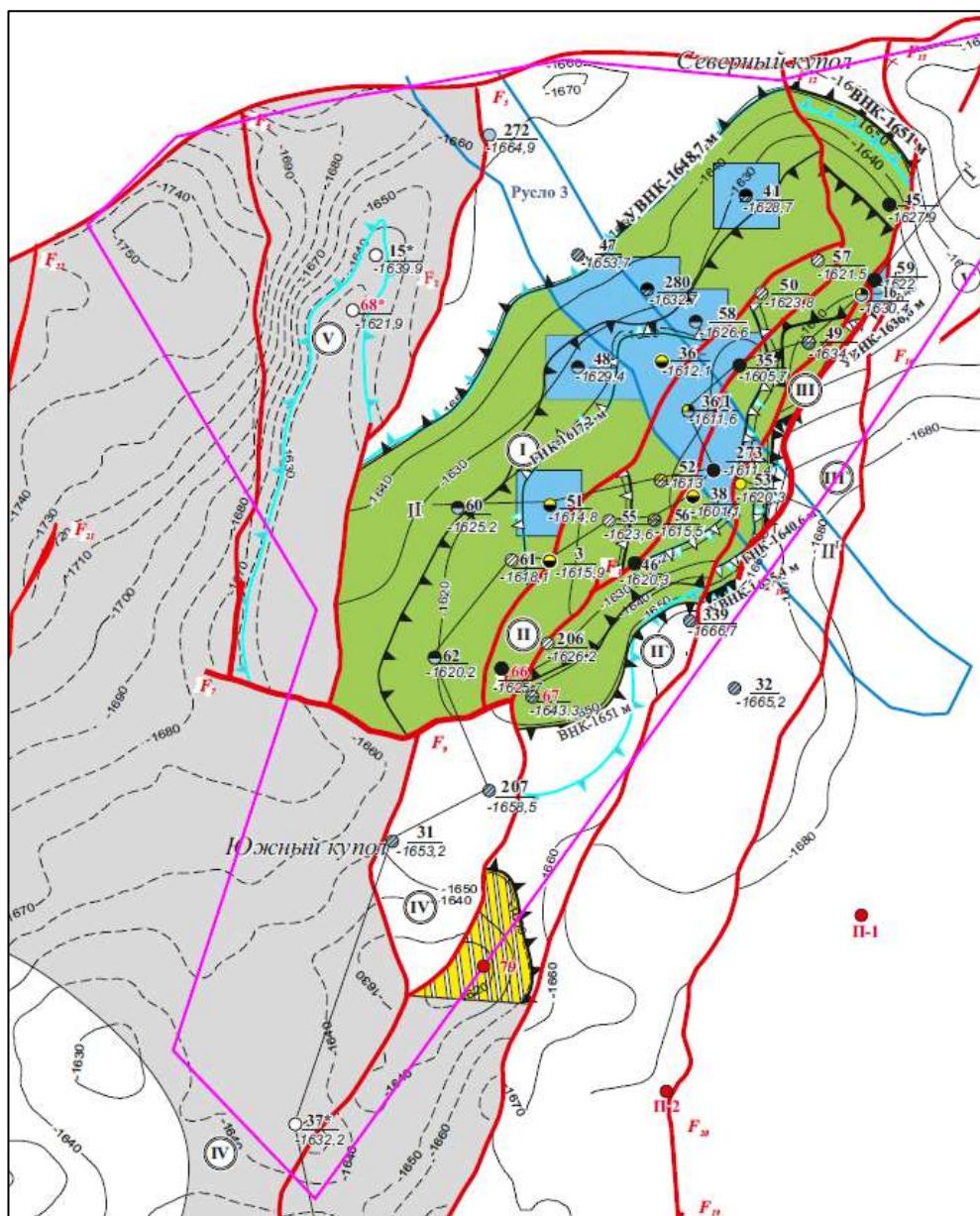


Рисунок 11.1.2 – Продуктивный горизонт Ю-0-26

12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Гидроразрыв пласта

Горизонт месторождения Ю-0-2 характеризуются низкими фильтрационно-емкостными характеристиками. Одним из перспективных мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти в низкопроницаемых, слабодренируемых, неоднородных и расчлененных коллекторах, является гидравлический разрыв пласта (ГРП), в результате которого происходит не только интенсификация добычи нефти, но и вовлечение в разработку запасов, которые находились на участках пласта в силу ряда причин неохваченных процессом выработки. Область применения ГРП распространяется практически на все типы продуктивных пластов. Результатом применения ГРП, как правило, является увеличение отборов жидкости.

Мировой опыт нефтедобычи показывает, что высокопроводящие трещины гидроразрыва позволяют увеличить продуктивность скважин в несколько раз, а применение ГРП как элемента системы разработки, т.е., создание гидродинамической системы скважин с трещинами гидроразрыва, дает увеличение темпа отбора извлекаемых запасов, повышение нефтеотдачи за счет вовлечения в активную разработку слабодренируемых зон и пропластков и увеличения охвата заводнением, а также позволяет вводить в разработку залежи с потенциальным дебитом скважин в 2, 3 раза ниже уровня рентабельной добычи, следовательно, переводить часть забалансовых запасов в промышленные. Увеличение дебита скважин после проведения ГРП определяется соотношением проводимостей пласта и трещины и размерами последней, причем коэффициент продуктивности скважины не возрастает неограниченно с ростом длины трещины, существует предельное значение длины, превышение которого практически не приводит к росту дебита жидкости.

13 РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

13.1 Расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования

Месторождение Акшабулак Южный на момент составления настоящего «Проекта разработки...», разрабатывается согласно дополнению №7 от 19 мая 2023 года. Срок окончания контракта 1 марта 2034 года.

Все приведенные в рамках настоящего проекта стоимости ликвидации приняты на основе «Проекта ликвидации последствий деятельности недропользования на месторождении Акшабулак Южный с проектом ОВОС» составленной Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в 2021г.

Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактический выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя. Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ. Стоимость работ 1 бригады/час составляет 44 876,4 тенге. Продолжительность ликвидационных работ на 1 скважину, ликвидируемых по схеме 1 составляет 166 часа, по схеме 2 – 145 часа, водозaborных скважин – 56 часов. Количество скважин на месторождении Акшабулак Южный, подлежащих ликвидации, составит 42 ед.

Таблица 13.1.1 – Таблица ликвидации скважин

Объект ликвидации	Продолжительность ликвидационных работ на 1 скв/час	Количество скважин	Стоимость работы 1 бригада/часа, тенге	Всего продолжительность ликвидационных работ, часа	Общая стоимость, тенге
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации I	166	34	44 876,4	5644	253 282 402
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации II	145	1	44 876,4	145	6 507 078
Водозаборные скважины	56	7	44 876,4	392	17 591 549
ИТОГО		42		6 181	277 381 028

В разряд работ по ликвидации последствий деятельности подпадают также работы по установке реперов с тумбами. По месторождению Акшабулак Южный необходимо установить 42 репера с тумбами. Стоимость ликвидации 1 репер тумбы составила **332 479,16 тенге**, в таблице 13.1.2 представлена сметная стоимость репер тумбы за 2020г, данная стоимость была пересчитана с помощью переводного коэффициента, рассчитанного путем отношения МРП 2023г к МРП 2020г, который составил 1,242ед. Таким образом затраты на установку 42 реперов с тумбами составят $332\ 479,16 \text{ тенге} * 42\text{ед.} = 13\ 964\ 125$ тенге.

Стоимость ликвидации объектов, оборудования и рекультивации также была пересчитана с помощью переводного коэффициента и составила **349 101 735 тенге** (в таблице 13.1.1 предоставлены сметные расчеты за 2020г). Сумма ликвидационного фонда с учетом стоимости ликвидации скважин, промысловых объектов, оборудования и рекультивации земли составила **640 446 888 тенге**. Накопленная сумма на банковском счете **121 767 698 тенге**. Сумма к накоплению составила **518 679 190 тенге**.

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 13.1.2 – Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование	Стоимость, тенге	Количество	Общая стоимость, тенге
Затраты на ликвидацию скважин	6 604 310	42	277 381 028
Затраты на установку репер тумбы	332 479,16	42	13 964 125
Затраты на демонтаж оборудования, зданий и сооружений			322 202 133
Рекультивация нарушенных земель			26 899 602
ИТОГО			640 446 888
Накопленная сумма на ЛФ			121 767 698
Сумма к накоплению			518 679 190
Накопленная добыча нефти за контрактный период			839,94
Удельный норматив, тонна/тенге			617,52

Согласно пункту 6 статьи 126 Кодекса, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море.

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов.

В то же время, согласно пункту 3 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании», в части введения Кодекса в действие, пункт 8 статьи 126 Кодекса применяется к отношениям по разрешениям, лицензиям и контрактам на недропользование по углеводородам, выданным и заключенным до введения в действие настоящего Кодекса, по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего отчета расчет отчислений в ликвидационный фонд проведен начиная с 2023г до конца контрактного периода 2034г, на сумму ликвидационных отчислений для накопления.

Таблица 13.1.3 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд

Годы	Добыча нефти, тыс.тн	Норматив, тенге/тонна	Сумма к отчислению, тыс.тенге
2023	105,94	617,52	65 417,96
2024	97,43	617,52	60 164,08
2025	89,60	617,52	55 331,66
2026	80,25	617,52	49 555,70
2027	73,21	617,52	45 205,93
2028	65,21	617,52	40 270,98
2029	64,42	617,52	39 783,61
2030	63,46	617,52	39 186,74
2031	57,38	617,52	35 435,85
2032	51,96	617,52	32 083,35
2033	47,50	617,52	29 332,88
2034	43,58	617,52	26 910,46
Итого	839,94		518 679,190

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

а) Опубликованные литературы:		
1.	Правительство РК	«Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа», утверждена Приказом Министра энергетики и природных ресурсов РК от 13.08.1997г №99;
2.	МООС РК	«Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин, утвержденные Приказом МООС РК №129-Ө от 03.05.2012г;
3.	Правительство РК	СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденный Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли РК №596 от 31.10.2012г;
4.	Правительство РК	«Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением», утвержденный Приказом №358 МИР РК от 30.12.2014г;
5.	Правительство РК	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденный Приказом №355 МИР РК от 30.12.2014г;
6.	Правительство РК	«Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов», утвержденный Приказом №359 МИР РК от 30.12.2014г;
7.	Правительство РК	«Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденный Приказом №261 и.о. Министра национальной экономики РК от 27.03.2015г;
8.	Правительство РК	«Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные постановлением Правительства РК №237 от 20.03.2015г;
9.	Правительство РК	«Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую природную среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации», утвержденные Приказом Министра ООС РК от 28.06.2007г №204-п (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.06.2016 г);

10.	Правительство РК	«Общие требования к пожарной безопасности», утвержденные приказом внутренних дел РК №439 от 23.06.2017г;
11.	Правительство РК	«Правила устройства электроустановок», утвержденные Приказом Министра Энергетики РК №230 от 20.03.2015г (с изменениями по состоянию на 25.12.2017г);
12.	Правительство РК	Кодекс РК «О недрах и недропользовании», утвержденный постановлением Правительства РК №125-VI от 27.12.2017г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.05.2018г);
13.	Правительство РК	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденный приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239;
14.	Правительство РК	«Методические рекомендации по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений», 2018г;
15.	Правительство РК	Экологический кодекс РК, утвержденный постановлением Правительства РК №212 от 09.01.2007г (с изменениями и дополнениями от 05.10.2018г);
16.	Правительство РК	«Единая методика расчета организациями местного содержания при закупке товаров, работ и услуг», утвержденная приказом Министра по инвестициям и развитию РК №260 от 20.04.2018г;
6) Фондовые литературы:		
17.		«Дополнение к зональному проекту поисков месторождений нефти и газа в Центрально-Арыкской зоне», 1989г;
18.		«Подсчет запасов нефти и газа по площадям Южный Акшабулак и Восточный Акшабулак Кызыл-Ординской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.01.2001г.)», ТОО «Компания Недра-Инжиниринг», г. Актау, 2001г;
19.		«Отчет по контролю качества получения 3D сейсмики в Акшабулак для СП «Казгермунай» РК», г. Лейпциг, 2002г;
20.		«Проект пробной эксплуатации месторождения Акшабулак Южный», ЗАО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2003г;
21.		«План мероприятий по доразведке месторождения Акшабулак Южный», ЗАО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2005г;

22.		«Авторский надзор за реализацией Проекта пробной эксплуатации месторождения Акшабулак Южный», ЗАО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2005г;
23.	Юсупова М.С., Султанбаева А.Т., Калмуратова Б.А. и др.	«Авторский надзор за реализацией Проекта пробной эксплуатации месторождения Акшабулак Южный», АО «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2007г;
24.	Мурзагалиева Ж.С., Юсупова М.С., Незаметдинов Р.Р. и др.	«Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.01.2007г)», АО «Каспиймунайгаз» - ТОО «ТАМКО», г. Атырау, 2007г;
25.	Каирбеков С.Б., Нурбаев С.Т., Имаганбетов К.М. и др.	«Технологическая схема разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2007г;
26.	Юсупова М.С., Кулшанова Л.Ш., Мухтанов Б.М. и др.	«Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2009г;
27.	Юсупова М.С., Кулшанова Л.Ш., Камариденова Г.С. и др.	«Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2011г;
28.	Юсупова М.С., Кулшанова Л.Ш., Сарсенбеков Н.Д. и др.	«Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2012г)», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2012г;
29.	Бектасов А.А., Кулшанова Л.Ш. и др.	«Уточненная технологическая схема разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2013г;
30.	Кодар Б.К., Тулетаев Д.М. и др.	«Авторский надзор за реализацией Уточненной Технологической схемы разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2014г;
31.	Марданов А.С., Комашев А.О. и др.	«Авторский надзор за реализацией Уточненной Технологической схемы разработки газонефтяного месторождения Акшабулак Южный», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2015г;
32.	Мусина Ж.К., Марданов А.С., Абуев Р.Б. и др.	«Прирост запасов нефти и растворенного газа продуктивного горизонта Ю-III месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2016г)», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2016г;
33.	Марданов А.С., Бондарук В.В. и др.	«Анализ разработки месторождения Акшабулак Южный», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2016г;

34.	Мусина Ж.К., Марданов А.С., Абуев Р.Б. и др.	«Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.07.2016г), ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2017г;
35.	Джаксылыков Т.С., Берекетов А.С., Абуев Р.Б. и др.	«Проект разработки месторождения Акшабулак Южный», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2018г;
36.	Джаксылыков Т.С., Нұрсұлтанов Е.Ф., Тұкпатұла Д.С. и др.	«Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Акшабулак Южный», Филиал ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» в городе Атырау, г. Атырау, 2018г
37.	Сымгалиев А.Д., Абдулов А.Р. и др.	«Перевод запасов нефти и газа блока I' горизонта Ю-III месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области РК (по состоянию изученности на 01.07.2019г)», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2019г;
38.	Нұрсұлтанов Е.Ф., Сымгалиев А.Д., Абдулов А.Р. и др.	«Анализ разработки месторождения Акшабулак Южный», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2020г.
39.	Нұрсұлтанов Е.Ф., Сымгалиев А.Д., Адаева С.С. и др	«Авторский надзор за реализацией проектного документа месторождения Акшабулак Южный», Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2020г.
40.	Даумшаров А.А., Сымгалиев А.Д., Адаева С.С. и др	«Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Южный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.02.2021г), Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2021г.
41.	Марданов А.С., Хажитов В.З., Нурмаханов Н.У., Даумшаров А.А.	«Проект разработки месторождения Акшабулак Южный» Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, 2022г;
42.		«Прирост ...»

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

П.4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2023	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	2	2	0	4,1	12,2
2024	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	2	2	0	3,7	12,5
2025	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	2	2	0	3,4	12,7
2026	0	0	0	1	0	0	1,9	0	1	1	0	1	1	0	3,5	13,0
2027	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	4,0	14,7
2028	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	3,7	15,3
2029	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	3,4	15,9
2030	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	3,1	16,5
2031	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	2,8	17,2
2032	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	2,6	17,9
2033	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	2,3	18,6
2034	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	2,1	19,4
2035	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	2,0	20,2
2036	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	1,8	21,0
2037	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	1,6	21,9
2038	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	1,5	22,8
2039	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	1,4	23,7
2040	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	1,2	24,7
2041	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	1,1	25,7
2042	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	1,0	26,7

П.4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	2,1	3,8	11,7	39,3	71,4	0,102	6,3	6,3	92,7	89,1	66,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,012	0,244
2024	1,9	3,5	12,1	41,2	74,8	0,107	6,4	6,4	99,1	95,5	70,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,011	0,256
2025	1,9	3,4	13,4	43,0	78,2	0,112	7,0	7,0	106,0	102,5	73,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,011	0,267
2026	1,6	2,9	13,3	44,6	81,1	0,116	5,9	5,9	112,0	108,4	73,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,010	0,276
2027	1,2	2,1	11,3	45,8	83,2	0,119	4,3	4,3	116,2	112,7	72,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,007	0,283
2028	1,1	1,9	11,6	46,9	85,2	0,122	4,5	4,5	120,7	117,1	75,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,290
2029	1,0	1,8	12,0	47,8	87,0	0,125	4,6	4,6	125,3	121,8	78,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,296
2030	0,9	1,6	12,5	48,7	88,6	0,127	4,8	4,8	130,2	126,6	81,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,005	0,301
2031	0,8	1,5	13,0	49,5	90,1	0,129	5,0	5,0	135,2	131,6	83,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,005	0,306
2032	0,7	1,4	13,7	50,3	91,4	0,131	5,2	5,2	140,4	136,8	85,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,310
2033	0,7	1,2	14,5	51,0	92,7	0,133	5,4	5,4	145,9	142,3	87,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,314
2034	0,6	1,1	15,5	51,6	93,8	0,134	5,7	5,7	151,5	147,9	89,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,318
2035	0,6	1,0	16,8	52,2	94,9	0,136	5,9	5,9	157,4	153,8	90,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,322
2036	0,5	0,9	18,5	52,7	95,8	0,137	6,1	6,1	163,5	160,0	91,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,325
2037	0,5	0,9	20,7	53,2	96,7	0,138	6,4	6,4	169,9	166,3	92,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,328
2038	0,4	0,8	23,8	53,6	97,5	0,140	6,6	6,6	176,6	173,0	93,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,330
2039	0,4	0,7	28,6	54,0	98,2	0,141	6,9	6,9	183,5	179,9	94,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,333
2040	0,4	0,7	36,6	54,4	98,9	0,142	7,2	7,2	190,7	187,1	94,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,335
2041	0,3	0,6	52,8	54,7	99,5	0,142	7,5	7,5	198,2	194,							

П.4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м ³ /сут
	всего	добывающие	нагнетательные						всего	добывающие	нагнетательные	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	8	8	1	12,8	22,7	239,3
2024	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	8	8	1	8,2	20,2	229,0
2025	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	8	8	1	5,4	21,4	218,7
2026	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	8	8	1	4,0	22,1	199,9
2027	0	0	0	15	0	0	41,2	0	1	1	0	7	7	1	3,4	20,7	186,4
2028	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	7	7	1	2,9	19,4	168,6
2029	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	7	7	1	3,1	19,0	120,0
2030	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	7	7	1	3,5	20,1	97,3
2031	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	7	7	1	2,8	18,3	88,0
2032	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	7	7	1	2,3	16,7	79,7
2033	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	7	7	1	1,8	15,2	72,1
2034	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	7	7	1	1,5	13,9	65,2
2035	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	7	7	1	1,2	12,6	53,1
2036	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	7	7	1	1,0	11,5	47,6
2037	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	7	7	1	0,8	10,5	42,6
2038	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	7	7	1	0,4	9,6	38,2
2039	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	7	7	1	0,3	8,8	34,2
2040	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	7	7	1	0,2	8,0	30,7
2041	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	7	7	1	0,2	7,4	27,5
2042	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	7	7	1	0,1	6,7	24,6

П.4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	33,3	4,9	12,2	439,0	64,8	0,130	59,2	59,2	931,8	700,1	43,7	83,0	1390,5	105,1	117,5	5,008	140,218
2024	20,4	3,0	8,5	459,4	67,8	0,136	50,3	50,3	982,0	750,3	59,4	79,4	1469,9	128,9	118,0	3,165	143,382
2025	12,6	1,9	5,8	472,0	69,6	0,140	50,1	50,1	1032,1	800,4	74,9	75,8	1545,8	135,1	118,8	2,038	145,420
2026	8,6	1,3	4,2	480,6	70,9	0,143	47,9	47,9	1080,1	848,3	82,0	69,3	1615,1	134,9	119,4	1,455	146,875
2027	6,8	1,0	3,4	487,4	71,9	0,145	41,9	41,9	1121,9	890,2	83,8	64,6	1679,7	145,6	120,2	1,171	148,045
2028	5,3	0,8	2,8	492,8	72,7	0,146	36,2	36,2	1158,1	926,4	85,3	58,5	1738,2	154,0	121,1	0,938	148,983
2029	4,6	0,7	2,5	497,4	73,4	0,148	28,5	28,5	1186,5	954,8	83,8	41,6	1779,8	137,9	121,5	0,813	149,797
2030	3,6	0,5	2,0	500,9	73,9	0,149	20,2	20,2	1206,7	975,0	82,3	33,7	1813,5	156,4	122,0	0,644	150,441
2031	2,8	0,4	1,6	503,7	74,3	0,150	18,4	18,4	1225,1	993,3	84,6	30,5	1844,0	157,7	122,4	0,520	150,961
2032	2,3	0,3	1,3	506,0	74,6	0,150	16,7	16,7	1241,8	1010,1	86,4	27,6	1871,7	158,4	122,8	0,425	151,386
2033	1,8	0,3	1,1	507,9	74,9	0,151	15,3	15,3	1257,0	1025,3	87,9	25,0	1896,6	158,7	123,2	0,338	151,724
2034	1,5	0,2	0,9	509,4	75,1	0,151	13,9	13,9	1271,0	1039,2	89,2	22,6	1919,3	158,9	123,5	0,270	151,994
2035	1,2	0,2	0,7	510,6	75,3	0,152	12,7	12,7	1283,7	1051,9	90,3	18,4	1937,7	142,9	123,7	0,216	152,210
2036	1,0	0,1	0,6	511,6	75,5	0,152	11,6	11,6	1295,2	1063,5	91,4	16,5	1954,2	141,3	123,8	0,173	152,383
2037	0,8	0,1	0,5	512,4	75,6	0,152	10,6	10,6	1305,8	1074,1	92,3	14,8	1969,0	139,4	123,9	0,139	152,522
2038	0,4	0,1	0,2	512,8	75,6</td												

П.4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2023	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	7	5	0	27,2	96,4
2024	0	0	0	11	0	0	21,4	0	1	1	0	6	4	0	25,5	105,5
2025	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	5	0	23,9	117,2
2026	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	5	0	22,5	127,5
2027	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	5	0	21,1	136,3
2028	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	19,8	143,9
2029	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	18,5	150,2
2030	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	17,4	155,4
2031	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	16,3	159,8
2032	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	15,3	163,3
2033	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	14,3	166,2
2034	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	13,5	168,6
2035	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	12,6	170,5
2036	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	11,7	172,0
2037	0	0	0	11	0	0	21,4	0	1	1	0	5	5	0	10,7	173,3
2038	0	0	0	11	0	0	21,4	0	1	1	0	4	4	0	9,7	174,3
2039	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	4	4	0	8,6	175,1
2040	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	4	4	0	7,6	175,8
2041	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	4	4	0	6,7	176,3
2042	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	4	4	0	5,6	176,7

П.4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	63,3	3,1	8,7	1403,2	67,8	0,386	224,5	160,3	2783,3	1339,1	71,8	0,0	30,1	0,0	0,8	26,213	558,634
2024	50,4	2,4	7,6	1453,6	70,2	0,400	208,5	139,0	2991,8	1478,2	75,8	0,0	30,1	0,0	0,8	20,879	579,512
2025	50,8	2,5	8,2	1504,5	72,7	0,414	249,0	207,5	3240,8	1685,6	79,6	0,0	30,1	0,0	0,7	21,049	600,561
2026	47,7	2,3	8,4	1552,2	75,0	0,427	270,8	225,6	3511,6	1911,3	82,4	0,0	30,1	0,0	0,7	19,744	620,305
2027	44,7	2,2	8,6	1596,9	77,1	0,439	289,6	241,3	3801,2	2152,6	84,6	0,0	30,1	0,0	0,6	18,520	638,825
2028	42,0	2,0	8,9	1638,8	79,2	0,450	305,6	305,6	4106,8	2458,2	86,3	0,0	30,1	0,0	0,6	17,372	656,197
2029	39,4	1,9	9,1	1678,2	81,1	0,461	319,0	319,0	4425,8	2777,2	87,7	0,0	30,1	0,0	0,5	16,295	672,492
2030	36,9	1,8	9,4	1715,1	82,9	0,471	330,2	330,2	4756,0	3107,4	88,8	0,0	30,1	0,0	0,5	15,285	687,776
2031	34,6	1,7	9,8	1749,8	84,5	0,481	339,4	339,4	5095,4	3446,8	89,8	0,0	30,1	0,0	0,5	14,337	702,113
2032	32,5	1,6	10,1	1782,2	86,1	0,490	347,0	347,0	5442,3	3793,8	90,6	0,0	30,1	0,0	0,5	13,448	715,562
2033	30,5	1,5	10,6	1812,7	87,6	0,498	353,1	353,1	5795,4	4146,9	91,4	0,0	30,1	0,0	0,4	12,615	728,176
2034	28,6	1,4	11,1	1841,3	89,0	0,506	358,1	358,1	6153,6	4505,0	92,0	0,0	30,1	0,0	0,4	11,832	740,009
2035	26,8	1,3	11,7	1868,1	90,2	0,513	362,2	362,2	6515,8	4867,2	92,6	0,0	30,1	0,0	0,4	11,099	751,108
2036	24,8	1,2	12,3	1892,9	91,4	0,520	365,5	365,5	6881,3	5232,7	93,2	0,0	30,1	0,0	0,4	10,266	761,374
2037	20,7	1,0	11,7	1913,6	92,4	0,526	335,2	335,2	7216,5	5567,9	93,8	0,0	30,1	0,0	0,4	8,566	769,939
2038	15,3	0,7	9,8	1928,9	93,2	0,530	275,5	275,5	7492,0	5843,4	94,4	0,0	30,1	0,0	0,4	6,342	776,281
2039	12,2	0,6	8,6	1941,1	93,8	0,534	248,0	248,0	7739,9	6091,4	95,1	0,0	30,1	0,0	0,3</		

П.4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м ³ /сут	
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости		
2023	0	0	0	27	0	64,5	0	0	0	0	17	15	1	18,1	53,2	239,3
2024	0	0	0	27	0	64,5	0	1	1	0	16	14	1	14,6	53,4	229,0
2025	0	0	0	27	0	64,5	0	0	0	0	16	15	1	13,0	61,1	218,7
2026	0	0	0	27	0	64,5	0	1	1	0	15	14	1	12,2	68,3	199,9
2027	0	0	0	27	0	64,5	0	1	1	0	14	13	1	11,9	75,6	186,4
2028	0	0	0	27	0	64,5	0	0	0	0	14	14	1	11,3	80,9	168,6
2029	0	0	0	27	0	64,5	0	0	0	0	14	14	1	11,5	90,0	120,0
2030	0	0	0	27	0	64,5	0	0	0	0	14	14	1	12,1	103,8	97,3
2031	0	0	0	27	0	64,5	0	0	0	0	14	14	1	11,2	106,1	88,0
2032	0	0	0	27	0	64,5	0	0	0	0	14	14	1	10,4	107,9	79,7
2033	0	0	0	27	0	64,5	0	0	0	0	14	14	1	9,6	109,3	72,1
2034	0	0	0	27	0	64,5	0	0	0	0	14	14	1	9,0	110,4	65,2
2035	0	0	0	27	0	64,5	0	0	0	0	14	14	1	8,4	111,3	53,1
2036	0	0	0	27	0	64,5	0	0	0	0	14	14	1	7,7	112,0	47,6
2037	0	0	0	27	0	64,5	0	1	1	0	13	13	1	6,8	109,0	42,6
2038	0	0	0	27	0	64,5	0	1	1	0	12	12	1	5,6	101,4	38,2
2039	0	0	0	27	0	64,5	0	0	0	0	12	12	1	4,7	97,2	34,2
2040	0	0	0	27	0	64,5	0	0	0	0	12	12	1	4,2	97,4	30,7
2041	0	0	0	27	0	64,5	0	0	0	0	12	12	1	3,7	97,5	27,5
2042	0	0	0	27	0	64,5	0	0	0	0	12	12	1	3,1	97,6	24,6

П.4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2023	98,7	3,5	9,6	1881,5	66,8	0,254	289,9	225,8	3807,8	2128,3	65,9	83,0	1420,6	31,233	699,096
2024	72,7	2,6	7,8	1954,2	69,4	0,263	265,2	195,7	4072,9	2324,0	72,6	79,4	1500,0	24,054	723,150
2025	65,3	2,3	7,6	2019,5	71,7	0,272	306,0	264,5	4379,0	2588,5	78,7	75,8	1575,9	23,098	746,248
2026	57,9	2,1	7,3	2077,4	73,8	0,280	324,6	279,5	4703,6	2868,0	82,2	69,3	1645,2	21,208	767,456
2027	52,7	1,9	7,1	2130,1	75,6	0,287	335,7	287,5	5039,3	3155,5	84,3	64,6	1709,8	19,698	787,154
2028	48,4	1,7	7,1	2178,5	77,4	0,294	346,2	346,2	5385,5	3501,7	86,0	58,5	1768,3	18,316	805,470
2029	44,9	1,6	7,1	2223,4	79,0	0,300	352,1	352,1	5737,6	3853,8	87,2	41,6	1809,9	17,114	822,584
2030	41,4	1,5	7,0	2264,8	80,4	0,305	355,2	355,2	6092,8	4209,0	88,4	33,7	1843,6	15,934	838,518
2031	38,3	1,4	6,9	2303,0	81,8	0,310	362,8	362,8	6455,6	4571,8	89,5	30,5	1874,1	14,862	853,380
2032	35,5	1,3	6,9	2338,5	83,0	0,315	368,9	368,9	6824,5	4940,7	90,4	27,6	1901,7	13,878	867,258
2033	33,0	1,2	6,9	2371,5	84,2	0,320	373,8	373,8	7198,3	5314,5	91,2	25,0	1926,7	12,957	880,215
2034	30,7	1,1	6,9	2402,3	85,3	0,324	377,7	377,7	7576,1	5692,2	91,9	22,6	1949,4	12,106	892,321
2035	28,6	1,0	6,9	2430,9	86,3	0,328	380,8	380,8	7956,8	6073,0	92,5	18,4	1967,8	11,318	903,639
2036	26,3	0,9	6,8	2457,2	87,3	0,331	383,2	383,2	8340,0	6456,2	93,1	16,5	1984,3	10,442	914,082
2037	22,0	0,8	6,1	2479,2	88,0	0,334	352,2	352,2	8692,2	6808,4	93,8	14,8	1999,1	8,707	922,789
2038	16,1	0,6	4,8	2495,3	88,6	0,336	291,8	291,8	8984,0	7100,2	94,5	13,2	2012,3	6,414	929,203
2039	12,9	0,5	4,0	2508,2	89,1	0,338	263,7	263,7	9247,7	7363,9	95,1	11,9	2024,2	5,099	934,302
2040	11,3	0,4	3,7	2519,5	89,5	0,340	264,2	264,2	9511,9	7628,0	95,7	10,6	2034,8	4,492	938,794
2041	9,9	0,4	3,4	2529,4	89,8</										

П.4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2023	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	2	2	0	4,1	12,2
2024	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	2	2	0	3,7	12,5
2025	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	2	2	0	3,4	12,7
2026	0	0	0	1	0	0	1,9	0	1	1	0	1	1	0	3,5	13,0
2027	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	4,0	14,7
2028	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	3,7	15,3
2029	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	3,4	15,9
2030	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	3,1	16,5
2031	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	2,8	17,2
2032	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	2,6	17,9
2033	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	2,3	18,6
2034	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	2,1	19,4
2035	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	2,0	20,2
2036	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	1,8	21,0
2037	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	1,6	21,9
2038	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	1,5	22,8
2039	0	0	0	1	0	0	1,9	0	0	0	0	1	1	0	1,4	23,7

П. 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	2,1	3,8	11,7	39,3	71,4	0,102	6,3	6,3	92,7	89,1	66,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,012	0,244
2024	1,9	3,5	12,1	41,2	74,8	0,107	6,4	6,4	99,1	95,5	70,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,011	0,256
2025	1,9	3,4	13,4	43,0	78,2	0,112	7,0	7,0	106,0	102,5	73,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,011	0,267
2026	1,6	2,9	13,3	44,6	81,1	0,116	5,9	5,9	112,0	108,4	73,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,010	0,276
2027	1,2	2,1	11,3	45,8	83,2	0,119	4,3	4,3	116,2	112,7	72,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,007	0,283
2028	1,1	1,9	11,6	46,9	85,2	0,122	4,5	4,5	120,7	117,1	75,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,290
2029	1,0	1,8	12,0	47,8	87,0	0,125	4,6	4,6	125,3	121,8	78,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,296
2030	0,9	1,6	12,5	48,7	88,6	0,127	4,8	4,8	130,2	126,6	81,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,005	0,301
2031	0,8	1,5	13,0	49,5	90,1	0,129	5,0	5,0	135,2	131,6	83,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,005	0,306
2032	0,7	1,4	13,7	50,3	91,4	0,131	5,2	5,2	140,4	136,8	85,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,310
2033	0,7	1,2	14,5	51,0	92,7	0,133	5,4	5,4	145,9	142,3	87,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,314
2034	0,6	1,1	15,5	51,6	93,8	0,134	5,7	5,7	151,5	147,9	89,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,318
2035	0,6	1,0	16,8	52,2	94,9	0,136	5,9	5,9	157,4	153,8	90,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,322
2036	0,5	0,9	18,5	52,7	95,8	0,137	6,1	6,1	163,5	160,0	91,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,325
2037	0,5	0,9	20,7	53,2	96,7	0,138	6,4	6,4	169,9	166,3	92,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,328
2038	0,4	0,8	23,8	53,6	97,5	0,140	6,6	6,6	176,6	173,0	93,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,330
2039	0,4	0,7	28,6	54,0	98,2	0,141	6,9	6,9	183,5	179,9	94,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,333

4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, тыс.м	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м ³ /сут
	всего	добывающие	нагнетательные						всего	добывающие	нагнетательные	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0	0	0	15	0	3	41,2	0	0	0	0	11	11	1	12,7	22,3	239,3
2024	0	0	0	15	0	1	41,2	0	0	0	0	12	12	3	7,6	17,8	132,8
2025	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	12	12	3	5,4	16,9	92,3
2026	0	0	0	15	0	1	41,2	0	0	0	0	13	13	3	4,6	16,6	94,3
2027	0	0	0	15	0	0	41,2	0	1	1	0	12	12	3	4,0	14,8	103,3
2028	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	12	12	3	3,3	13,4	90,7
2029	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	12	12	3	3,0	11,9	67,5
2030	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	12	12	3	2,8	10,5	51,3
2031	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	12	12	3	2,2	9,4	45,8
2032	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	12	12	3	1,9	9,1	39,5
2033	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	12	12	3	1,5	8,2	35,5
2034	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	12	12	3	1,2	7,4	32,0
2035	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	12	12	3	1,0	6,7	26,8
2036	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	12	12	3	0,8	6,0	24,0
2037	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	12	12	3	0,6	5,5	21,6
2038	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	12	12	3	0,4	5,0	19,2
2039	0	0	0	15	0	0	41,2	0	0	0	0	12	12	3	0,3	4,5	17,2

П. 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	35,0	5,2	12,8	440,7	65,0	0,131	61,3	61,3	933,9	702,2	43,0	83,0	1390,5	101,2	117,2	5,238	140,448
2024	26,4	3,9	11,1	467,1	68,9	0,139	61,8	61,8	995,7	764,0	57,3	89,7	1480,2	117,0	117,2	4,012	144,460
2025	19,8	2,9	9,4	486,9	71,8	0,145	62,3	62,3	1058,0	826,3	68,2	96,0	1576,3	132,2	118,0	3,056	147,516
2026	16,4	2,4	8,6	503,3	74,2	0,149	59,3	59,3	1117,3	885,6	72,3	98,1	1674,3	145,4	119,3	2,552	150,068
2027	14,3	2,1	8,2	517,5	76,3	0,154	53,1	53,1	1170,3	938,6	73,1	107,5	1781,8	178,8	121,7	2,222	152,291
2028	11,2	1,7	7,0	528,8	78,0	0,157	45,8	45,8	1216,2	984,5	75,5	94,4	1876,2	184,5	123,9	1,771	154,061
2029	9,6	1,4	6,4	538,4	79,4	0,160	37,5	37,5	1253,6	1021,9	74,4	70,2	1946,4	166,7	125,0	1,517	155,578
2030	7,5	1,1	5,4	545,9	80,5	0,162	27,9	27,9	1281,5	1049,8	73,1	53,3	1999,7	168,8	125,9	1,200	156,778
2031	5,9	0,9	4,5	551,8	81,4	0,164	25,0	25,0	1306,5	1074,8	76,3	47,7	2047,4	171,4	126,7	0,960	157,737
2032	4,3	0,6	3,4	556,1	82,0	0,165	21,1	21,1	1327,6	1095,9	79,6	41,1	2088,5	179,2	127,4	0,711	158,448
2033	3,5	0,5	2,8	559,6	82,5	0,166	19,0	19,0	1346,6	1114,9	81,8	36,9	2125,4	181,2	128,1	0,566	159,014
2034	2,8	0,4	2,4	562,4	82,9	0,167	17,2	17,2	1363,7	1132,0	83,6	33,3	2158,7	182,9	128,7	0,453	159,468
2035	2,2	0,3	1,9	564,6	83,3	0,168	15,5	15,5	1379,2	1147,5	85,5	27,9	2186,6	172,3	129,1	0,360	159,827
2036	1,8	0,3	1,6	566,4	83,5	0,168	14,0	14,0	1393,1	1161,4	87,0	25,0	2211,6	172,6	129,4	0,287	160,114
2037	1,5	0,2	1,3	567,9	83,8	0,169	12,6	12,6	1405,8	1174,0	88,4	22,4	2234,0	172,8	129,8	0,229	160,344
2038	0,9	0,1	0,8	568,8	83,9	0,169	11,4	11,4	1417,2	1185,5	92,2	19,9	2253,9	174,1	130,1	0,142	160,486
2039	0,7	0,1	0,6	569,5	84,0	0,169	10,3	10,3	1427,5	1195,8	93,2	17,9	2271,8	173,9	130,3	0,111	160,597

П.4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, тыс.м	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м ³ /сут
	всего	добывающие	нагнетательные						всего	добывающие	нагнетательные	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2023	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	7	5	0	27,2	96,4	0
2024	0	0	0	11	0	0	21,4	0	1	1	0	6	4	0	26,1	105,5	0
2025	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	5	0	24,2	117,2	0
2026	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	5	0	22,5	127,5	0
2027	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	5	0	21,1	136,3	0
2028	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	19,8	143,9	0
2029	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	18,5	150,2	0
2030	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	17,4	155,4	0
2031	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	16,3	159,8	0
2032	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	15,3	163,3	0
2033	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	14,3	166,2	0
2034	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	13,5	168,6	0
2035	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	12,6	170,5	0
2036	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	6	6	0	11,7	172,0	0
2037	0	0	0	11	0	0	21,4	0	1	1	0	5	5	0	10,7	173,3	0
2038	0	0	0	11	0	0	21,4	0	1	1	0	4	4	0	9,7	174,3	0
2039	0	0	0	11	0	0	21,4	0	0	0	0	4	4	0	8,6	175,1	0

П. 4.1.14 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	63,3	3,1	8,7	1403,2	67,8	0,386	224,5	160,3	2783,3	1339,1	71,8	0,0	30,1	0,0	0,8	26,213	558,634
2024	51,6	2,5	7,7	1454,8	70,3	0,400	208,5	139,0	2991,8	1478,2	75,2	0,0	30,1	0,0	0,8	21,375	580,009
2025	51,4	2,5	8,4	1506,3	72,8	0,414	249,0	207,5	3240,8	1685,6	79,3	0,0	30,1	0,0	0,7	21,297	601,306
2026	47,7	2,3	8,5	1554,0	75,1	0,427	270,8	225,6	3511,6	1911,3	82,4	0,0	30,1	0,0	0,7	19,765	621,071
2027	44,8	2,2	8,7	1598,8	77,2	0,439	289,6	241,3	3801,2	2152,6	84,5	0,0	30,1	0,0	0,6	18,541	639,612
2028	42,0	2,0	8,9	1640,8	79,3	0,451	305,6	305,6	4106,8	2458,2	86,3	0,0	30,1	0,0	0,6	17,393	657,004
2029	39,4	1,9	9,2	1680,2	81,2	0,462	319,0	319,0	4425,8	2777,2	87,7	0,0	30,1	0,0	0,5	16,295	673,299
2030	36,9	1,8	9,5	1717,1	83,0	0,472	330,2	330,2	4756,0	3107,4	88,8	0,0	30,1	0,0	0,5	15,285	688,584
2031	34,6	1,7	9,8	1751,7	84,6	0,482	339,4	339,4	5095,4	3446,8	89,8	0,0	30,1	0,0	0,5	14,337	702,921
2032	32,5	1,6	10,2	1784,2	86,2	0,490	347,0	347,0	5442,3	3793,8	90,6	0,0	30,1	0,0	0,5	13,448	716,369
2033	30,5	1,5	10,7	1814,7	87,7	0,499	353,1	353,1	5795,4	4146,9	91,4	0,0	30,1	0,0	0,4	12,615	728,983
2034	28,6	1,4	11,2	1843,2	89,0	0,507	358,1	358,1	6153,6	4505,0	92,0	0,0	30,1	0,0	0,4	11,832	740,816
2035	26,8	1,3	11,8	1870,1	90,3	0,514	362,2	362,2	6515,8	4867,2	92,6	0,0	30,1	0,0	0,4	11,099	751,915
2036	24,8	1,2	12,4	1894,8	91,5	0,521	365,5	365,5	6881,3	5232,7	93,2	0,0	30,1	0,0	0,4	10,266	762,181
2037	20,7	1,0	11,8	1915,5	92,5	0,527	335,2	335,2	7216,5	5567,9	93,8	0,0	30,1	0,0	0,4	8,566	770,747
2038	15,3	0,7	9,9	1930,9	93,3	0,531	275,5	275,5	7492,0	5843,4	94,4	0,0	30,1	0,0	0,4	6,342	777,088
2039	12,2	0,6	8,8	1943,0	93,9	0,534	248,0	248,0	7739,9	6091,4	95,1	0,0	30,1	0,0	0,3	5,042	782,130

П.4.1.15 – Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости
2023	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
2024	0	0	0	0	0	1	0,0	0	0	0	0	1	0	10,4	11,2
2025	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	1	0	8,3	9,7
2026	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	1	0	6,6	8,5
2027	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	1	1	5,2	7,4
2028	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	1	1	4,2	6,4
2029	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	1	1	3,3	5,6
2030	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	1	1	2,6	4,8
2031	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	1	1	2,1	4,2
2032	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	1	1	1,7	3,7
2033	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	1	1	1,3	3,2
2034	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	1	1	1,0	2,8
2035	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	1	1	0,8	2,4
2036	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	1	1	0,7	2,1
2037	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	1	1	0,5	1,8
2038	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	1	1	0,4	1,6
2039	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	1	1	0,3	1,4

П. 4.1.16 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по IV объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2023	0,0	-	-	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2024	0,6	4,8	4,8	0,6	4,8	0,020	0,7	0,0	0,7	0,0	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,141	0,141
2025	2,6	19,8	20,8	3,2	24,6	0,103	3,0	0,0	3,7	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,580	0,721
2026	2,0	15,7	20,8	5,2	40,3	0,169	2,6	0,0	6,3	0,0	22,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,461	1,182
2027	1,6	12,5	20,9	6,9	52,8	0,221	2,3	2,3	8,6	2,3	29,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,366	1,549
2028	1,3	9,9	21,0	8,1	62,7	0,263	2,0	2,0	10,6	4,3	35,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,291	1,840
2029	1,0	7,9	21,1	9,2	70,6	0,296	1,7	1,7	12,3	6,0	40,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,231	2,071
2030	0,8	6,3	21,3	10,0	76,8	0,322	1,5	1,5	13,8	7,5	45,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,184	2,255
2031	0,7	5,0	21,8	10,6	81,9	0,343	1,3	1,3	15,2	8,8	50,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,148	2,403
2032	0,5	4,1	22,5	11,2	85,9	0,360	1,2	1,2	16,3	10,0	54,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,120	2,523
2033	0,4	3,3	23,4	11,6	89,2	0,374	1,0	1,0	17,4	11,0	58,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,097	2,619
2034	0,3	2,6	24,2	11,9	91,8	0,385	0,9	0,9	18,3	11,9	62,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,077	2,696
2035	0,3	2,1	25,4	12,2	93,9	0,394	0,8	0,8	19,0	12,7	65,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,061	2,757
2036	0,2	1,6	26,7	12,4	95,5	0,401	0,7	0,7	19,7	13,4	68,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,048	2,804
2037	0,2	1,3	28,7	12,6	96,8	0,406	0,6	0,6	20,3	14,0	71,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,038	2,842
2038	0,1	1,0	31,7	12,7	97,8	0,410	0,5	0,5	20,8	14,5	73,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,030	2,872
2039	0,1	0,8	36,3	12,8	98,6	0,414	0,4	0,4	21,2	14,9	75,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,023	2,895

П.4.1.17 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м ³ /сут	
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости		
2023	0	0	0	27	0	3	64,5	0	0	0	0	20	18	1	17,9	52,2
2024	0	0	0	27	0	2	64,5	0	1	1	0	21	18	3	13,4	46,1
2025	0	0	0	27	0	0	64,5	0	0	0	0	21	19	3	11,3	48,2
2026	0	0	0	27	0	1	64,5	0	1	1	0	21	19	3	10,5	52,4
2027	0	0	0	27	0	0	64,5	0	1	1	0	20	19	3	9,8	55,4
2028	0	0	0	27	0	0	64,5	0	0	0	0	20	20	3	9,1	58,3
2029	0	0	0	27	0	0	64,5	0	0	0	0	20	20	3	8,7	61,7
2030	0	0	0	27	0	0	64,5	0	0	0	0	20	20	3	8,6	67,6
2031	0	0	0	27	0	0	64,5	0	0	0	0	20	20	3	7,8	68,7
2032	0	0	0	27	0	0	64,5	0	0	0	0	20	20	3	7,5	74,2
2033	0	0	0	27	0	0	64,5	0	0	0	0	20	20	3	6,9	74,9
2034	0	0	0	27	0	0	64,5	0	0	0	0	20	20	3	6,4	75,4
2035	0	0	0	27	0	0	64,5	0	0	0	0	20	20	3	5,9	76,0
2036	0	0	0	27	0	0	64,5	0	0	0	0	20	20	3	5,4	76,5
2037	0	0	0	27	0	0	64,5	0	1	1	0	19	19	3	4,7	73,1
2038	0	0	0	27	0	0	64,5	0	1	1	0	18	18	3	3,7	65,5
2039	0	0	0	27	0	0	64,5	0	0	0	0	18	18	3	3,1	61,5

П. 4.1.18 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2023	100,4	3,6	9,7	1883,1	66,9	0,254	292,0	227,9	3809,9	2130,4	65,6	83,0	1420,6	31,463	699,326
2024	80,6	2,9	8,6	1963,7	69,7	0,265	277,4	207,2	4087,2	2337,6	71,0	89,7	1510,3	25,540	724,866
2025	75,7	2,7	8,9	2039,3	72,4	0,275	321,3	276,7	4408,5	2614,4	76,4	96,0	1606,4	24,945	749,810
2026	67,8	2,4	8,7	2107,1	74,8	0,284	338,6	290,9	4747,1	2905,2	80,0	98,1	1704,4	22,788	772,598
2027	61,8	2,2	8,7	2169,0	77,0	0,292	349,2	301,0	5096,4	3206,2	82,3	107,5	1811,9	21,136	793,734
2028	55,6	2,0	8,6	2224,6	79,0	0,300	357,8	357,8	5454,2	3564,0	84,5	94,4	1906,3	19,461	813,195
2029	51,0	1,8	8,6	2275,5	80,8	0,307	362,8	362,8	5817,1	3926,9	86,0	70,2	1976,5	18,049	831,243
2030	46,1	1,6	8,5	2321,7	82,4	0,313	364,4	364,4	6181,5	4291,3	87,3	53,3	2029,8	16,674	847,917
2031	42,0	1,5	8,5	2363,7	83,9	0,319	370,8	370,8	6552,2	4662,1	88,7	47,7	2077,5	15,450	863,367
2032	38,1	1,4	8,4	2401,8	85,3	0,324	374,4	374,4	6926,7	5036,5	89,8	41,1	2118,5	14,283	877,650
2033	35,0	1,2	8,5	2436,8	86,5	0,328	378,6	378,6	7305,2	5415,1	90,7	36,9	2155,5	13,281	890,931
2034	32,4	1,1	8,5	2469,1	87,7	0,333	381,8	381,8	7687,1	5796,9	91,5	33,3	2188,8	12,366	903,298
2035	29,9	1,1	8,6	2499,0	88,7	0,337	384,3	384,3	8071,4	6181,2	92,2	27,9	2216,7	11,523	914,821
2036	27,3	1,0	8,6	2526,4	89,7	0,340	386,2	386,2	8457,6	6567,5	92,9	25,0	2241,7	10,604	925,424
2037	22,8	0,8	7,9	2549,2	90,5	0,344	354,8	354,8	8812,5	6922,3	93,6	22,4	2264,1	8,835	934,260
2038	16,8	0,6	6,3	2566,0	91,1	0,346	294,0	294,0	9106,5	7216,3	94,3	19,9	2284,0	6,516	940,776
2039	13,4	0,5	5,4	2579,3	91,6	0,348	265,7	265,7	9372,1	7482,0	95,0	17,9	2301,9	5,179	945,955

Таблица П.4.2.1 – Капитальные вложения, 1 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)											
ГРП	тыс.тг	136 112	54 445	27 222	-	27 222	-	27 222	-	-	-
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	24 481	16 320	-	-	-	-	8 160	-	-	-
Вывод из бездействия добывающих скважин	тыс.тг	5 837	5 837	-	-	-	-	-	-	-	-
ПВР(прострелочно взрывные работы)	тыс.тг	5 622	-	-	-	1 874	-	-	-	3 748	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	172 052	76 603	27 222	-	29 096	-	35 383	-	3 748	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	184 793	76 603	28 311	-	32 730	-	42 428	-	4 722	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО											
Обустройство промысла											
Обустройство устьев скважин со строительством выкидных линий скв.	тыс.тг	169 176	169 176	-	-	-	-	-	-	-	-
59,60,61											
Приобретение основных средств	тыс.тг	584 292	111 767	124 585	118 828	116 930	112 184	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	753 468	280 943	124 585	118 828	116 930	112 184	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	801 803	280 943	129 568	128 524	131 530	131 239	-	-	-	-
ВСЕГО	тыс.тг	925 520	357 545	151 807	118 828	146 026	112 184	35 383	-	3 748	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	986 596	357 545	157 879	128 524	164 259	131 239	42 428	-	4 722	-

Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность, 1 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НДС (с выручки)	тыс.тг	5 847 663,84	591 805,51	579 966,35	473 597,98	375 480,66	358 116,63	343 568,96	330 534,52
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	526 267,09	19 569,91	19 314,42	22 361,21	21 782,45	21 135,78	21 875,53	22 641,18
Налог на имущество	тыс.тг	156 588,70	24 340,65	20 702,33	17 608,48	14 977,56	12 740,24	10 837,59	9 219,50
Прочие налоги	тыс.тг	70 161,57	3 153,84	3 153,78	3 153,78	3 153,72	3 153,66	3 153,66	3 153,66
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	17 665 161,98	1 543 518,72	931 014,53	1 112 272,76	1 235 516,97	1 124 519,96	1 031 807,20	992 609,27
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	14 113 981,53	1 249 924,45	801 045,64	957 000,36	1 063 039,78	967 537,86	887 767,73	825 161,16
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	6 692 184,00	846 023,23	549 136,00	647 054,12	633 123,55	577 104,42	331 501,92	319 120,35
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	7 014,88	558,91	504,49	501,48	476,75	458,53	441,60	425,55
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	14 816 667,57	1 610 611,15	1 293 185,65	1 237 231,28	1 180 136,48	1 088 096,93	1 046 485,84	1 005 388,88
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	15 041 349,89	1 882 371,75	1 641 168,32	1 413 905,79	1 252 593,83	1 159 906,52	1 206 331,73	1 164 250,60
Общие поступления Государству	тыс.тг	63 623 283,72	6 588 267,11	4 679 258,79	4 937 491,28	5 029 320,43	4 596 537,30	4 196 633,84	4 011 435,63
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	2 610 108,76	152 979,18	131 421,52	135 284,78	135 337,45	129 750,26	126 458,09	124 971,32
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-3 237 555,07	-438 826,33	-448 544,84	-338 313,20	-240 143,21	-228 366,37	-217 110,87	-205 563,20
Недисконтированные поступления Государству	тыс.тг	69 470 947,56	7 180 072,62	5 259 225,14	5 411 089,26	5 404 801,09	4 954 653,93	4 540 202,80	4 341 970,14

Продолжение таблицы П.4.2.2

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нефть	тыс.тонн	755,024	98,723	72,725	65,277	57,907	52,705	48,359	44,949	41,376	38,270	35,499
Товарный газ	млн. м3	231,706	26,017	20,037	19,240	17,666	16,408	15,257	14,256	13,273	12,380	11,560
СУГ	тыс. тонн	25,480	2,861	2,203	2,116	1,943	1,804	1,678	1,568	1,460	1,361	1,271
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на экспорт	тыс. тонн	335,876	29,549	21,768	26,005	28,887	26,292	24,124	22,423	20,640	19,091	17,709
на внутренний рынок	тыс. тонн	417,507	68,969	50,806	39,133	28,892	26,296	24,128	22,427	20,644	19,095	17,712
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м3	231,706	26,017	20,037	19,240	17,666	16,408	15,257	14,256	13,273	12,380	11,560
СУГ												
на внутренний рынок	тыс. тонн	25,480	2,861	2,203	2,116	1,943	1,804	1,678	1,568	1,460	1,361	1,271
Цена реализации продукции												
Нефти												
на экспорт	тг/тонн	305 075,7	289 072,4</									

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
на внутренний рынок	тг/тонн	134 766,0	69 885,0	93 142,5	98 289,1	105 000,0	110 000,0	115 000,0	119 025,0	123 190,9	127 502,6	131 965,1
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5
СУГ												
на внутренний рынок	тг/тонн	55 748,5	33 600,0	40 320,0	41 932,8	43 610,1	45 354,5	47 168,7	48 819,6	50 528,3	52 296,8	54 127,2
Производственная прибыль от реализации												
Нефти												
на экспорт	тг тыс	94 974 291,057	8 541 812,443	5 431 160,537	6 488 547,405	7 207 504,095	6 559 992,620	6 019 144,027	5 790 479,220	5 516 732,932	5 281 291,662	5 070 301,139
на внутренний рынок	тг тыс	47 327 555,793	4 819 929,603	4 732 155,751	3 846 353,413	3 033 655,744	2 892 598,356	2 774 755,206	2 669 343,396	2 543 149,550	2 434 613,869	2 337 349,699
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг тыс	139 371,093	15 649,515	12 052,483	11 573,091	10 626,295	9 869,530	9 177,385	8 575,044	7 983,724	7 446,726	6 953,350
СУГ												
на внутренний рынок	тг тыс	1 263 605,095	96 133,482	88 844,707	88 723,315	84 723,443	81 837,342	79 142,064	76 535,887	73 752,137	71 199,152	68 808,789
Итоговый производственный доход	тг тыс	143 704 823,038	13 473 525,043	10 264 213,477	10 435 197,224	10 336 509,577	9 544 297,847	8 882 218,682	8 544 933,547	8 141 618,343	7 794 551,409	7 483 412,977

Продолжение таблицы II.4.2.2

Производственный доход	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Нефть	тыс.тонн	33,000	30,711	28,608	26,321	21,985	16,130	12,873	11,339	9,933	8,334
Товарный газ	млн. м3	10,793	10,085	9,428	8,698	7,253	5,343	4,248	3,742	3,277	2,742
СУГ	тыс. тонн	1,187	1,109	1,037	0,957	0,798	0,588	0,467	0,411	0,360	0,302
Продажа продукции по направлениям											
Нефти											
на экспорт	тыс. тонн	16,462	15,320	14,271	13,130	10,967	8,046	6,422	5,656	4,955	4,157
на внутренний рынок	тыс. тонн	16,465	15,323	14,273	13,133	10,969	8,048	6,423	5,657	4,956	4,158
Товарного газа											
на внутренний рынок	млн.м3	10,793	10,085	9,428	8,698	7,253	5,343	4,248	3,742	3,277	2,742
СУГ											
на внутренний рынок	тыс. тонн	1,187	1,109	1,037	0,957	0,798	0,588	0,467	0,411	0,360	0,302
Цена реализации продукции											
Нефти											
на экспорт	тг/тонн	296 336,4	306 708,1	317 442,9	328 553,4	340 052,8	351 954,6	364 273,1	377 022,6	390 218,4	403 876,0
на внутренний рынок	тг/тонн	136 583,9	141 364,4	146 312,1	151 433,0	156 733,2	162 218,9	167 896,5	173 772,9	179 854,9	186 149,9
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5
СУГ											
на внутренний рынок	тг/тонн	56 021,6	57 982,4	60 011,8	62 112,2	64 286,1	66 536,1	68 864,9	71 275,1	73 769,8	76 351,7
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
на экспорт	тг тыс	4 878 323,539	4 698 786,428	4 530 209,861	4 314 045,653	3 729 512,414	2 831 957,765	2 339 271,019	2 132 532,837	1 933 658,972	1 679 026,490
на внутренний рынок	тг тыс	2 248 850,264	2 166 085,749	2 088 373,918	1 988 724,739	1 719 261,732	1 305 499,505	1 078 376,661	983 072,770	891 394,237	774 011,632
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг тыс	6 492,103	6 065,843	5 671,012	5 232,059	4 362,772	3 213,934	2 554,887	2 250,610	1 971,142	1 649,588
СУГ											
на внутренний рынок	тг тыс	66 492,941	64 301,587	62 220,202	59 413,323	51 275,994	39 095,692	32 166,506	29 327,345	26 584,642	23 026,546
Итоговый производственный доход	тг тыс	7 200 158,847	6 935 239,607	6 686 474,993	6 367 415,773	5 504 412,912	4 179 766,897	3 452 369,073	3 147 183,562	2 853 608,993	2 477 714,256

Таблица П.4.2.3 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 1 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	3 902 785	238 002	198 831	206 491	205 423	205 323	206 024	206 836	206 597	208 337	210 222
Затраты на химреагенты	тыс.тг	552 456	56 534	52 299	50 853	47 738	45 790	43 032	34 132	29 822	28 135	26 572
Общепромысловые расходы	тыс.тг	349 565	14 930	14 735	15 250	14 856	14 415	14 919	15 441	15 982	16 541	17 120
Транспортные расходы	тыс.тг	934 745	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	883 086	37 716	37 223	38 526	37 529	36 415	37 689	39 009	40 374	41 787	43 249
Ликвидация скважин	тыс.тг	51 742	0	8 132	0	8 711	9 016	0	0	0	0	0
Проекты отвода земель	тыс.тг	102 390	4 422	4 365	4 517	4 401	4 270	4 419	4 574	4 734	4 900	5 071
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	3 111 938	134 410	132 656	137 298	133 745	129 774	134 316	139 017	143 883	148 919	154 131
Обслуживание насосов	тыс.тг	61 689	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обслуживание УПГ	тыс.тг	722 583	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Содержание автодорог	тыс.тг	484 629	20 932	20 659	21 382	20 828	20 210	20 917	21 650	22 407	23 191	24 003
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	58 513	2 527	2 494	2 582	2 515	2 440	2 525	2 614	2 705	2 800	2 898
Расходы по страхованию	тыс.тг	392 325	16 945	16 724	17 309	16 861	16 361	16 933	17 526	18 139	18 774	19 431
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	2 098 501	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на обучение	тыс.тг	128 615	5 155	5 095	4 714	4 769	4 757	4 677	4 638	4 633	4 746	4 746
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	13 835 559,55	531 573,95	493 212,72	498 923,86	497 375,21	488 771,41	485 453,63	485 436,86	489 276,45	498 049,71	507 444,59
Налог на имущество	тыс.тг	156 588,70	24 340,65	20 702,33	17 608,48	14 977,56	12 740,24	10 837,59	9 219,50	7 843,36	6 672,97	5 677,53
Земельный налог	тыс.тг	32 924,27	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	17,71	1,07	1,01	1,01	0,95	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	37 219,58	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	6 692 184,00	846 023,23	549 136,00	647 054,12	633 123,55	577 104,42	331 501,92	319 120,35	304 380,75	291 785,23	280 522,62
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	7 014,88	558,91	504,49	501,48	476,75	458,53	441,60	425,55	408,68	393,23	378,81
Расходы на НИОКР	тыс.тг	123 459,48	0,00	5 094,74	4 713,94	4 769,01	4 757,45	4 676,53	4 638,44	4 632,72	4 665,04	4 746,10
Итого производственных затрат	тыс.тг	21 266 538,52	1 405 650,59	1 071 804,05	1 171 955,67	1 153 875,80	1 086 985,72	836 064,93	821 994,36	809 695,62	804 719,84	801 923,31
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	6 992 079,06	618 772,91	474 017,34	496 580,91	501 804,49	467 537,12	439 294,59	422 605,97	402 627,17	385 443,98	370 045,28
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	17 665 161,98	1 543 518,72	931 014,53	1 112 272,76	1 235 516,97	1 124 519,96	1 031 807,20	992 609,27	945 683,43	905 323,87	923 477,91
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	14 113 981,53	1 249 924,45	801 045,64	957 000,36	1 063 039,78	967 537,86	887 767,73	825 161,16	807 039,55	746 470,52	733 144,36
Итого расходы по реализации	тыс.тг	38 771 222,57	3 412 216,09	2 206 077,51	2 565 854,03	2 800 361,25	2 559 594,95	2 358 869,52	2 240 376,39	2 155 350,15	2 037 238,37	2 026 667,55
Общие и административные расходы												
Административные расходы	тыс.тг	7 361 968,38	306 408,32	302 407,99	315 363,06	307 200,72	298 080,70	308 513,52	319 311,50	330 487,40	342 054,46	354 026,36
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	3 937 392,49	162 358,75	160 239,06	165 847,43	161 554,91	156 758,75	162 245,30	167 923,89	173 801,23	179 884,27	186 180,22
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	526 267,09	19 569,91	19 314,42	22 361,21	21 782,45	21 135,78	21 875,53	22 641,18	23 433,62	24 253,80	25 102,68
Другие административные расходы	тыс.тг	2 898 308,80	124 479,66	122 854,51	127 154,42	123 863,36	120 186,17	124 392,68	128 746,43	133 252,55	137 916,39	142 743,47
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	657 435,99	90 647,71	66 285,17	59 690,70	53 569,36	49 199,32	45 474,90	42 584,72	39 592,22	37 030,64	34 798,72
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	518 679,19	82 656,40	60 889,52	54 653,67	48 482,62	44 127,01	40 488,89	37 633,56	34 641,96	32 042,05	29 721,69
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	138 756,80	7 991,31	5 395,65	5 037,03	5 086,75	5 072,31	4 986,01	4 951,16	4 950,26	4 988,59	5 077,03
Итого не производственные затраты	тыс.тг	46 790 626,94	3 809 272,11	2 574 770,67	2 940 907,79	3 161 131,33	2 906 874,97	2 712 857,94	2 602 272,61	2 525 429,76	2 416 323,47	2 415 492,63
Итого затраты	тыс.тг	68 057 165,47	5 214 922,70	3 646 574,72	4 112 863,46	4 315 007,13	3 993 860,68	3 548 922,87	3 424 266,97	3 335 125,39	3 221 043,31	3

Продолжение таблицы П.4.2.3

Составляющие	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	212 176	214 247	216 452	217 644	199 574	164 070	147 243	146 891	146 777	145 626
Затраты на химреагенты	тыс.тг	25 118	23 757	21 052	11 984	11 111	10 300	9 550	8 855	8 210	7 612
Общепромысловые расходы	тыс.тг	17 719	18 339	18 981	19 646	18 978	18 239	18 877	23 446	20 222	20 930
Транспортные расходы	тыс.тг	0	0	114 167	118 163	114 145	109 701	113 541	117 515	121 628	125 885
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	44 763	46 330	47 951	49 630	47 942	46 076	47 689	59 229	51 085	52 873
Ликвидация скважин	тыс.тг	0	0	0	0	12 718	13 163	0	0	0	0
Проекты отвода земель	тыс.тг	5 249	5 432	5 623	5 819	5 622	5 403	5 592	5 787	5 990	6 200
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	159 526	165 109	170 888	176 869	170 855	164 204	169 951	175 900	182 056	188 428
Обслуживание насосов	тыс.тг	0	0	7 534	7 798	7 533	7 240	7 493	7 755	8 027	8 308
Обслуживание УПГ	тыс.тг	0	0	88 254	91 343	88 237	84 802	87 770	90 842	94 022	97 313
Содержание автодорог	тыс.тг	24 843	25 713	26 613	27 544	26 608	25 572	26 467	27 393	28 352	29 344
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	2 999	3 104	3 213	3 326	3 213	3 087	3 196	3 307	3 423	3 543
Расходы по страхованию	тыс.тг	20 112	20 815	21 544	22 298	21 540	20 701	21 426	22 176	22 952	23 755
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	0	0	256 304	265 275	256 255	246 280	254 899	263 821	273 055	282 612
Затраты на обучение	тыс.тг	4 833	4 924	5 020	9 770	9 950	9 628	8 981	8 923	9 307	9 428
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	517 337,83	527 771,61	1 003 596,16	1 027 108,00	994 280,89	928 467,99	922 675,94	961 840,50	975 106,13	1 001 856,11
Налог на имущество	тыс.тг	4 830,85	4 110,68	3 498,09	2 976,98	2 533,68	2 156,55	1 835,70	1 562,71	1 330,44	1 132,79
Земельный налог	тыс.тг	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	0,89	0,89	0,89	0,89	0,83	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	2 462,21	2 548,39	2 637,58	2 729,90	2 825,44	2 924,33
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	270 296,82	260 754,09	258 772,11	247 536,00	215 606,81	166 348,89	139 754,56	129 214,30	118 719,01	105 429,21
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	364,93	351,84	339,46	323,23	278,19	211,55	173,61	157,89	142,78	123,38
Расходы на НИОКР	тыс.тг	4 832,67	4 923,94	5 020,32	9 770,32	9 950,40	9 627,91	8 981,39	8 922,69	9 307,42	9 428,47
Итого производственных затрат	тыс.тг	800 816,75	801 065,81	1 320 983,56	1 339 103,08	1 273 354,15	1 155 789,30	1 124 054,14	1 154 045,54	1 158 727,75	1 173 928,55
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	356 034,20	342 931,06	330 627,85	314 851,56	272 190,63	206 684,49	170 726,78	155 638,43	141 124,04	122 540,22
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	888 512,12	855 812,18	922 180,12	878 177,23	839 102,83	637 162,05	526 312,48	502 646,01	455 770,70	413 741,63
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	719 394,46	669 486,53	656 463,38	694 599,41	580 178,17	425 653,05	384 020,74	338 243,54	330 520,17	277 290,69
Итого расходы по реализации	тыс.тг	1 963 940,78	1 868 229,77	1 909 271,36	1 887 628,21	1 691 471,63	1 269 499,59	1 081 060,00	996 527,99	927 414,91	813 572,54
Общие и административные расходы											
Административные расходы	тыс.тг	366 417,28	379 241,89	392 515,36	406 253,39	409 169,96	411 793,04	426 205,79	457 413,37	456 562,30	472 541,98
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	192 696,52	199 440,90	206 421,33	213 646,08	221 123,69	228 863,02	236 873,23	245 163,79	253 744,53	262 625,58
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	25 981,27	26 890,62	27 831,79	28 805,90	29 814,11	30 857,60	31 937,62	33 055,43	34 212,37	35 409,81
Другие административные расходы	тыс.тг	147 739,49	152 910,37	158 262,23	163 801,41	158 232,16	152 072,41	157 394,95	179 194,15	168 605,40	174 506,59
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	32 801,98	30 985,96	5 379,69	10 139,96	10 470,18	10 147,01	9 482,43	9 411,40	9 801,75	9 942,15
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	27 629,31	25 712,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	5 172,68	5 273,43	5 379,69	10 139,96	10 470,18	10 147,01	9 482,43	9 411,40	9 801,75	9 942,15
Итого не производственные затраты	тыс.тг	2 363 160,05	2 278 457,62	2 307 166,40	2 304 021,56	2 111 111,78	1 691 439,64	1 516 748,23	1 463 352,76	1 393 778,95	1 296 056,67
Итого затраты	тыс.тг	3 163 976,80	3 079 523,43	3 628 149,96	3 643 124,65	3 384 465,93	2 847 228,94	2 640 802,37	2 617 398,30	2 552 506,70	2 469 985,22
Доходы (убытки)											
Производственный доход	тыс.тг	7 200 158,85	6 935 239,61	6 686 474,99	6 367 415,77	5 504 412,91	4 179 766,90	3 452 369,07	3 147 183,56	2 853 608,99	2 477 714,26
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	3 163 976,80	3 079 523,43	3 628 149,96	3 643 124,65	3 384 465,93	2 847 228,94	2 640 802,37	2 617 398,30	2 552 506,70	2 469 985,22
Операционный доход	тыс.тг	4 036 182,05	3 855 716,18	3 058 325,03	2 724 291,13	2 119 946,99					

Таблица П.4.2.4 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 1 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	143 704 823,04	13 473 525,04	10264213,48	10435197,22	10336509,58	9544297,85	8882218,68	8544933,55	8141618,34	7794551,41	7483412,98
Итого приток средств	тыс.тг	143 704 823,04	13473525,04	10264213,48	10435197,22	10336509,58	9544297,85	8882218,68	8544933,55	8141618,34	7794551,41	7483412,98
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	68 057 165,47	5 214 922,70	3646574,72	4112863,46	4315007,13	3993860,68	3548922,87	3424266,97	3335125,39	3221043,31	3217415,94
прямые затраты	тыс.тг	13 835 559,55	531573,95	493212,72	498923,86	497375,21	488771,41	485453,63	485436,86	489276,45	498049,71	507444,59
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	7 430 978,97	874076,64	578591,33	673031,81	656500,59	598214,31	350611,30	336557,50	320419,18	306670,13	294478,72
расходы периода	тыс.тг	46 790 626,94	3809272,11	2574770,67	2940907,79	3161131,33	2906874,97	2712857,94	2602272,61	2525429,76	2416323,47	2415492,63
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Бурение	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обустройство	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	14 816 667,57	1610611,15	1293185,65	1237231,28	1180136,48	1088096,93	1046485,84	1005388,88	944048,12	898750,09	838407,28
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	15 041 349,89	1882371,75	1641168,32	1413905,79	1252593,83	1159906,52	1206331,73	1164250,60	1066905,92	1009154,07	887824,77
Баланс НДС	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	97 915 182,92	8707905,60	6580928,68	6764000,53	6747737,44	6241864,14	5801740,44	5593906,45	5346079,43	5128947,47	4943647,99
Поток денежной наличности	тыс.тг	45 789 640,11	4 765 619,44	3 683 284,80	3 671 196,70	3 588 772,14	3 302 433,71	3 080 478,25	2 951 027,10	2 795 538,91	2665603,94	2539764,98
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг											
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	26 432 727,55	4765619,44	3322764,81	2987694,99	2634746,23	2187214,21	1840516,26	1590592,80	1359301,07	1169257,17	1005014,33
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	22 733 763,29	4765619,44	3202856,34	2775952,13	2359675,94	1888177,19	1531542,12	1275810,45	1050946,62	871390,66	721959,72
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	19 549 921,37	4765619,44	3069404,00	2549442,15	2076835,73	1592608,85	1237975,12	988293,01	780183,60	619934,28	492223,47
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	45 789 640,11	4765619,44	8448904,24	12120100,94	15708873,08	19011306,78	22091785,03	25042812,13	27838351,04	30503954,99	33043719,97
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	26 432 727,55	4765619,44	8088384,26	11076079,25	13710825,48	15898039,69	17738555,95	19329148,76	20688449,83	21857707,00	22862721,33
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	22 733 763,29	4765619,44	7968475,79	10744427,92	13104103,86	14992281,05	16523823,17	17799633,62	18850580,24	19721970,90	20443930,62
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	19 549 921,37	4765619,44	7835023,44	10384465,59	12461301,32	14053910,17	15291885,29	16280178,29	17060361,90	17680296,18	18172519,65

Продолжение таблицы П.4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	7200158,85	6935239,61	6686474,99	6367415,77	5504412,91	4179766,90	3452369,07	3147183,56	2853608,99	2477714,26	2354718,64
Итого приток средств	тыс.тг	7200158,85	6935239,61	6686474,99	6367415,77	5504412,91	4179766,90	3452369,07	3147183,56	2853608,99	2477714,26	2354718,64
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	3163976,80	3079523,43	3628149,96	3643124,65	3384465,93	2847228,94	2640802,37	2617398,30	2552506,70	2469985,22	2466984,03
прямые затраты	тыс.тг	517337,83	527771,61	1003596,16	1027108,00	994280,89	928467,99	922675,94	961840,50	975106,13	1001856,11	1033365,07
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	283478,92	273294,20	317387,40	311995,08	279073,25	227321,31	201378,20	192205,04	183621,62	172072,44	170045,91
расходы периода	тыс.тг	2363160,05	2278457,62	2307166,40	2304021,56	2111111,78	1691439,64	1516748,23	1463352,76	1393778,95	1296056,67	1263573,05
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00										
Бурение	тыс.тг	0,00										
Обустройство	тыс.тг	0,00										
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	793489,75	758354,08	599755,20	533902,27	414832,31	259775,76	156933,19	101216,97	56066,33	0,00	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	811910,63	764382,36	349920,57	253080,89	139869,16	37772,98	0,00	0,00	0,00		

Таблица П.4.2.5 - Капитальные вложения, 2 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)												
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	34 802	34 802	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	19 116	-	19 116	-	-	-	-	-	-	-	-
Выход из бездействия добывающих	тыс.тг	50 435	25 218	16 812	-	8 406	-	-	-	-	-	-
РИР	тыс.тг	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	104 353	60 020	35 927	-	8 406	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	106 974	60 020	37 544	-	9 410	-	-	-	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО												
Обустройство промысла												
Обустройство добывающей скважины	тыс.тг	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг	51 181	-	51 181	-	-	-	-	-	-	-	-
Пир на бурение	тыс.тг	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО:	тыс.тг	51 181	-	51 181	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	53 484	-	53 484	-	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО	тыс.тг	155 534	60 020	87 108	-	8 406	-	-	-	-	-	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	160 457	60 020	91 028	-	9 410	-	-	-	-	-	-

Таблица П.4.2.6 - Бюджетная эффективность, 2 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
НДС (с выручки)										
НДС (с выручки)	тыс.тг	6 039 635,99	601 458,53	641 899,63	548 046,08	438 435,21	419 042,78	394 101,01	373 934,58	350 521,06
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	545 602,03	19 569,91	23 372,07	27 058,94	28 006,00	27 778,46	28 750,70	29 756,98	30 798,47
Налог на имущество	тыс.тг	165 136,58	24 723,28	21 990,49	19 283,72	16 461,50	14 061,58	11 960,73	10 174,16	8 654,83
Прочие налоги	тыс.тг	56 745,32	3 153,84	3 153,99	3 153,99	3 153,99	3 153,94	3 153,94	3 153,94	3 153,94
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	17 806 381,89	1 569 015,62	1 031 329,35	1 289 358,35	1 446 287,04	1 319 295,83	1 186 343,98	1 125 368,91	1 054 387,68
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	14 428 812,42	1 270 571,56	887 356,58	1 109 364,94	1 244 386,51	1 135 123,18	1 020 731,30	935 524,93	899 806,99
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	7 003 914,25	859 392,75	608 886,21	750 103,87	741 504,80	677 737,06	381 705,52	362 432,09	340 066,90
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	6 869,61	563,03	535,64	541,59	512,26	492,02	469,18	448,79	427,65
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	15 413 024,41	1 643 020,07	1 423 509,79	1 430 282,92	1 370 458,55	1 261 518,38	1 184 847,87	1 119 179,09	1 029 449,31
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	15 433 931,11	1 921 352,71	1 790 943,78	1 638 742,73	1 441 144,31	1 320 315,75	1 330 720,12	1 253 172,52	1 112 048,15
Общие поступления Государству	тыс.тг	65 186 630,53	6 709 904,23	5 149 178,27	5 719 844,98	5 853 479,76	5 340 433,41	4 754 582,33	4 465 276,85	4 128 272,86
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	2 693 180,40	161 726,55	159 906,60	157 818,29	163 138,82	157 624,44	152 242,70	149 455,49	146 476,83
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-3 346 455,59	-439 731,98	-481 993,04	-390 227,79	-275 296,39	-261 418,34	-241 858,31	-224 479,09	-204 044,23
Недисконтированные поступления Государству	тыс.тг	71 226 266,52	7 311 362,77	5 791 077,90	6 267 891,05	6 291 914,97	5 759 476,19	5 148 683,34	4 839 211,43	4 478 793,92

Продолжение таблицы П.4.2.6

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
НДС (с выручки)										
НДС (с выручки)	тыс.тг	330 764,77	310 053,46	295 540,70	282 435,73	270 193,35	255 768,70	220 670,26	168 039,32	138 730,82
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	31 876,42	32 992,09	34 146,82	35 341,95	36 578,92	37 859,18	39 184,26	40 555,70	41 975,15
Налог на имущество	тыс.тг	7 362,72	6 263,81	5 329,19	4 534,27	3 858,14	3 283,03	2 793,82	2 377,67	2 023,65
Прочие налоги	тыс.тг	3 153,94	3 153,94	3 153,94	3 153,94	3 153,94	3 153,94	4 109,55	4 195,67	4 284,87
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	994 570,56	990 032,78	943 500,64	901 511,55	963 740,73	912 194,15	869 948,20	662 467,66	547 028,85
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	820 057,47	785 981,92	763 916,57	705 236,33	686 048,73	721 505,29	601 505,48	442 558,34	399 136,31
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	321 353,27	301 706,96	288 078,28	275 813,07	275 063,40	262 064,29	228 737,91		

Таблица П.4.2.7- Производственный доход, 2 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нефть	тыс.тонн	796,574	100,354	80,561	75,670	67,785	61,833	55,602	50,961	46,132
Товарный газ	млн. м ³	231,651	26,209	21,275	20,779	18,982	17,606	16,211	15,035	13,889
СУГ	тыс. тонн	25,474	2,882	2,340	2,285	2,087	1,936	1,783	1,653	1,527
Продажа продукции по направлениям										
Нефти										
на экспорт	тыс. тонн	353,670	30,037	24,113	30,146	33,815	30,846	27,737	25,422	23,013
на внутренний рынок	тыс. тонн	441,173	70,109	56,280	45,363	33,821	30,851	27,742	25,426	23,017
Товарного газа										
на внутренний рынок	млн.м ³	231,651	26,209	21,275	20,779	18,982	17,606	16,211	15,035	13,889
СУГ										
на внутренний рынок	тыс. тонн	25,474	2,882	2,340	2,285	2,087	1,936	1,783	1,653	1,527
Цена реализации продукции										
Нефти										
на экспорт	тг/тонн	290 023,4	289 072,4	249 507,3	249 507,3	249 507,3	249 507,3	249 507,3	258 240,0	267 278,4
на внутренний рынок	тг/тонн	126 796,6	69 885,0	93 142,5	98 289,1	105 000,0	110 000,0	115 000,0	119 025,0	123 190,9
Товарного газа										
на внутренний рынок	тг/тыс.м ³	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5
СУГ										
на внутренний рынок	тг/тонн	52 563,1	33 600,0	40 320,0	41 932,8	43 610,1	45 354,5	47 168,7	48 819,6	50 528,3
Производственная прибыль от реализации										
Нефти										
на экспорт	тг тыс	97 816 098,861	8 682 911,943	6 016 356,433	7 521 592,785	8 437 051,032	7 696 235,921	6 920 648,818	6 564 945,065	6 150 869,405
на внутренний рынок	тг тыс	48 956 377,903	4 899 548,496	5 242 035,381	4 458 733,562	3 551 174,996	3 393 619,576	3 190 338,401	3 026 363,119	2 835 479,069
Товарного газа										
на внутренний рынок	тг тыс	139 338,227	15 764,726	12 796,801	12 498,586	11 417,783	10 590,233	9 750,688	9 043,282	8 354,303
СУГ										
на внутренний рынок	тг тыс	1 234 583,785	96 841,214	94 331,442	95 818,480	91 033,975	87 813,356	84 085,993	80 715,104	77 175,475
Итоговый производственный доход	тг тыс	148 146 398,776	13 695 066,379	11 365 520,058	12 088 643,414	12 090 677,786	11 188 259,086	10 204 823,900	9 681 066,570	9 071 878,252

Продолжение таблицы П.4.2.7

Производственный доход	Ед.изм	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Нефть	тыс.тонн	42,043	38,057	35,042	32,351	29,897	27,341	22,794	16,770	13,380
Товарный газ	млн. м ³	12,870	11,898	11,063	10,301	9,599	8,833	7,360	5,428	4,314
СУГ	тыс. тонн	1,415	1,308	1,217	1,133	1,056	0,971	0,809	0,597	0,474
Продажа продукции по направлениям										
Нефти										
на экспорт	тыс. тонн	20,973	18,985	17,481	16,138	14,914	13,639	11,371	8,366	6,675
на внутренний рынок	тыс. тонн	20,977	18,988	17,484	16,141	14,917	13,641	11,373	8,367	6,676
Товарного газа										
на внутренний рынок	млн.м ³	12,870	11,898	11,063	10,301	9,599	8,833	7,360	5,428	4,314
СУГ										
на внутренний рынок	тыс. тонн	1,415	1,308	1,217	1,133	1,056	0,971	0,809	0,597	0,474
Цена реализации продукции										
Нефти										
на экспорт	тг/тонн	276 633,2	286 315,3	296 336,4	306 708,1	317 442,9	328 553,4	340 052,8	351 954,6	364 273,1
на внутренний рынок	тг/тонн	127 502,6	131 965,1	136 583,9	141 364,4	146 312,1	151 433,0	156 733,2	162 218,9	167 896,5
Товарного газа										
на внутренний рынок	тг/тыс.м ³	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5	601,5
СУГ										
на внутренний рынок	тг/тонн	52 296,8	54 127,2	56 021,6	57 982,4	60 011,8	62 112,2	64 286,1	66 536,1	68 864,9
Производственная прибыль от реализации										
Нефти										
на экспорт	тг тыс	5 801 920,616	5 435 716,732	5 180 234,754	4 949 696,148	4 734 376,361	4 481 153,772	3 866 609,047	2 944 432,146	2 431 347,883
на внутренний рынок	тг тыс	2 674 617,746	2 505 802,026	2 388 027,813	2 281 752,204	2 182 492,293	2 065 759,633	1 782 461,681	1 357 348,884	1 120 823,021

Производственный доход	Ед.изм	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Товарного газа										
на внутренний рынок	тг тыс	7 741,150	7 156,608	6 654,554	6 196,133	5 773,565	5 313,061	4 426,941	3 264,767	2 595,047
СУГ										
на внутренний рынок	тг тыс	74 014,176	70 820,185	68 156,783	65 682,734	63 345,370	60 333,154	52 030,172	39 714,045	32 672,128
Итоговый производственный доход	тг тыс	8 558 293,687	8 019 495,551	7 643 073,904	7 303 327,219	6 985 987,589	6 612 559,620	5 705 527,842	4 344 759,842	3 587 438,080

Таблица П.4.2.8 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	3 603 120	240 352	212 490	224 553	222 384	221 608	219 654	218 764	216 578
Затраты на химреагенты	тыс.тг	705 737	56 838	58 772	62 990	64 600	70 585	64 433	51 827	42 528
Общепромысловые расходы	тыс.тг	369 518	14 930	17 830	18 454	19 100	18 945	19 608	20 294	21 005
Транспортные расходы	тыс.тг	896 231	0	0	0	0	0	0	0	0
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	933 493	37 716	45 043	46 620	48 252	47 860	49 535	51 268	53 063
Ликвидация скважин	тыс.тг	51 742	0	8 132	0	8 711	9 016	0	0	0
Проекты отвода земель	тыс.тг	109 458	4 422	5 282	5 466	5 658	5 612	5 808	6 012	6 222
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	3 326 756	134 410	160 524	166 143	171 958	170 560	176 530	182 709	189 103
Обслуживание насосов	тыс.тг	59 147	0	0	0	0	0	0	0	0
Обслуживание УПГ	тыс.тг	692 811	0	0	0	0	0	0	0	0
Содержание автодорог	тыс.тг	518 083	20 932	24 999	25 874	26 779	26 562	27 491	28 454	29 450
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	62 552	2 527	3 018	3 124	3 233	3 207	3 319	3 435	3 556
Расходы по страхованию	тыс.тг	419 407	16 945	20 237	20 946	21 679	21 503	22 255	23 034	23 840
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	2 012 038	0	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на обучение	тыс.тг	126 743	5 155	5 721	5 736	5 532	5 801	5 740	5 664	5 628
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	13 886 836,82	534 227,70	562 049,69	579 906,67	597 886,61	601 258,92	594 373,06	591 460,35	590 972,41
Налог на имущество	тыс.тг	165 136,58	24 723,28	21 990,49	19 283,72	16 461,50	14 061,58	11 960,73	10 174,16	8 654,83
Земельный налог	тыс.тг	27 985,63	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	19,78	1,07	1,23	1,23	1,23	1,18	1,18	1,18	1,18
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	28 739,91	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	7 003 914,25	859 392,75	608 886,21	750 103,87	741 504,80	677 737,06	381 705,52	362 432,09	340 066,90
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	6 869,61	563,03	535,64	541,59	512,26	492,02	469,18	448,79	427,65
Расходы на НИОКР	тыс.тг	121 588,31	0,00	5 721,47	5 736,35	5 532,25	5 800,85	5 739,55	5 663,78	5 627,62
Итого производственных затрат	тыс.тг	21 606 939,80	1 422 060,59	1 202 337,49	1 358 726,20	1 365 051,40	1 302 504,37	997 401,99	973 333,12	948 903,36
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	7 205 360,33	628 994,23	525 091,70	575 641,85	587 408,63	548 518,30	505 089,02	479 128,73	448 908,29
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	17 806 381,89	1 569 015,62	1 031 329,35	1 289 358,35	1 446 287,04	1 319 295,83	1 186 343,98	1 125 368,91	1 054 387,68
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	14 428 812,42	1 270 571,56	887 356,58	1 109 364,94	1 244 386,51	1 135 123,18	1 020 731,30	935 524,93	899 806,99
Итого расходы по реализации	тыс.тг	39 440 554,64	3 468 581,41	2 443 777,63	2 974 365,13	3 278 082,18	3 002 937,31	2 712 164,30	2 540 022,58	2 403 102,97
Общие и административные расходы										
Административные расходы	тыс.тг	7 710 931,33	306 408,32	365 939,08	381 615,80	394 972,35	391 763,20	405 474,91	419 666,54	434 354,87
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	4 084 363,93	162 358,75	193 902,73	200 689,33	207 713,45	206 025,78	213 236,68	220 699,97	228 424,47
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	545 602,03	19 569,91	23 372,07	27 058,94	28 006,00	27 778,46	28 750,70	29 756,98	30 798,47
Другие административные расходы	тыс.тг	3 080 965,38	124 479,66	148 664,28	153 867,53	159 252,89	157 958,96	163 487,53	169 209,59	175 131,93
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	656 157,56	83 824,90	66 899,39	63 829,17	57 145,51	52 912,51	48 148,77	44 571,40	40 891,81
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	518 679,19	75 833,59	60 877,00	57 180,96	51 222,60	46 725,00	42 016,29	38 508,95	34 859,95
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	137 478,37	7 991,31	6 022,39	6 648,21	5 922,91	6 187,52	6 132,47	6 062,45	6 031,87
Итого не производственные затраты	тыс.тг	47 807 643,53	3 858 814,63	2 876 616,09	3 419 810,10	3 730 200,04	3 447 613,03	3 165 787,98	3 004 260,51	2 878 349,64
Итого затраты										

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	76 941 622,75	8 143 015,46	7 042 323,27	7 102 419,69	6 817 407,93	6 286 760,67	5 912 901,23	5 593 997,18	5 151 523,21
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	76 941 622,75	8 143 015,46	7 042 323,27	7 102 419,69	6 817 407,93	6 286 760,67	5 912 901,23	5 593 997,18	5 151 523,21
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	15 413 024,41	1 643 020,07	1 423 509,79	1 430 282,92	1 370 458,55	1 261 518,38	1 184 847,87	1 119 179,09	1 029 449,31
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	61 652 097,63	6 572 080,30	5 694 039,16	5 721 131,68	5 481 834,21	5 046 073,51	4 739 391,49	4 476 716,38	4 117 797,22
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	15 433 931,11	1 921 352,71	1 790 943,78	1 638 742,73	1 441 144,31	1 320 315,75	1 330 720,12	1 253 172,52	1 112 048,15
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	46 218 166,53	4 650 727,59	3 903 095,38	4 082 388,95	4 040 689,89	3 725 757,76	3 408 671,38	3 223 543,85	3 005 749,08

Продолжение таблицы П.4.2.8

Составляющие	Ед.изм	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	216 730	216 168	217 208	218 530	220 034	220 658	202 120	166 225	149 064
Затраты на химреагенты	тыс.тг	39 547	35 724	33 474	31 441	28 079	18 156	16 847	15 492	14 405
Общепромысловые расходы	тыс.тг	21 740	22 501	23 288	24 103	24 947	25 820	25 562	25 254	26 138
Транспортные расходы	тыс.тг	0	0	0	0	175 056	181 183	179 371	177 210	183 412
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	54 920	56 842	58 832	60 891	63 022	65 228	64 575	63 798	66 030
Ликвидация скважин	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	12 718	13 163	0
Проекты отвода земель	тыс.тг	6 440	6 665	6 898	7 140	7 390	7 648	7 572	7 481	7 742
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг	195 722	202 572	209 662	217 001	224 596	232 456	230 132	227 360	235 317
Обслуживание насосов	тыс.тг	0	0	0	0	11 553	11 957	11 838	11 695	12 104
Обслуживание УПГ	тыс.тг	0	0	0	0	135 323	140 059	138 658	136 988	141 783
Содержание автодорог	тыс.тг	30 480	31 547	32 651	33 794	34 977	36 201	35 839	35 407	36 647
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	3 680	3 809	3 942	4 080	4 223	4 371	4 327	4 275	4 425
Расходы по страхованию	тыс.тг	24 675	25 538	26 432	27 357	28 315	29 306	29 013	28 663	29 667
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	0	0	0	0	393 000	406 755	402 687	397 836	411 761
Затраты на обучение	тыс.тг	5 615	5 693	5 758	5 860	5 970	13 222	13 505	13 322	12 822
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	599 548,16	607 059,16	618 146,22	630 196,09	1 356 481,85	1 393 019,22	1 374 764,14	1 324 169,33	1 331 317,25
Налог на имущество	тыс.тг	7 362,72	6 263,81	5 329,19	4 534,27	3 858,14	3 283,03	2 793,82	2 377,67	2 023,65
Земельный налог	тыс.тг	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21	1 646,21
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,12	1,07	1,07
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	1 506,55	2 462,21	2 548,39	2 637,58
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	321 353,27	301 706,96	288 078,28	275 813,07	275 063,40	262 064,29	228 737,91	178 382,54	150 885,33
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	408,78	389,88	374,06	359,39	345,59	328,23	282,29	214,89	176,34
Расходы на НИОКР	тыс.тг	5 615,04	5 692,58	5 758,28	5 859,56	5 969,79	13 221,97	13 504,91	13 322,46	12 821,83
Итого производственных затрат	тыс.тг	937 441,91	924 266,34	920 839,96	919 916,32	1 716 331,82	1 749 030,85	1 697 413,19	1 595 001,17	1 576 379,71
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	423 440,99	396 714,37	378 068,56	361 243,18	345 528,52	327 047,60	282 196,34	214 893,20	177 446,82
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	994 570,56	990 032,78	943 500,64	901 511,55	963 740,73	912 194,15	869 948,20	662 467,66	547 028,85
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	820 057,47	785 981,92	763 916,57	705 236,33	686 048,73	721 505,29	601 505,48	442 558,34	399 136,31
Итого расходы по реализации	тыс.тг	2 238 069,03	2 172 729,07	2 085 485,76	1 967 991,06	1 995 317,98	1 960 747,04	1 753 650,02	1 319 919,19	1 123 611,98
Общие и административные расходы										
Административные расходы	тыс.тг	449 557,29	465 291,79	481 577,00	498 432,20	515 877,33	533 933,03	542 933,00	551 908,91	571 225,72
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	236 419,32	244 694,00	253 258,29	262 122,33	271 296,61	280 791,99	290 619,71	300 791,40	311 319,10
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	31 876,42	32 992,09	34 146,82	35 341,95	36 578,92	37 859,18	39 184,26	40 555,70	41 975,15
Другие административные расходы	тыс.тг	181 261,54	187 605,70	194 171,90	200 967,91	208 001,79	215 281,85	213 129,04	210 561,80	217 931,46
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	37 796,64	34 870,40	32 668,68	30 746,91	6 423,57	13 688,75	14 199,30	14 024,68	13 515,16
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	31 770,33	28 758,51	26 480,04	24 445,98	0,00				

Составляющие	Ед.изм	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	79 179,63	67 341,29	57 274,83	48 714,88	41 435,79	35 245,74	29 981,68	25 504,94	21 697,66
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	4 816 249,19	4 354 996,66	4 065 227,67	3 837 525,86	2 710 601,12	2 319 914,20	1 667 350,65	838 400,95	281 007,84
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	4 816 249,19	4 354 996,66	4 065 227,67	3 837 525,86	2 710 601,12	2 319 914,20	1 667 350,65	838 400,95	281 007,84
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	961 338,10	868 403,20	809 711,74	763 598,28	537 795,54	459 499,85	329 846,29	165 689,64	54 875,78
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	3 845 352,39	3 473 612,79	3 238 846,96	3 054 393,14	2 151 182,15	1 837 999,39	1 319 385,16	662 758,58	219 503,13
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	1 019 516,44	845 408,00	746 731,11	681 271,64	194 589,38	110 714,88	27 259,58	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	2 825 835,94	2 628 204,79	2 492 115,85	2 373 121,50	1 956 592,77	1 727 284,51	1 292 125,58	662 758,58	219 503,13

Таблица П.4.2.9- Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	148 146 398,78	13 695 066,38	11365520,06	12088643,41	12090677,79	11188259,09	10204823,90	9681066,57	9071878,25
Итого приток средств	тыс.тг	148 146 398,78	13695066,38	11365520,06	12088643,41	12090677,79	11188259,09	10204823,90	9681066,57	9071878,25
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	69 414 583,33	5 280 875,22	4078953,59	4778536,30	5095251,45	4750117,40	4163189,97	3977593,64	3827253,00
прямые затраты	тыс.тг	13 886 836,82	534227,70	562049,69	579906,67	597886,61	601258,92	594373,06	591460,35	590972,41
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	7 720 102,97	887832,89	640287,80	778819,52	767164,80	701245,45	403028,93	381872,77	357930,94
расходы периода	тыс.тг	47 807 643,53	3858814,63	2876616,09	3419810,10	3730200,04	3447613,03	3165787,98	3004260,51	2878349,64
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	160 457,29	60019,67	91027,84	0,00	9409,77	0,00	0,00	0,00	0,00
Бурение	тыс.тг	106 973,56	60019,67	37544,11	0,00	9409,77	0,00	0,00	0,00	0,00
Обустройство	тыс.тг	53 483,73	0,00	53483,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	15 413 024,41	1643020,07	1423509,79	1430282,92	1370458,55	1261518,38	1184847,87	1119179,09	1029449,31
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	15 433 931,11	1921352,71	1790943,78	1638742,73	1441144,31	1320315,75	1330720,12	1253172,52	1112048,15
Баланс НДС	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	100 421 996,14	8905267,67	7384435,00	7847561,95	7916264,09	7331951,53	6678757,95	6349945,25	5968750,45
Поток денежной наличности	тыс.тг	47 724 402,64	4 789 798,71	3 981 085,05	4 241 081,46	4 174 413,70	3 856 307,56	3 526 065,95	3 331 121,32	3 103 127,80
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг									
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	28 483 038,52	4789798,71	3591416,38	3451478,87	3064703,01	2554046,93	2106744,86	1795462,20	1508862,90
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	24 618 927,28	4789798,71	3461813,09	3206866,89	2744744,77	2204856,36	1753077,96	1440135,67	1166580,68
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	21 228 921,75	4789798,71	3317570,88	2945195,46	2415748,67	1859716,22	1417046,82	1115585,79	866026,02
Накопленный поток денежной наличности	тыс.тг									
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	47 724 402,64	4789798,71	8770883,77	13011965,23	17186378,93	21042686,49	24568752,43	27899873,75	31003001,55
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	28 483 038,52	4789798,71	8381215,09	11832693,96	14897396,97	17451443,91	19558188,77	21353650,96	22862513,86
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	24 618 927,28	4789798,71	8251611,80	11458478,69	14203223,46	16408079,82	18161157,78	19601293,45	20767874,13
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	21 228 921,75	4789798,71	8107369,59	11052565,05	13468313,72	15328029,94	16745076,76	17860662,55	18726688,57

Продолжение таблицы П.4.2.9

Составляющие	Ед.изм	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	8558293,69	8019495,55	7643073,90	7303327,22	6985987,59	6612559,62	5705527,84	4344759,84	3587438,08	3258255,40
Итого приток средств	тыс.тг	8558293,69	8019495,55	7643073,90	7303327,22	6985987,59	6612559,62	5705527,84	4344759,84	3587438,08	3258255,40
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	3662864,87	3597157,61	3520571,40	3417086,49	4233950,69	4257399,68	4008195,51	3480853,96	3284732,58	3284917,00
прямые затраты	тыс.тг	599548,16	607059,16	618146,22	630196,09	1356481,85	1393019,22	1374764,14	1324169,33	1331317,25	1389268,27
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	337893,75	317207,18	302693,74	289720,23	359849,97	356011,63	322649,05	270831,84	245062,47	236386,49
расходы периода	тыс.тг	2725422,96	2672891,27	2599731,44	2497170,17	2517618,87	2508368,83	2310782,32	1885852,78	1708352,87	1659262,24
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00									
Бурение	тыс.тг	0,00									
Обустройство	тыс.тг	0,00									
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	961338,10	868403,20	809711,74	763598,28	537795,54	459499,85	329846,29	165689,64	54875,78	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	1019516,44	845408,00	746731,11	681271,64	194589,38	110714,88	27259,58	0,00	0,00	0,00
Баланс НДС	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	5643719,41	5310968,81	5077014,26	4861956,41	4966335,61	4827614,41	4365301,38	3646543,60	3339608,36	3284917,00
Поток денежной наличности	тыс.тг	2914574,28	2708526,74	2566059,65	2441370,81	2019651,98	1784945,21	1340226,46	698216,24	247829,72	-26661,60
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг										
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	1278467,08	1071795,31	916030,16	786214,55	586743,34	467800,65	316868,03	148920,50	47685,05	-4627,85
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	952779,50	769932,35	634290,70	524756,11	377487,40	290103,50	189412,41	85806,93	26484,27	-2477,55
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	677836,83	524930,63	414432,96	328579,18	226517,41	166827,90	104385,64	45318,05	13404,59	-1201,72
Накопленный поток денежной наличности											
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	33917575,83	36626102,57	39192162,22	41633533,03	43653185,01	45438130,22	46778356,68	47476572,93	47724402,64	47697741,04
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	24140980,94	25212776,24	26128806,40	26915020,95	27501764,29	27969564,95	28286432,98	28435353,48	28483038,52	28478410,67
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	21720653,63	22490585,98	23124876,68	23649632,79	24027120,18	24317223,68	24506636,09	24592443,01	24618927,28	24616449,73
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	19404525,40	19929456,02	20343888,98	20672468,16	20898985,57	21065813,48	21170199,11	21215517,17	21228921,75	21227720,03