ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КАЗАХОЙЛ АКТОБЕ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №26009053

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «Казахойл Актобе»
_____ Союнов Н.Д.
«___» _____2026г

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОЖАСАЙ

(Договор № 1185441/2026/1 от 29.01.2026г)

Директор Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»: _____ **А.С. МАРДАНОВ**

И.о. первого заместителя директора филиала по геологии и разработке: _____ **А.А. БАШЕВ**

г. Атырау, 2026г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

Рев. №	Часть проекта	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ	Дата
00	Отчёт	Для представления заказчику	
	Отчёт	Для представления в ЦКРР МЭ РК	
	Отчёт	Для рассмотрения и согласования0 ЦКРР МЭ РК	
	Отчёт	Для сдачи Заказчику	
	Отчёт	Для сдачи в архив	

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, Директор департамента по разработке _____ Башев А.А.	(Общее руководство)
Руководитель службы разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО _____ Хажитов В.З.	(главы 1, 3, 4, 8, 9, 12)
Ответственный исполнитель по геологии, Начальник управления геологии и геологоразведки _____ Даутов А. М.	(глава 2, разделы 2.1, 2.3, 2.5, глава 11)
Ответственный исполнитель по геологии, Эксперт управления геологического моделирования _____ Есенов К. Д.	(глава 2, разделы 2.1, 2.3, 2.5, глава 11)
Ответственный исполнитель по разработке, Старший инженер управления разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО _____ Мұрат А.Қ.	(Реферат, Введение, главы, 1, 3, 4, 8, 9, 12)
Эксперт управления геофизики и петрофизики _____ Каналин Р.А.	(раздел 2.2)
Ведущий инженер управления геофизики и петрофизики _____ Нысангалиева Ш.О.	(разделы 2.2, 2.4)
Старший инженер управления техники и технологии добычи нефти и газа _____ Байменов С. Е.	(разделы 6.1, 6.2)
Старший инженер управления системы сбора, транспорта и подготовки продукции _____ Каким А. С.	(разделы 6.3, 6,4 6,5, 6.6)
Инженер управления интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов _____ Абельдинова Ж. К.	(глава 12)
Инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин _____ Амангалиев А.К.	(глава 7)
Эксперт управления бюджетирования и экономических исследований _____ Матжанова М.Д.	(главы 5, 13, раздел 4.2)
Инженер управления экологии _____ Сыздыкова А. М.	(глава 10)

Ответственный за Документ-контроль: Хажитов В.З.

СОДЕРЖАНИЕ

№п/п	Оглавление	Стр.
1	*2*	*3*
	РЕФЕРАТ	14
1.	**ВВЕДЕНИЕ**	15
	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	17
2.	**ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**	28
2.1	Характеристика геологического строения	28
2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	51
2.3	Свойства и состав нефти, газа и воды	59
2.3.1	*Свойства пластовой нефти*	59
2.3.2	*Состав и свойства нефти в поверхностных условиях*	77
2.3.3	*Компонентный состав и свойства газа*	*81*
2.4	Физико-гидродинамические характеристики	85
2.5	Запасы нефти и газа	94
3.	**ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ**	99
3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	99
3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	108
3.2.1	*Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки*	*108*
3.2.2	*Анализ выработки запасов нефти из пластов*	*120*
3.2.3	*Анализ эффективности реализуемой системы разработки*	*124*
3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	128
3.3.1	*Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки*	*128*
3.3.2	*Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки*	*144*
3.4	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	153
3.4.1	*Обоснование выделения объектов разработки*	*153*
3.4.2	*Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики*	*154*
3.4.3	*Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт*	*158*
3.4.4	*Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки*	*158*
3.4.5	*Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин*	*160*
3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	163
4.	**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**	169
4.1	Технологические показатели вариантов разработки	169
4.2	Технико-экономические показатели вариантов разработки	173
4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	187

№п/п	Оглавление	Стр.
1	*2*	*3*
5.	**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ**	189
5.1	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	189
6.	**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА**	191
6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	191
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	203
6.3	Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	205
6.4	Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	212
6.5	Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	218
6.6	Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	222
7.	**РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН**	225
7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	225
7.2	Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	235
8.	**ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ**	239
9.	**КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭУСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**	243
10.	**ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**	252
10.1	Климатические условия расположения месторождения	252
10.2	Современное состояние атмосферного воздуха	253
10.3	Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения	253
10.4	Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)	256
10.5	Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения, и истощения	256
10.6	Производственные отходы предприятия	257
10.7	Охрана недр	262
11.	**МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**	263
12.	**ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ**	264
12.1	Потокоотклоняющая технология (ПОТ)	264
13.	**РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**	287
14.	**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**	291
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	294

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 – Обоснование положения ВНК, ГНК по залежам 45
Таблица 2.2.1 – Результаты PLT в скважине К-052 53
Таблица 2.2.2 – Характеристика толщин пластов-коллекторов 54
Таблица 2.2.3 – Статистические показатели характеристик неоднородности пластов продуктивных горизонтов месторождения 54
Таблица 2.2.4 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности 55
Таблица 2.2.5 – Статистические ряды распределения проницаемости 57
Таблица 2.3.1 – Параметры пластовой нефти по исследованным пробам 60
Таблица 2.3.2 – Сравнение расчетных и экспериментальных значений выбранных проб после настройки УС для 1-го блока 68
Таблица 2.3.3 – Сравнение расчетных и экспериментальных значений выбранных проб после настройки УС для 2-го блока 69
Таблица 2.3.4 – Состав газа ступенчатой сепарации пластовой нефти и сухого газа пластового газа толщи КТ-II по 1-му и 2-му блоку 79
Таблица 2.3.5 – Параметры пластовой нефти по 1-му и 2-му блоку по модели 79
Таблица 2.3.6 – Параметры пластового газа по 1-му и 2-му блоку по модели 80
Таблица 2.3.7 – Состав и свойства нефти в поверхностных условиях 83
Таблица 2.3.8 – Физико-химические свойства дебутанизированного конденсата 83
Таблица 2.3.9 – Фракционный состав дебутанизированного конденсата 84
Таблица 2.4.1 – Определение относительной проницаемости 86
Таблица 2.4.2 – Параметры экспериментов по определению остаточной водонасыщенности и свойства исследованных образцов 89
Таблица 2.4.3 – Характеристика вытеснения нефти рабочим агентом по зонам продуктивного горизонта 90
Таблица 2.4.4 – Сводная таблица результатов эксперимента по скважине К-002 91
Таблица 2.4.5 – Фильтрационные исследование кислотной композиции на образцах скв.К-002 92
Таблица 2.4.6 – Результаты закачки низко минерализованной воды 93
Таблица 2.5.1 – Подсчетные параметры и подсчет начальных запасов нефти и растворенного в нефти газа 95
Таблица 2.5.2 – Сводная таблица начальных и извлекаемых запасов газа газовых шапок, конденсата и подсчетных параметров 98
Таблица 3.1.1 – Количество проведенных исследований с начала разработки 99
Таблица 3.1.2 – Результаты исследований добывающих скважин с начала разработки 101
Таблица 3.1.3 – Результаты исследований нагнетательных скважин с начала разработки 101
Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин на 01.01.2026г 108
Таблица 3.2.2 – Распределение фонда добывающих скважин по дебитам нефти на 01.01.2026г 109
Таблица 3.2.3 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по газовому фактору на 01.01.2026г 110
Таблица 3.2.4 – Распределение фонда нагнетательных скважин по приемистости (по состоянию на 01.01.2026г) 113
Таблица 3.2.5 – Месторождение Кожасай. Технологические показатели разработки за 2024-2025гг 115
Таблица 3.2.6 – Распределение фонда нагнетательных скважин по приемистости по состоянию на 01.01.2026г 116
Таблица 3.2.7 – Основные показатели выработки запасов нефти месторождения Кожасай 122
Таблица 3.2.8 – Запасы нефти объекта КТ-II 123

Таблица 3.2.9 – Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению 127
Таблица 3.3.1 – Сопоставление размерности 3Д сеток....128
Таблица 3.3.2 – Сопоставление подсчетных параметров ГМ и ГДМ 130
Таблица 3.3.3 – Сопоставление подсчетных параметров ГМ и ГДМ 132
Таблица 3.3.4 – Физико-химические свойства компонентного состава пластового флюида 135
Таблица 3.3.5 – Результаты экспериментов по скважине К-002....137
Таблица 3.3.6 – Результаты экспериментов по скважине К-001....137
Таблица 3.3.7 – Результаты определения смачиваемости образцов пород 139
Таблица 3.3.8 – Обоснование принятых в модели контактов 142
Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики месторождения....153
Таблица 3.4.2 – Месторождение Кожасай (объект КТ-II). Исходные данные по вариантам разработки промышленной категории запасов 155
Таблица 3.4.3 – Адресная программа ГТМ по 1 варианту разработки 155
Таблица 3.4.4 – Адресная программа ГТМ по 2 варианту разработки 156
Таблица 3.5.1 – Маркетинговые показатели....164
Таблица 3.5.2 – Нормативы расчета капитальных вложений 164
Таблица 3.5.3 – Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат.165
Таблица 3.5.4 – Ставки налога на добычу нефти 167
Таблица 3.5.5 – Ставки налога на добычу газа....167
Таблица 3.5.6 – Ставки рентного налога на экспорт....167
Таблица 3.5.7 – Шкала экспортной таможенной пошлины....168
Таблица 3.5.8 – Ставки налога на сверхприбыль 168
Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2 (рекомендуемый) 170
Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки Вариант 2 (рекомендуемый) 171
Таблица 4.1.3 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта 172
Таблица 4.1.4 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей....173
Таблица 4.2.1 – Капитальные вложения в целом по месторождению (вариант 2) 175
Таблица 4.2.2 – Бюджетная эффективность, 2 вариант 175
Таблица 4.2.3 – Производственный доход, 2 вариант 177
Таблица 4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант....179
Таблица 4.2.5 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогооблажения, 2 вариант....184
Таблица 5.1.1 – Технико-экономические показатели вариантов разработки 190
Таблица 6.1.1 – Характеристика основного фонда скважин месторождения Кожасай в период (2026 г. - 2068г.) согласно Дополнению к проекту разработки 192
Таблица 6.1.2 – Исходные данные для расчёта условий фонтанирования 193
Таблица 6.1.3 – Компоновка колонны насосно-компрессорных труб 197
Таблица 6.2.1 – Техническая характеристика узлов контроля коррозии модели «Моникор – УКК-240–Гр»: 204
Таблица 6.3.1 – Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Кожасай....206
Таблица 6.3.2 – Необходимые мощности сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин на месторождении Кожасай....211
Таблица 6.4.1 – Баланс добычи и распределение газа по месторождению Кожасай (1 вариант) 215
Таблица 6.4.2 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа (2-вариант)....216

Таблица 6.5.1 – Технические характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин месторождения Кожасай 218
Таблица 6.6.1 – Требования к качеству воды в соответствии с СТ РК 1662-2007.....224
Таблица 7.1.1 – Проектная конструкция скважин.....226
Таблица 7.1.2 – Проектная конструкция скважин.....227
Таблица 7.1.3 – Проектная конструкция горизонтальных скважины ГС -1.....229
Таблица 7.1.4 – Проектная конструкция горизонтальной скважины ГС -2 231
Таблица 7.1.5 – Расчет продолжительности бурения для скважин проектной глубиной 3800м.....233
Таблица 7.1.6 – Расчет продолжительности бурения для наклонно-направленной скважины проектной глубиной 3941/4230м (по вертикали/по стволу).....234
Таблица 7.1.7 – Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины ГС-1 с проектной глубиной 3551/4290м (по вертикали/по стволу).....234
Таблица 7.1.8 – Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины ГС-2 с проектной глубиной 3551/4770м. (по вертикали/по стволу).....234
Таблица 7.2.1 – Параметры бурового раствора для вертикальных скважин проектной глубиной 3800м.....235
Таблица 7.2.2 – Параметры бурового раствора для наклонно-направленных скважин проектной глубиной 3941/4230м (по вертикали/по стволу).....236
Таблица 7.2.3 – Параметры бурового раствора для наклонно-направленных скважин проектной глубиной 3551/4290м (по вертикали/по стволу).....236
Таблица 8.1.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению в целом. Вариант 2 рекомендуемый.....240
Таблица 9.1.1 – Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки 251
Таблица 10.1.1 – Общая климатическая характеристика 252
Таблица 10.1.2 – Повторяемость направлений ветра.....252
Таблица 10.3.1 – Мониторинг воздействия на границе санитарно-защитной зоны за 2025г 253
Таблица 12.1.1 – Основные показатели разработки.....264
Таблица 12.1.2 – Прогнозные базовые показатели добычи 266
Таблица 12.1.3 – Программа исследовательских работ ОПИ технологии закачки азота ..268
Таблица 12.1.4 – Фактические и базовые показатели по участку 269
Таблица 12.1.5 – Мониторинг технологических показателей добычи на участке ОПИ закачки азота 275
Таблица 12.1.6 – Сводная таблица критериев 278
Таблица 12.1.7 – Подбор скважины.....278
Таблица 12.1.8 – Описание графика закачки 282
Таблица 12.1.9 – Результаты проведенных мероприятий по СКО 284
Таблица 13.1.1 – Расчет размера суммы ликвидации промысловых объектов и оборудования (рекомендуемый вариант).....288
Таблица 13.1.2 – Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения.....288
Таблица 13.1.3 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд.....289

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1.1 – Обзорная карта месторождения Кожасай 20
Рисунок 2.1.1 – Тектоническая схема подсолевых отложений Восточной части Прикаспийской впадины 37
Рисунок 2.1.2 – Сопоставление нарушений 2007 г. и переинтерпретированных в 2011 г. 38
Рисунок 2.1.3 – Схема расположения скважин, в которых проведены исследования: 43
Рисунок 2.3.1 – Давление насыщения от газосодержания пластовой нефти 1-го блока 64
Рисунок 2.3.2 – Плотность от газосодержания пластовой нефти 1-го блока 64
Рисунок 2.3.3 – Вязкость от газосодержания пластовой нефти 1-го блока 64
Рисунок 2.3.4 – Объёмный коэффициент от газосодержания пластовой нефти 1-го блока 64
Рисунок 2.3.5 – Давление насыщения от газосодержания пластовой нефти 2-го блока 65
Рисунок 2.3.6 – Плотность от газосодержания пластовой нефти 2-го блока 65
Рисунок 2.3.7 – Вязкость от газосодержания пластовой нефти 2-го блока 65
Рисунок 2.3.8 – Объёмный коэффициент от газосодержания пластовой нефти 2-го блока 65
Рисунок 2.3.9 – Изотермы объёма выпавшей жидкой фазы пластового газа скв. 91 (блок 2) при истощении 70
Рисунок 2.3.10 – Зависимость давления насыщения пластовой нефти от глубины 1-го блока 71
Рисунок 2.3.11 – Зависимость газосодержания пластовой нефти от глубины 1-го блока .. 72
Рисунок 2.3.12 – Зависимость объёмного коэффициента пластовой нефти от глубины 1-го блока 72
Рисунок 2.3.13 – Зависимость плотности пластовой нефти от глубины 1-го блока 73
Рисунок 2.3.14 – Зависимость плотности сепарированной нефти от глубины 1-го блока . 73
Рисунок 2.3.15 – Зависимость давления насыщения пластовой нефти от глубины 2-го блока 74
Рисунок 2.3.16 – Зависимость газосодержания пластовой нефти от глубины 2-го блока ... 74
Рисунок 2.3.17 – Зависимость объёмного коэффициента пластовой нефти от глубины 2-го блока 75
Рисунок 2.3.18 – Зависимость плотности пластовой нефти от глубины 2-го блока 75
Рисунок 2.3.19 – Зависимость плотности сепарированной нефти от глубины 2-го блока . 76
Рисунок 2.3.20 – Изменение потенциальное содержание C_{5+} на пластовый газ от глубины 78
Рисунок 2.4.1 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-вода, толща КТ-II-I 87
Рисунок 2.4.2 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-вода, толща КТ-II-II 87
Рисунок 2.4.3 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-газ, толща КТ-II-II 87
Рисунок 2.4.4 – Кривые капиллярного давления по классам пористости Кп = 6-8, 8-10, 10-12 и >12 % 88
Рисунок 2.4.5 – Зависимость водонасыщенности от пористости (а) и проницаемости (б) . 89
Рисунок 2.4.6 – Зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости 90
Рисунок 3.1.1 – График КСД в билогарифмических координатах. Скважина №К004 103
Рисунок 3.1.2 – Динамика пластовых, забойных давлений и газового фактора с начала разработки 105
Рисунок 3.1.3 – Динамика пластового давления, ГФ, добычи жидкости по блоку I 105
Рисунок 3.1.4 – Динамика пластового давления, ГФ, добычи жидкости по блоку II 106
Рисунок 3.2.1 – График дебита нефти в скважинах №К612,К344,К343 109
Рисунок 3.2.2 – Распределение действующего фонда добывающих скважин 110
Рисунок 3.2.3 – Структурная карта по КТ-II-1 111
Рисунок 3.2.4 – Результаты исследования по профилю притока в скважине К077 112

Рисунок 3.2.5 – Динамика значений коэффициентов эксплуатации и использования добывающих скважин 112
Рисунок 3.2.6 – Распределение фонда нагнетательных скважин по приемистости (по состоянию на 01.01.2026г) 113
Рисунок 3.2.7 – Технологические показатели разработки месторождения с начала разработки 114
Рисунок 3.2.8 – Накопленное время нагнетания, объемы закачки воды по скважинам на 01.01.2026 г. 117
Рисунок 3.2.9 – Распределение балансовых и извлекаемых запасов нефти по блокам 120
Рисунок 3.2.10 – Распределение накопленной добычи нефти и значений КИН по блокам 121
Рисунок 3.2.11 – Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по пластам блокам 123
Рисунок 3.3.1 – Сопоставление гистограмм распределения пористости в ГМ и ГДМ 129
Рисунок 3.3.2 – Сопоставление ГСР моделей 129
Рисунок 3.3.3 – Куб пористости 130
Рисунок 3.3.4 – Анализ зависимости флюидальной модели 133
Рисунок 3.3.5 – Анализ зависимости компонентного состава флюидальной модели 134
Рисунок 3.3.6 – Расположение выбраных проб по глубине 135
Рисунок 3.3.7 – Компонентное содержание по глубине 136
Рисунок 3.3.8 – Компонентное содержание по глубине 136
Рисунок 3.3.9 – Определение ОФП по скважине К-001, образец 2808 138
Рисунок 3.3.10 – Определение ОФП по скважине К-002 139
Рисунок 3.3.11 – Определение кривых капиллярного давления 141
Рисунок 3.3.12 – Кривые капиллярного давления по скважине К-002 141
Рисунок 3.3.13 – ОФП в системе нефть-вода 142
Рисунок 3.3.14 – График адаптации дебита нефти (линии-расчет, точки-факт) 145
Рисунок 3.3.15 – График адаптации накопленной добычи нефти и жидкости (линии-расчет, точки-факт) 145
Рисунок 3.3.16 – График адаптации приемистости воды (линии-расчет, точки-факт) 146
Рисунок 3.3.17 – Кросс-плот накопленной добычи жидкости 147
Рисунок 3.3.18 – Кросс-плот накопленной добычи нефти 147
Рисунок 3.3.19 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-005 148
Рисунок 3.3.20 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №98 148
Рисунок 3.3.21 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-003 149
Рисунок 3.3.22 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-008 149
Рисунок 3.3.23 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-017 150
Рисунок 3.3.24 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-021 150
Рисунок 3.3.25 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-026 151
Рисунок 3.3.26 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-132 151
Рисунок 3.3.27 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-123 152
Рисунок 3.3.28 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-097 152
Рисунок 6.1.1 – Минимальные забойные давления для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности объекта КТ-II 194
Рисунок 6.1.2 – Сравнение условий работы подъёмников при разных диаметрах 195
Рисунок 6.1.3 – Зависимость дебита жидкости и внутреннего диаметра НКТ 195
Рисунок 6.1.4 – Зависимость забойного давления и внутреннего диаметра НКТ 196
Рисунок 6.1.5 – Устьевая арматура УЭЦН 202
Рисунок 6.3.1 – Технологическая схема сбора скважинной продукции по месторождению Кожасай 209
Рисунок 6.3.2 – Технологическая схема УПН Кожасай 210

Рисунок 6.4.1 – Блок-схема существующих объектов газопереработки ТОО «Казахойл Актобе»....213
Рисунок 6.4.2 – Принципиальная схема технологического процесса на УПГ Кожасай 214
Рисунок 6.5.1 – Технологическая схема внутри промысловой системы ППД месторождения Кожасай....220
Рисунок 7.1.1 – Профиль наклонно-направленной скважины....228
Рисунок 7.1.2 – Профиль горизонтальной скважины ГС -1....230
Рисунок 7.1.3 – Профиль горизонтальной скважины ГС-2....232
Рисунок 10.1.1 – Роза ветров....253
Рисунок 12.1.1 – Карта отборов на 01.01.2026 г.....265
Рисунок 12.1.2 – Динамика закачки азота.....270
Рисунок 12.1.3 – Динамика добычи и закачки азота на К104....271
Рисунок 12.1.4 – Динамика добычи и закачки азота на К126....272
Рисунок 12.1.5 – Динамика добычи и закачки азота на К071....273
Рисунок 12.1.6 – Динамика добычи и закачки азота на К128....274
Рисунок 12.1.7 – Динамика добычи жидкости и нефти в ходе реализации технологии закачки азота....275
Рисунок 12.1.8 – Схема расположения скважины-кандидата К020....276
Рисунок 12.1.9 – Карта текущих отборов....279
Рисунок 12.1.10 – Профиль притока скв. №71....279
Рисунок 12.1.11 – График пенокислотной обработки скважины К-137....281
Рисунок 12.1.12 – График добычи после ПКО скв. К-137....283
Рисунок 12.1.13 – График добычи после ПКО скв. К-086....284
Рисунок 12.1.14 – Основные показатели добычи скважины К098....285
Рисунок 12.1.15 – Основные показатели добычи скважины К135....285
Рисунок 12.1.16 – Основные показатели добычи скважины К140....286

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование	номер приложения	Масштаб приложения
1	*2*	*3*	*5*
1	Структурная карта по кровле отражающего горизонта П2	1	1:25000
2	Структурная карта по кровле отражающего горизонта КТ-II-I	2	1:25000
3	Структурная карта по кровле отражающего горизонта КТ-II-II	3	1:25000
4	Глубинный сейсмический разрез	4	гор.1:25000 вер.1 см-250м.
5	Геолого-литологический профиль по линии I-I`	5	гор.1:25000 вер.1:2000
6	Геолого-литологический профиль по линии II-II`	6	гор.1:25000 вер.1:2000
7	Схема обоснования ГНК и ВНК блок 1	7	1:20000
8	Схема обоснования ГНК и ВНК блок 1	8	1:20000
9	Карта изобар	9	1:25000
10	Карта текущих и накопленных отборов	10	1:25000
11	Карта пробуренных и проектных скважин 1 вариант	11	1:25000
12	Карта пробуренных и проектных скважин 2 вариант	12	1:25000

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	№№ ТП.	Наименование	Стр.
1	*2*	*3*	*4*
1.	П.2.3.1	Результаты исследования проб пластовой нефти	281
2.	П.2.3.2	Результаты исследования проб нефти в поверхностных условиях	284
3.	П.4.1.1	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1	287
4.	П.4.1.2	Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант 1	288
5.	П. 11.2.1	Капитальные вложения в целом по месторождению, вариант 1	289
6.	П. 11.2.2	Бюджетная эффективность в целом по месторождению, вариант 1	290
7.	П.11.2.3	Доход от реализации в целом по месторождению, вариант 1	291
8.	П. 11.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению, вариант 1	293
9.	П. 11.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению, вариант 1	297

РЕФЕРАТ

Ключевые слова: НЕФТЬ, ОТЛОЖЕНИЯ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ, ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ, БАЛАНСОВЫЕ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ТЕМП ОТБОРА, СКВАЖИНА, СЕТКА СКВАЖИН, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ПРОГРАММА УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА.

Объект исследования – система разработки месторождения Кожасай.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и уровней добычи нефти на месторождении Кожасай.

Настоящее дополнение к проекту разработки составлено на основе отчета по пересчету запасов нефти в 2020г и растворенного газа в 2022г, с уточнением геологического строения и характеристики продуктивных горизонтов. В проекте проанализированы результаты геолого-геофизических и промысловых исследований всех эксплуатационных скважин, выполнен анализ текущего состояния разработки месторождения по состоянию на 01.01.2026г, проведено сравнение фактических технологических показателей разработки с проектными и, на этой основе, рассмотрены расчетные варианты разработки месторождения, проведено обоснование основных расчётных вариантов разработки с выполнением запланированных мероприятий, в соответствии с программой буровых работ.

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

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и попутного газа, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю за разработкой, охране недр и окружающей среды. Область применения – месторождение Кожасай.

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа «Дополнение к проекту разработки месторождения Кожасай» выполнена Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» в соответствии с Договором №937794/2023/1 от 29.12.2023г с ТОО «Казахойл Актобе».

Недропользователем является ТОО «Казахойл Актобе», которое осуществляет деятельность на основании Дополнения №6 от 04.10.2024г к Контракту №359 от 10 августа 1999г, согласно которому срок действия контракта был продлен до 31.12.2027г.

Первые сведения о строении подсолевых отложений получены в результате работ МОВ Актюбинской геофизической экспедиции в период 1960-1970 годов. Недостатком проведенных сейсмических исследований являлось низкое качество прослеживаемости подсолевых горизонтов, что не позволило в то время выявить Кожасайское поднятие.

В 1978-1983гг Турланской и Актюбинской геофизическими экспедициями на площади проводились сейсморазведочные работы МОГТ. В результате этих работ было выявлено и оконтурено подсолевое поднятие Кожасай, что послужило основанием для выхода на площадь поисковым бурением.

Месторождение Кожасай открыто в 1983г параметрической скважиной П-2, где при опробовании в колонне карбонатной пачки КТ-II получен фонтанный приток нефти дебитом 39 $м^3$/сут., при 8 мм штуцере.

Нефтегазоносность установлена в карбонатных отложениях нижнего и среднего карбона (КТ-II). В разрезе карбонатной толщи выделены две продуктивные пачки КТ-II-I и КТ-II-II, пачка КТ-II-I содержит нефтегазоконденсатную залежь, а КТ-II-II – нефтяную.

В 2016г компанией ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Кожасай по состоянию 01.01.2016г», который был защищен на заседании коллегии ЦКР РК и утвержден 19 августа 2016г (Протокол №75/11) [15], который было рекомендовано «в течение 2016-2017гг завершить и представить на рассмотрение ГКЗ РК Пересчет запасов УВС. По результатам Пересчета запасов УВС, внести соответствующие корректировки в Горный отвод».

В 2017г компанией АО «НИПИнефтегаз» был выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Кожасай по состоянию на 02.01.2017г» [52], который был защищен на заседании ГКЗ РК и утвержден 25 мая 2017г (Протокол №1812-17-У).

Начальные геологические и извлекаемые запасы углеводородов на месторождении учтены в следующих количествах и по категориям (Протокол ГКЗ РК № №1812-17-У от 25.05.2017г):

В целом по месторождению:

Нефти *– геологические/извлекаемые*

В+$С_1$ -116 460/22 709 тыс.т.,

$С_2$-13 175/1 925 тыс.т;

Растворенного газа – *геологические/извлекаемые*

В+$С_1$-25 887/5 048 млн.$м^3$,

$С_2$-2 917/428 млн.$м^3$;

Свободный газ - *геологические/извлекаемые*

$С_1$ – 5 371/5 109 млн.$м^3$;

Конденсат - *геологические/извлекаемые*

категории $С_2$-1978/941 тыс.т.

При дальнейшей работе на месторождении недропользователю рекомендовано:

- Провести работы по уточнению структурно-тектонической и седиментационной моделей месторождения с учетом сейсмики 3Д, ГИС и керна;

- При бурении новых скважин на блоке II-4 провести полный комплекс ГИС, отобрать и исследовать керн;

- Продолжить выполнение специальных исследований керна с целью определения остаточной водонасыщенности продуктивных горизонтов и коэффициента вытеснения нефти водой;

- Провести исследования на гидрофобность;

- Выполнить газоконденсатные исследования;

- Провести раздельное опробование низкопоровых коллекторов;

- Провести отбор и изучение пластовых вод;

- Предусмотреть мероприятия по доизучению залежей, оцененных по категории $С_2$ с целью перевода в категорию $С_1$ и мероприятия по увеличению КИН.

По рекомендациям ГКЗ РК на месторождении выполнены следующие работы:

В 2017г был выполнен отчет «Исследование осадочных фаций и прогноз коллекторов месторождения Кожасай» для уточнения седиментационной модели месторождения.

В 2018г была выполнена и утверждена в МД «Запказнедра» работа по «Переобработке и переинтерпретации сейсмических данных 3Д месторождения Кожасай» (протокол №100/2018 от 25.10.2018 г.), для уточнения структурно-тектонической модели месторождения.

В 2018г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» был выполнен отчет «Проведение комплексной интерпретации материалов ГИС по месторождению Кожасай».

В 2018г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» был выполнен «Проект горного отвода месторождения Кожасай». Комитетом геологии и недропользования выдан новый горный отвод №326-Д-УВС от 12.07.2018г.

По исследованию керна на дату составления отчета были продолжены работы по уточнению граничных значений пористости, насыщенности и проницаемости.

В 2019г в лаборатории филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» дополнительно отобраны 73 цилиндрических образца керна по скважинам К-001 и К-002 и проведены стандартные (пористость, проницаемость, объёмная и минералогическая плотность, карбонатность, XRD) и специальные исследования (УЭС, ОФП), геомеханические исследования. С целью повышения эффективности заводнения и исследования возможности применения газовых и химических МУН пластов были проведены на керне водогазовое, полимерное, кислотное воздействие и закачка низкоминерализованной воды в породу. На 10 образцах проведен анализ смачиваемости по Амотту.

В 2019г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», проведена работа по созданию геологической и гидродинамической модели продуктивных пластов месторождения Кожасай по состоянию на 01.01.2019г.

В 2019г Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Анализ разработки...», который был рассмотрен и согласован на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №14/10 от 03-04.10.2019г) с утвержденными проектными показателями разработки на период 2020-2022гг.

В 2021г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» составлен «Проект разработки месторождения Кожасай», рассмотренный и согласованный на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №18/8 от 14.10.2021г), с утверждением показателей разработки на период 2021-2024гг.

В 2022г с целью выполнения рекомендации ЦКРР РК, Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет извлекаемых запасов газа растворенного в нефти месторождения Кожасай», (Протокол ГКЗ РК № 2454-22-У от 14.12.2022г), в рамках которого утверждены запасы растворенного в следующих количествах и по категориям:

Растворенный газ:

$B+C_1$ – 255 726 млн.м^3 геологические, в том числе извлекаемые – 20 393,1 млн.м^3;

C_2 – 2 624 млн.м^3 геологические, в том числе извлекаемые – 2 092,6 млн.м^3.

В 2024г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» составлен «Анализ разработки месторождения Кожасай», рассмотренный и согласованный на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №53/2 от 25.07.2024), с утверждением показателей разработки на период 2025-2027гг.

В 2025г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» составлен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Кожасай» по состоянию на 01.07.2025г.

Целью составления настоящего Дополнения является необходимость продления Контракта и утверждение технологических показателей на проектный период.

Настоящий проект составлен Атырауским филиалом «КМГ Инжиниринг» в рамках Договора № 1185441/2026/1 от 29.01.2026г «Казахойл Актобе» согласно Техническому заданию, требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018 года №239.

При выполнении настоящей работы использованы фактические геолого-промысловые материалы, предоставленные ТОО «Казахойл Актобе», авторы выражают благодарность специалистам за сотрудничество.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Кожасай в административном отношении находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан (рис. 1.1).

Месторождение Кожасай расположено в 245 км от города Актюбинска. Ближайший населенный пункт - пос. Кожасай находится в 1,5 км (рис. 1.1).

В орографическом отношении описываемый район работ расположен в пределах Предуральского плато и представляет собой слабо всхолмленную равнину с редкой сетью балок и оврагов. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +140 м до +260 м и повышаются с запада на восток, от правобережья р. Эмба в сторону Мугаджарских гор.

Железнодорожный узел Эмба находится около 120 км к северо-востоку от площади Кожасай. Сообщение с городом Актобе, а также с нефтепромыслами Кенкияк и Жанажол осуществляется по шоссейной дороге. В непосредственной близости, в 5 км к северо-востоку, находится разрабатываемое месторождение Жанажол, где построен базовый поселок нефтедобытчиков и действует небольшой завод по получению серы из растворенного в нефти газа.

Транспортировка добываемой нефти от месторождения Кожасай до промысла Кенкияк осуществляется по нефтепроводу и далее по магистральному нефтепроводу, который проходит на расстоянии 100 км - до города Орск (Россия).

Гидрографическая сеть представлена рекой Эмба и левыми притоками рек Атжаксы и Ащисай. Главной водной артерией является р. Эмба, которая пересекает площадь с северо-востока на юго-запад и имеет постоянный водоток. Источники питьевой воды находятся на месторождении, в пределах песчаного массива Кокжиде.

В климатическом отношении район резко континентальный, с сухим жарким летом и холодной зимой. Летом температура поднимается до +40оС +43оС, с частыми сильными ветрами преимущественно восточного направления. Зимой температура воздуха понижается до -45оС. Высота снежного покрова составляет 15–25 см.

Среднегодовое количество атмосферных осадков не превышает 170 мм.

Растительность района работ бедная. Весной травяной покров обилен, представлен полынью, ковылем и различными злаками, к лету всё выгорает. По берегам реки Эмба и на окраине песков растет тальник, джида, по балкам встречаются заросли кустарника.

Животный мир представлен млекопитающими – дикими кабанами, встречаются зайцы и корсаки, из пресмыкающихся – ужи и степные гадюки, из пернатых – орлы, ястребы, куропатки. На рассматриваемой территории имеются ресурсы строительных материалов: песок, глина.

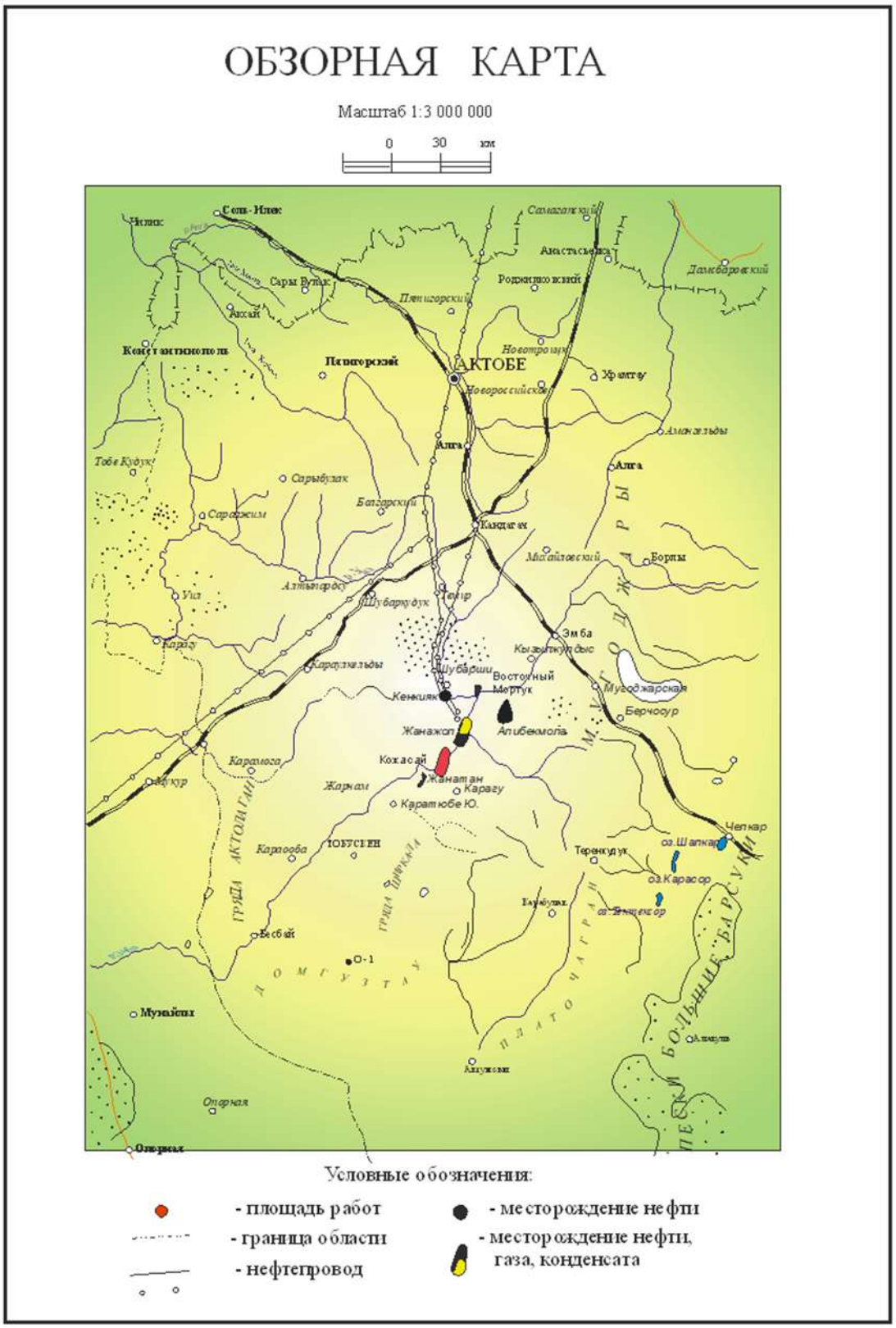


Рисунок 1.1.1 – Обзорная карта месторождения Кожасай

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

На месторождении Кожасай бурением вскрыты породы осадочных отложений палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста на максимальную глубину 4526 м в скважине ПГС-1.

Биостратиграфические исследования, проведенные после подсчета запасов 2007 г. в эксплуатационных скважинах К-001, К-003 и К-007, включающие данные по микрофауне, привели к уточнению стратиграфических границ в подсолевых отложениях, уточнив схему расчленения разреза. Стратиграфические границы подсолевых отложений установлены с учетом палеогеографических условий формирования каменноугольной продуктивной толщи месторождения и результатов переинтерпретации сейсмических исследований 3Д.

Ниже представлена литолого-стратиграфическая характеристика разреза на основе обобщения результатов литолого-петрографических, палеонтологических анализов, каротажа и описания керна на месторождении.

Отложения представлены палеозойской, мезозойской и кайнозойской группами.

Палеозойская группа (Pz)

В разрезе месторождения присутствуют каменноугольная и пермская системы.

Каменноугольная система – C

Каменноугольная система представлена нижним и средним отделами.

Нижний отдел – C1.

Отложения нижнего отдела включают визейские и серпуховские отложения, к которым приурочена продуктивная пачка КТ-II-II. Алексинский горизонт верхневизейского подъяруса, представленный терригенными породами, является ограничением ее в подошвенной части.

Визейский ярус – C1v

Породы визейского яруса вскрыты всеми скважинами, за исключением скважин 88, 99, 104, 106 и представлены верхневизейским подъярусом, в котором по палеонтологическим данным выделяются алексинский, михайловский и веневский горизонты.

Алексинский горизонт - C1v2al сложен терригенными породами, характеризующимися переслаиванием аргиллитов зеленовато-серых, темно-серых до черных, плотных, плитчатых, слюдистых, с ОРО, с включением фауны, алевролитов и песчаников серых, зеленовато–серых, плотных, разнозернистых, полимиктовых, редко конгломератов и гравелитов. Встречаются также прослои известняков серых, плотных, глинистых.

Терригенные отложения, по данным палеонтологических и палинологических определений, датируются верхневизейским подъярусом (скв. К-004).

К подошве второй карбонатной толщи (к кровле алексинского горизонта) приурочен отражающий горизонт – С.

Максимальная вскрытая толщина горизонта составляет 717,5 м (скв. П-2).

Михайловский горизонт - C1v2mkh представлен известняками серыми, водорослево-фораминиферовыми с включениями оолитовых и комковатых разностей, органогенно-детритовыми с детритом криноидей, брахиопод и водорослей. Встречаются в разрезе трещиноватые известняки с включениями черного глинистого материала.

В породах определены: фораминиферы Earlandia vulgaris (Raus. et Reitl.), Omphalotis omphalota (Raus. et Reitl.), O. frequentata (Gan), Globoendothyra globula (Eichw), Eostaffella ikensis (Viss.), E. proikensis Raus., E. mosquensis Viss., Cribrospira panderi (Moell.,) C. mikhailovi Raus., Cribrostomum eximium Moell, Mikhailovella cf. grata Schlyk et Gan., Bradyina rotula Eichw, Archaediscus gigas Raus., указывающие на присутствие зоны Eostaffella ikensis – михайловский горизонт верхнего визе;

водоросли: Shartymophycus fusus Kul., Calcifolium okense Schwetz et Bir.

Толщина колеблется от 21,2 м (скв. К-046) до 74,9 м (скв. К-003).

Веневский горизонт - C1v2vn сложен известняками коричневато-светло-серыми, светло-коричневыми, органогенно-детритовыми, органогенно-обломочными, комковато-органогенными, доломитовыми, участками доломитизированными и перекристаллизованными, местами пористыми, трещиноватыми со стилолитовыми швами. В основании горизонта отмечается небольшой прослой светло-серо-голубых аргиллитов с включениями пирита и обугленных растительных остатков.

К кровле веневского горизонта приурочен отражающий сейсмический горизонт П21.

Возраст определен по комплексу водорослей (Paleoberezella, Praedonezella, Kamaena, Koninckopora, Schartymophycus, Ungdarella), фораминифер, остракод и гастропод.

Фораминиферы: Omphalotis omphalota Raus et Reitl., Om. infrequentis Schlyk., Om. tantilla (Schlyk.), Endothyranopsis crassa Brady., E. sphaerica Raus et Reitl., Lituotubella magna Raus., Globoendothyra globula Eichw., Bradyina rotula Eichw., Janischewskina operculata Raus et Reitl., Eostaffella ikensis Viss., E tenebrosa Viss., E. proikensis Raus., E. mosquensis Viss., E. prisca Raus., Archaediscus gigas (Raus.), Arch. ex gr. moelleri (Raus.), Arch. nanus Raus., Arch. ex gr. krestovnikovi Raus., Arch. ex gr. karreri (Brady).

Толщина веневского горизонта уточнена и изменяется от 31,2 м (скв. К-137) до 100,6 м

(скв. 87).

Серпуховский ярус - C1s

Серпуховские отложения представлены только нижним подъярусом, который согласно залегает на визейских и с учётом палеонтологических данных включает три горизонта: тарусский, стешевский и протвинский.

Тарусский горизонт - C1s1tr сложен серыми, светло-коричневыми известняками органогенно-детритовыми, водорослево-фораминиферовыми, полидетритовыми, микрозернистыми, редко со стилолитовыми швами, выполненными черным метаморфическим веществом, участками перекристаллизованными, трещиноватыми, пористыми, с прослоями серо-зеленоватых аргиллитов с включениями пирита и обугленного растительного детрита.

Возраст отложений определен по фауне и флоре, представленной фораминиферами, конодонтами, остракодами, брахиоподами, водорослями (Paleoberesella, Praedonezella, Koninckopora, Calcifolium, Ungdarella, Stacheoides), иглокожими и единичными кораллами. Остракоды представлены видами Chamishaella opima Kotsch, Dorsiobliquella ovalis Kotsch, Shivaella ex gr. evidens, Coelonellina serotina Kotsch, Bairdiocypris aff. subbilobatus. Из брахиопод определены Striatifera striata Fischer. В конодонтовом комплексе характерными видами являются Lochriea commutata Br. et M., L. nodosa Bischoff., Mestognathus beckmani Bischoff, Neoprioniodus singularis Hass., N. Scitilus Br. et M., N. tulensis Pander., Gnathodus girtyi Hass, которые указывают на нижнесерпуховский возраст.

Присутствие фораминифер следующего видового состава: Lituotubella glomospiroides Raus., Omphalotis ex gr. omphalota Raus et Reitl., Globoendothyra globula (Eichw.), Endothyranopsis sphaerica Raus et Reitl., E. crassa Brady., Janischewskina operculata (Raus et Reitl), Bradyina rotula Eichw., Pseudoendothyra ex gr. globosa Ros., Ps. il lustria Viss., Eostaffella ikensis Viss., E. mosquensis Viss., E. mirifica Brazhn., Haplophragmina sp., Biseriella parva N. Tchern., Pseudoglomospira sp., Archaediscus ex gr. moelleri Raus., Neoarchaediscus cf. parvus (Raus) также указывают на нижнесерпуховский возраст отложений. Учитывая стратиграфическое положение, обновление комплекса за счет вида Ps. ex gr. globosa, отложения можно отнести к тарусскому горизонту.

После подсчета запасов [50] был проведен биостратиграфический анализ отложений в скважине К-007, который определяет возраст как тарусский в интервале 3632,7-3727,8 м.

Толщина отложений колеблется от 76,3 (скв. К-044) до 126,9 м (К-003).

Стешевский горизонт - C1s1st представлен известняками от светло - до темно-серых, коричневых, массивных, иногда плитчатых, слаботрещиноватых, участками

доломитизированных, редко со стилолитовыми швами, встречаются линзочки гипса. В основании горизонта залегает тонкий пласт темно-зеленых аргиллитов с включением обугливших растительных остатков.

По комплексу остракод следующего состава Kyrkbyina urtasymica Kotsch, Chamishaella opima Kotsch, Bairdia gibbus Kotsch, Shivaella evidens Kotsch, вышеописанные отложения относятся к серпуховскому ярусу.

По определению фораминифер следующих видов: Pseudoammodiscus sp., Textularidae, Haplophragmella sp., Endothyra sp., Endothyranopsis sphaerica Raus et Reitl., Janischewskina cf. delicata Malakh., Jan. sp., Millerella sp., Eostaffella ex gr. ikensis Viss., E. postproikensis Vdov., E. pseudostruvei Raus et Bel., Eostaffellina decurta Raus., E. paraprotvae Raus., Archaediscus sp., Asteroarchaediscus sp., возраст отложений определяется как стешевский.

Толщина отложений стешевского горизонта изменяется от 52,2 м (скв. К-142) до 149 м (скв. К-016).

Протвинский горизонт - C1s2pr сложен известняками от светло-серых до коричневато-серых. Известняки криноидные, органогенно-сгустковые, детритовые, плитчатые, массивные, трещиноватые, перекристализованные, участками доломитизированные, низкопористые, кавернозные, часто со стилолитовыми швами.

Возраст отложений установлен по комплексу фораминифер: Textularidae, Endothyranopsis crassa Brady, Bradyina cribrostomata Raus et Reitl, Bradyina sp., Haplophragmella sp., Haplophragmina horridus Brazhn., H. variabilis Brazhn., Pseudoglomospira sp., Tolypamminna fortis Reitl., T. sp., Biseriella parva N. Tchern., Plectostaffella sp., Mediocris breviscula Gan., Archaediscus ex gr. moelleri Raus., Paraarchaediscus sp., Eostaffella ex gr. pseudostruvei Raus et Bel, E. cf. ragushensis Gan, Eostaffellina protvae Raus, E. paraprotvae Raus.

Толщина отложений протвинского горизонта изменяется от 49,8 м (скв. К-142) до 113 м (скв. 62).

Средний отдел – C2

Отложения среднего отдела представлены нижнебашкирским подъярусом и московским ярусом, залегают со стратиграфическим несогласием на нижнем карбоне. Продуктивная пачка КТ-II-I приурочена к среднему отделу, за исключением подольского горизонта верхнемосковского подъяруса, который является покрышкой для данной пачки.

Башкирский ярус – C2b

В башкирском ярусе присутствует только нижнебашкирский подъярус, в котором по палеонтологическим определениям установлены краснополянский, северо-кельтменский и

прикамский горизонты.

Краснополянский горизонт - C2b1kr сложен известняками, от белых до светло-коричневых цветов, оолитовыми, органогенными, перекристаллизованными, слабопористыми, редко с кавернами, трещиноватыми.

Возраст отложений определен по остаткам фораминифер, остракод, иглокожих, брахиопод, водорослей, определенных по биостратиграфическому анализу на основе описания керна из скважин К-001, К-002 в интервалах 3265-3292, 3240-3268 м.

Остракоды: Bairdia cf. gibbus Kotsch, B. lakylensis Kotsch, B. rustica Kotsch, Coeloenellina ultima Kotsch, Kirklya clarocarinata Knight, Microcoeleonella orbiculata Kotsch.

Фораминиферы: Bradyina sp., Endothyra spirilliniformis Brazhn et Pot., Haplophragmina sp., Eostaffella postmosquensis Kir., E. postmosquensis acutiformis Kir., E. pseudostruvei Raus et Bel., E. ex gr. pseudostruvei Raus et Bel., E. kashirica Raus., Semistaffella variabilis Reilt., Plectostaffella ex gr. varvariensis Brazh et Pot., P. bogdanovkensis Reitl., P. jakhensis Reitl., Mediocris breviscula (Gan.), Neoarchaediscus postrugosus (Reitl.), N. subbaschkiricus (Reitl.), Asteroarchaediscus baschkiricus (Krest. et Theod.)

Толщина горизонта колеблется в пределах от 48,4 м (скв. К-134) до 101,9 м (скв. 62).

Северо-кельтменский горизонт - C2b1svk представлен известняками с тонкими прослоями аргиллитов.

Известняки серые, светло-серые, белые, светло-коричневые, органогенно–детритовые, массивные, плитчатые, в разной степени трещиноватые, слабостилолитизированные, частично перекристаллизованные, редко глинистые. Аргиллиты темно– зеленые и черные, слабоизвестковистые, алевролитистые, твердые.

Возраст определен по остаткам фораминифер и остракод .

Виды фораминифер: Pseudostraffella antiqua (Dutk.), P. antiqua grandis Schlyk, P. antiqua posterior Saf., Eostaffella postmosquensis Kir., E. pseudostruvei var. angusta Kir., E. pseudostruvei var. chomatifera Kir., Plectostaffella jakhensis Reitl., P. varvariensis Brazh et Pot., Semistaffella variabilis Reitl., Neoarchaediscus postrugosus Reitl., N. subbaschkiricus Reitl., N. gregorii (Dain.), Asteroarchaediscus baschkiricus (Krest. et Theod.).

Виды остракод Clyptopleura subvariana Kotsch, Coeloenellina aff. ultima Kotsch., C. serotina Kotsch, Shishaella aff. claytonansis (Knight), Bairdiacypris indiges Kotsch, Cavellina sp, подтверждают этот же возраст.

Толщина северо-кельтменского горизонта варьирует от 34,2 м (скв. 104) до 87,8 м (скв. 87).

Прикамский горизонт - C2b1pk сложен известняками серыми, темно–серыми, органогенно-обломочными, органогенно-комковатыми, органогенно-детритовыми, массивными со стилолитовыми швами, выполненными глинистым и черным метаморфизованным веществом.

Возраст определен по комплексу фораминифер, на основе исследований керна в разведочных скважинах.

Возраст определен по комплексу фораминифер: Profusulinella staffellaeformis Kir., Pseudostaffella antiqua (Dutk.), Ps. safronizkyi Saf., Ps. praegorskyi Raus., Ps. paracompressa Saf., Ps. proozawai Kir., Ps. varsanofivae Raus., Eostaffella cuboides Rum., E. acuta Grozd et Leb., E. subcolaniae Shend, Asteroarchaediscus subbaschkiricus Reilt и конодонты Idiognathoides sinuatus Har. et Hol., Idiognathodus sinuosus Gun., Streptognathodus suberectus Dunn, St. parvus Dunn., Declinognathodus sp.

Толщина отложений прикамского горизонта варьирует от 2,5 м (скв. К-142) до 38,3 м (скв. К-202).

Московский ярус - C2m

Московский ярус состоит из двух подъярусов и со стратиграфическим несогласием залегает на нижележащих отложениях.

Нижний подъярус (верейский и каширский горизонты) имеет неповсеместное распространение. В пределах южной части месторождения отложения нижнего подъяруса отсутствуют и появляются в северной части в скважинах П-3, 62, 83, 87, 91 и др.

Отложения нижнего подъяруса представлены известняками серыми, темно–серыми, органогенно-обломочными, органогенно-детритовыми, с прослоями темно-серого аргиллита и глауконитового известковистого песчаника.

По определениям видов конодонт Gondolella donbassica Kos., Neognathodus colombiensis Stibane, N. medadultimus Mer., Idiognathodus obliquus Kos et Koz., I. magnificus Stauf. et Plummer и фораминифер Taitzehoella librovitchi Dutk., Ovatella ovata Raus, P. ex gr. rhomboides (Lee et Chen), P. pseudorhomboides Put, Eofusulina triangulus (Raus et Bel.), E. rasdorica (Put.), Pseudoendotyra timanica Raus., Aljutovella ex gr. znensis Raus., отложения относятся к каширскому горизонту.

Отложения от визейского яруса до нижнемосковского включительно составляют вторую карбонатную толщу - КТ-II.

К кровле второй карбонатной толщи нижнебашкирско–верейского возраста приурочен отражающий горизонт П2.

Толщина верейского горизонта изменяется от 1,4 м (К-021) до 55,5 м (скв. К-006), каширского – от 2,5 м (96) до 46 м (скв. К-122).

Верхнемосковский подъярус включает только подольский горизонт – C2m2pg и сложен, преимущественно терригенными породами, представленными темно–серыми и черными аргиллитами с прослоями песчаников, реже известняков и является покрышкой для нефтегазоконденсатной залежи.

Толщина его колеблется от 4 (скв.102) до 313,7 м (скв. К-006).

Верхний отдел – C3

Отложения верхнего отдела каменноугольной системы с размывом и стратиграфическим несогласием залегают на породах среднего отдела. Они имеют неповсеместное распространение и представлены известняками серыми, скрытокристаллическими, массивными, с нитеобразными трещинами, выполненными кальцитом.

Толщина отложений изменяется от 10,1 м (скв. К-104) до 131,9 м (скв. К-004).

Пермская система – P

Пермские отложения несогласно залегают на каменноугольных отложениях и представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел P1

Отдел представлен нерасчлененными отложениями ассельско-сакмарского возраста и гидрохимическими отложениями кунгурского яруса.

Ассельско–сакмарский ярус - P1a- P1s

Отложения яруса со стратиграфическим несогласием залегают на породах верхнего карбона. Разрез сложен переслаиванием аргиллитов, песчаников и алевролитов, реже глинистых известняков.

Толщина отложений достигает 119,1 м (скв. К-064).

Кунгурский ярус – P1k

Гидрохимические отложения кунгурского яруса со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях карбона и нижней Перми. В разрезе Кунгура выделяют три толщи: нижняя – терригенно–сульфатная, представленная переслаиванием аргиллитов, ангидритов, с прослоями каменной соли; средняя–галогенная толща, представленная каменной солью с прослоями терригенных пород, верхняя - сульфатно–терригенная толща, литологический сложена, в основном, ангидритами.

Максимальные толщины кунгурского яруса наблюдаются в районе скважины К-077 и

достигают 2260,7 м, минимальные – в районе скважины К-039 (87,6 м).

Верхний отдел – P2

Отложения верхней перми представлены переслаиванием терригенных пород: глин, аргиллитов, песчаников, алевролитов, с отдельными прослоями ангидритов и мелкогалечниковых конгломератов. Окраска пород серая и пестроцветная.

Толщина отложений изменяется от 16,5 м (скв. К-009) до 2564,2 м (скв. 80).

Мезозойская группа – MZ

Мезозойские отложения вскрыты в составе триасовой, юрской и меловой систем.

Разрез триасовых отложений, состоящий из нижнего отдела, представлен чередованием пестро окрашенных глин, песчаников, алевролитов, встречаются прослои слежавшихся слабосцементированных песчаников.

Толщина колеблется от 90,5 м (К-046) до 523,7 м (скв. К-097).

Юрские отложения, представленные средним и нижним отделами, с размывом залегают на триасе. Разрез представлен переслаиванием глин, песчаников, реже алевролитов и песков.

Толщина изменяется от 93,6 м (скв. К-046) до 286 м (скв. 92).

Меловые отложения (только нижний отдел) со стратиграфическим несогласием залегают на юрских породах и представлены переслаиванием глин, песчаников, алевролитов.

Толщина варьирует от 222,5 м (скв. К-077) до 513 м (скв. 90).

Кайнозойская группа – KZ

В разрезе месторождения присутствуют только отложения четвертичной системы.

Четвертичная система – Q

Отложения четвертичной системы со стратиграфическим несогласием залегают на меловых породах, распространены повсеместно и представлены суглинками и супесями. Толщина отложений составляет 2-10 м.

Тектоника

В тектоническом отношении месторождение Кожасай расположено в восточной прибортовой части Прикаспийской впадины (рис. 2.1), в зоне сочленения Кенкиякской и Жанажольской тектонических ступеней и является приразломной структурой, примыкающей с запада к Жанажольскому разлому.

Месторождение Кожасай приурочено к одноименному подсолевому поднятию, сложенному карбонатными породами каменноугольного возраста.

С целью детального изучения геологического строения для формирования глубинной сейсмогеологической и сейсмодинамической моделей нефтегазовых резервуаров в 2011 году

компанией ТОО «Петролеум Гео Сервисез» проведена переинтерпретация имеющегося материала сейсмосъемки 3Д, проведенной в 2001 году, и переинтерпретации 2005 года (53). Переобработка и переинтерпретация проводилась с использованием обрабатывающих систем Job Builder (PGS), GeoGraphix и KINGDOM (SMT) Компании «Landmark» (54).

В результате переинтерпретации представления о структурном плане месторождения претерпели изменения, связанные, в основном, с интерпретацией ранее выделенных и вновь выявленных разрывных нарушений (рис. 2.2).

По отражающему горизонту П2 (по кровле второй карбонатной толщи КТ-II) структура представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридианального простирания с выположенной приосевой частью и осложнена серией тектонических нарушений субмеридианального и субширотного простираний.

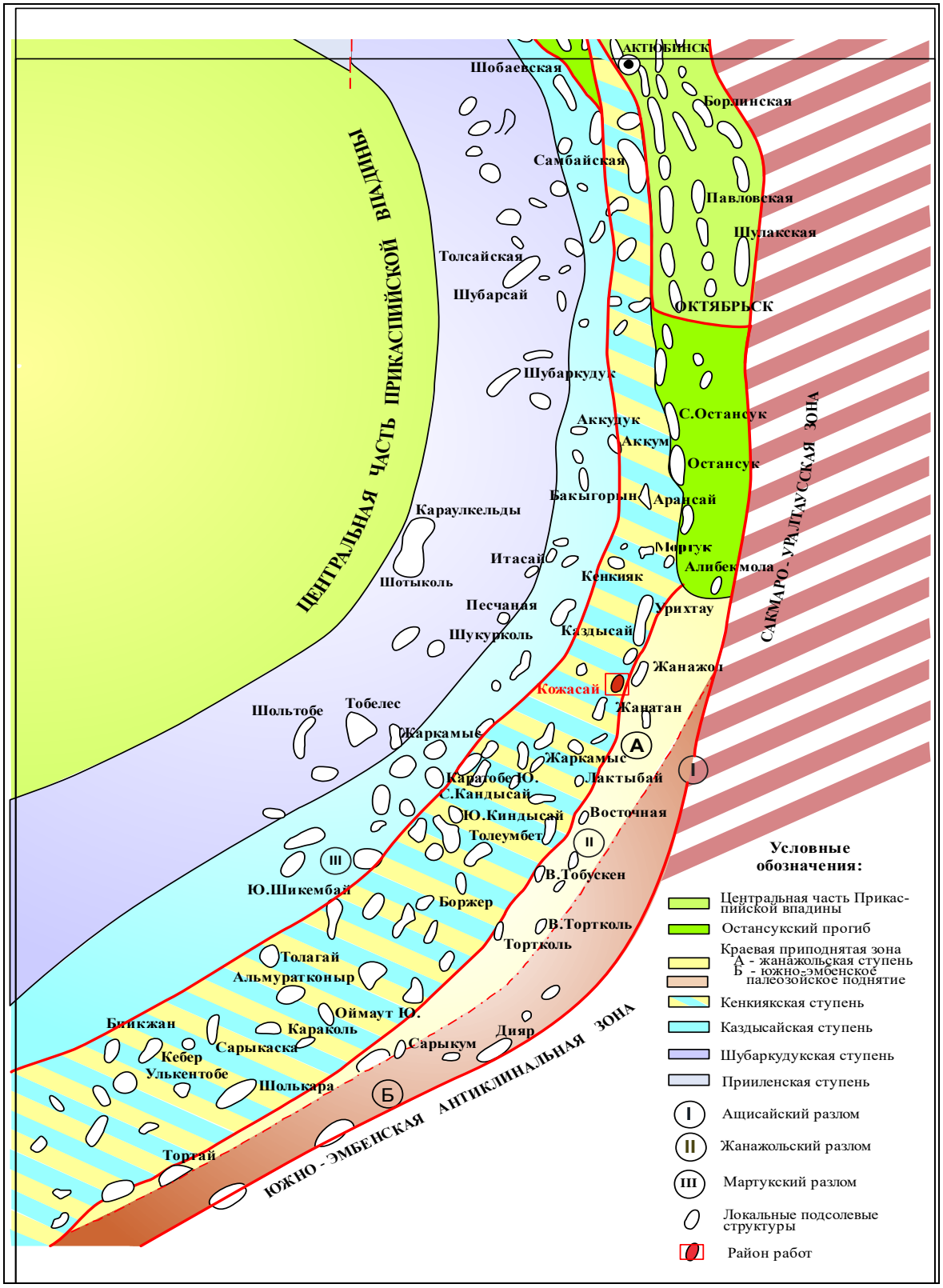


Рисунок 2.1.1 – Тектоническая схема подсолевых отложений Восточной части Прикаспийской впадины



Рисунок 2.1.2 – Сопоставление нарушений 2007 г. и переинтерпретированных в 2011 г

Тектонические нарушения трассируются по всему докунгурскому разрезу и делят структуру на несколько блоков. Выявленные субмеридианальные нарушения, в основном, надвиго-взбросового характера, субширотные нарушения - сдвигового характера.

Субмеридианальные нарушения F1, F2, F3, как и в предыдущей работе (36), прослеживаются через всю площадь и делят ее на три больших блока: западный (I), центральный (II) и восточный (III) (рис. 2.2).

Приподнятым является западный блок (I), который представляет собой горст, ограниченный с запада и востока нарушениями F1 и F2 надвигового характера, амплитуды которых в центральной части достигают 200 метров. В северной и южной части блока амплитуды затухают, вплоть до полного их исчезновения. Углы наклонов сместителей F1 и F2 в пределах 30-45о, в результате скважины 81, К-020 по горизонту КТ-II-I расположены в I блоке, а по горизонту КТ-II-II – во II блоке.

Конфигурация нарушений претерпела изменения: нарушение F1 в центральной и северной части смещено к востоку, что подтверждено данными бурения скважин К-097 и К-077, в которых не была вскрыта кровля пачки КТ-II на предполагаемом уровне. Нарушение F2 также смещено на восток относительно установленного в работе (36) (рис.2.2).

В пределах I блока выделяются два свода в районе скважин К-023 и К-122. В блоке прослеживаются малоамплитудные субмеридианальные (f4, f5) и субширотные (f1, f2) нарушения, не влияющие на строение залежи.

Нарушением F7, как было принято в работе (36) блоки I и II условно разделены на северную и южную части, где выявлены газовые шапки в южной части I блока и в северной части II блока.

Субширотные нарушения F8 и F9, прослеживающиеся в южной части в работе (36), являлись границей раздела и ограничением подблока I-3, при переинтерпретации 2011 года нарушение F8 не прослеживается, а нарушение F9 смещено южнее ранее выделенного.

По замыкающей изогипсе -3500 м структура имеет размеры 18,3 х 1,4 км и амплитуду 580 м.

Центральный блок (II) опущен относительно западного и в северной части до нарушения F7 ограничен с запада и востока нарушениями F2 и F3. Северная часть II блока осложнена субмеридианальными нарушениями F4, F5, которые в работе (54) делили структуру на подблоки II-1, II-2 и II-3, амплитуда их резко сокращается в южном направлении и в пределах центральной части блока затухает.

В настоящей работе уточнена конфигурация нарушений F4 и F5, которые являются экранами между подблоками II-1, II-2 и II-3. Субширотное нарушение F6 смещено в южном направлении (рис.2.2). Сводовая часть установлена в районе скважин 62, 87, К-005 (подблок II-3), свод имеет асимметричную форму с крутым северо–западным крылом (углы падения составляют 17–19о) и пологим юго-восточным (углы падения 6–8о). В северной части структуры прослеживаются малоамплитудные нарушения f7, f11 субмеридианального направления и небольшой протяженностью.

В южной части активность тектонических нарушений затухает и стуктура моноклинально погружается на восток, граница между блоками II и III не прослеживается. Южнее нарушения F7 выделен подблок II-4, в южной части в работе (36) были выделены подблоки II-5 и II-6, которые в данной работе объединены в подблок II-4.

Размеры поднятия в пределах замкнутой изогипсы –3460 м составляют 22,4 х 5,0 км, амплитуда 560 м.

Восточный блок (III), по нарушению F3 по данным бурения опущен относительно центрального на 200 м в северной части и представляет собой моноклиналь с падением на юго-восток.

Выделенные субширотные нарушения (f2, f1, f6, и f12) практически все имеют незначительную (порядка 10 м) амплитуду смещения.

По отражающей поверхности П21 (кровля веневского горизонта) и по структурной карте по кровле КТ-II-II (кровля протвинского горизонта) поднятие сохраняет своё простирание, несколько сужается при сохранении крутизны крыльев.

Итак, из вышеприведенного описания тектоники месторождения вытекает, что структурно- тектоническое строение месторождения имеет сложное блоковое строение и корреляция нарушений, ограничивающих эти блоки и их точная геометрия, влияют на строение залежи.

Так сеть разноориентированных нарушений (F4, F5, F3, F6, F7, F5, f2, f1, f6, и f12) осложняют только северную и частично центральную части месторождения и имеют тенденцию к затуханию в южном направлении месторождения, кроме нарушений F1 и F2, протянувшихся с севера на юг через всю площадь месторождения.

Остается до конца не выясненной причина затухания или вовсе отсутствия нарушений в южной части месторождения. Связано ли это с геологией площади исследований или с методикой отработанной объемной сейсморазведки, которая не позволила получить кондиционную волновую картину для всей площади месторождения.

Таким образом, имеется ряд причин, склоняющихся за проведение новых сейсморазведочных работ на месторождении:

1. Методика и техника проведения полевых работ 2002 года была нацелена на изучение всего разреза

2. Анализ методики и техники производства полевых сейсморазведочных работ, выполненных в 2002 году, показал, что применение вибрационного источника возбуждения упругих колебаний зачастую приводит к тому, что поверхностная волна по динамике и амплитуде оказывается сильнее, чем при использовании взрывного источника возбуждения упругих колебаний. В результате амплитуды целевых пластов самые низкие и слабая динамика отражений. Возможно использование виброисточника является одним из факторов, приведших к получению неоднозначной волновой картины (плохая прослеживаемость, динамика отражений), не позволившей проследить малоамплитудные нарушения по подсолевому комплексу отложений в южной части месторождения.

3. Так как на данном месторождении скважины с высокими дебитами зачастую приурочены к зонам повышенной трещиноватости, то прогнозирование зон развития трещиноватости и ее направлений представляет особый интерес. Основным инструментом в решении данной задачи по данным сейсморазведки является выявление и учет азимутальной анизотропии в распределении скоростей и последующее построение кубов интенсивности и направлений прогнозной трещиноватости.

Однако анализ, проведенный на этапе обработки сейсмических данных, показал, что удаления, формирующие отражения в целевом интервале, распределены неравномерно по азимуту и недостаточны по определенным направлениям для выявления анизотропии. Данный недостаток обусловлен исходной полевой расстановкой и уже не может быть устранен при обработке сейсмических данных.

Таким образом, в целом выявление зон трещиноватости на месторождении Кожасай по имеющимся данным сейсморазведки выглядит не достаточно выполнимой задачей.

Несмотря на большой объем выполненных геолого-геофизических работ на месторождении Кожасай с целью изучения геологического строения и в частности сейсморазведочные работы 3Д, геологическое строение месторождения на наш взгляд требует уточнения.

Нефтегазоносность

На месторождении Кожасай нефтегазоносность установлена в каменноугольных отложениях от нижнемосковского до верхневизейского подъярусов в объеме продуктивной толщи КТ-II.

Покрышкой для КТ-II является терригенная пачка подольского горизонта верхнемосковского подъяруса толщиной от 32 (скв. 106) до 330 м (скв. К-049), наибольшие толщины этой пачки прослеживаются в северной части структуры.

В пределах продуктивного разреза по скважинам проведена пластовая корреляция, позволившая проследить по площади пачку плотных пород толщиной до 50 м в подошве краснополянского горизонта башкирского яруса, представленную известняками с пористостью до 3%, которая послужила основанием для выделения в разрезе КТ-II двух пачек (I и II), как было принято в подсчете запасов 2007 г. (36).

Пачка КТ-II-I приурочена к среднекаменноугольным отложениям, включает каширский, верейский, прикамский, северо-кельтменский, краснополянский горизонты. Пачка КТ-II-II выделена в нижнекаменноугольных отложениях, продуктивными являются горизонты протвинский, стешевский, тарусский, веневский и михайловский.

Породы-коллекторы продуктивной толщи КТ-II представлены, в основном, органогенными известняками, пустотное пространство которых составляют, преимущественно, межзерновые пустоты выщелачивания. Это позволило определить их как коллекторы порового типа.

Вместе с тем, на месторождении Кожасай наличие большого числа тектонических нарушений в I блоке и северной части блока II благоприятствовало развитию трещиноватости пород. Исследованиями FMI, проведенными в 46 скважинах, установлено наличие трещин, пересекающих стволы скважин, определены их параметры (раскрытость, углы падения и азимуты). Существование зависимости частоты трещин от расстояния до разлома, среднего угла падения пласта, диапазона его изменения, представленая на рис.8.1, подтверждает естественную природу трещин, обнаруженных методом FMI, а также то, что зона деформаций пластов, приуроченная к разломам, в среднем составляет 150-200 м. На больших расстояниях влияние разломов не наблюдается (18).

Анализ исследований профилей притока (PLT) в 66 скважинах и трещиноватости пород по каротажу FMI в 46 скважинах (рис. 2.3) и дебитов показал, что наличие трещин в разрезе существенно влияет на величину дебита. Также сопоставление профиля притока и пористости, определенной по данным ГИС, показывает, что в некоторых скважинах встречаются интервалы, интерпретированные как неколлектор, из которых зафиксирован приток нефти.

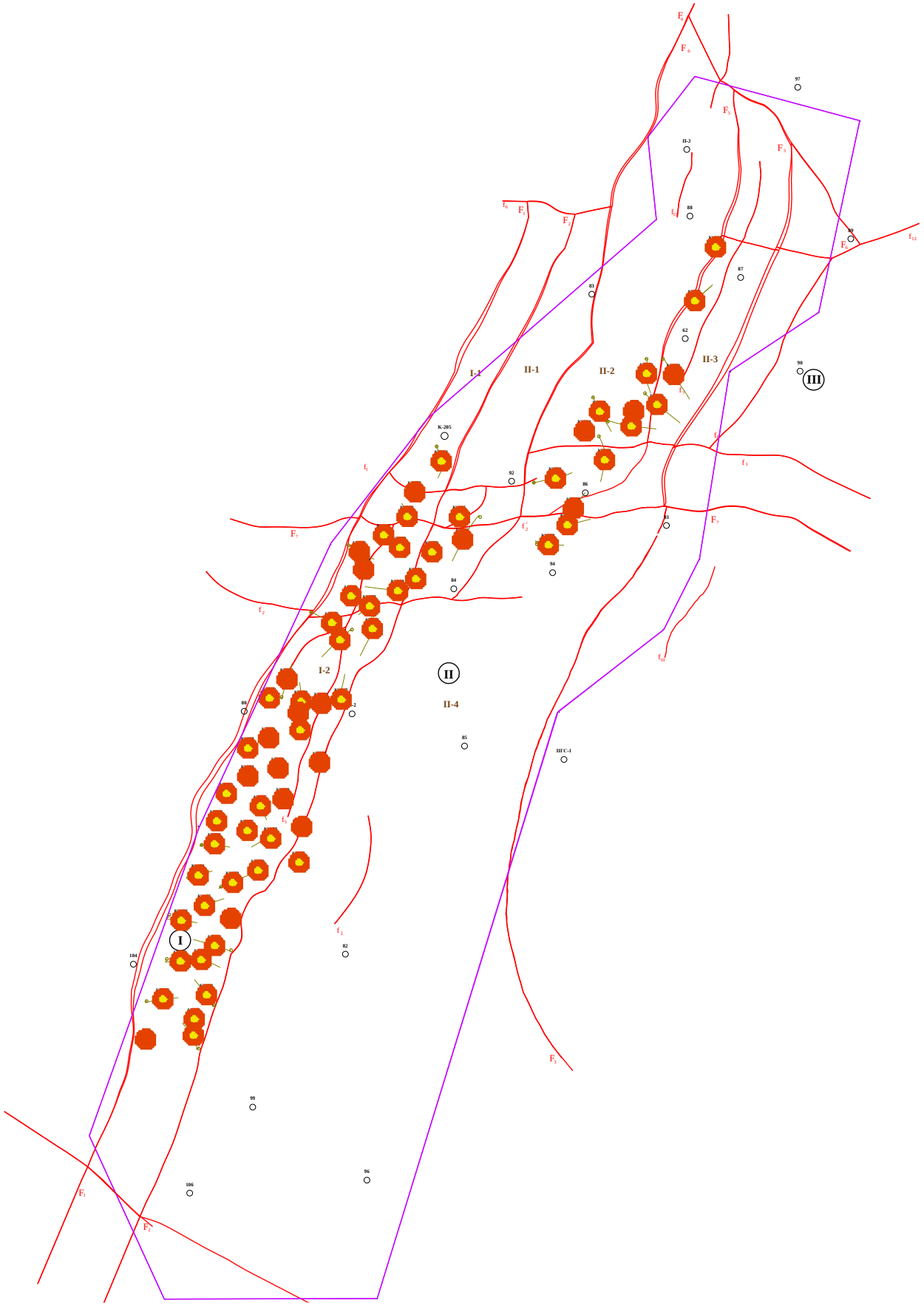


Рисунок 2.1.3 – Схема расположения скважин, в которых проведены исследования: PLT (красный цвет) и FMI (желтый цвет).

За основу структурных построений принята модель структуры, созданная по данным переинтерпретации сейсмосъемки 3Д в 2011 г. Как и в работе (36) природный резервуар разделен на два блока (I и II), к которым приурочены нефтегазовые и нефтяные залежи с различными ГНК и ВНК.

По результатам работы (36) и информации, полученной при бурении и опробовании после ее выполнения 57 эксплуатационных скважин, уточнено строение залежей и положение газонефтяных и водонефтяных контактов.

Пачка КТ-II-II. Толщина пачки в среднем составляет 340 м, наибольшие толщины прослеживаются в северной сводовой части, эффективная толщина в среднем равна 102,4 м., к данной пачке приурочены нефтяные залежи в блоках I и II.

Блок I. В разрезе скважин, расположенных в этом блоке, общая толщина выделенных пластов-коллекторов в единичных скважинах достигает более 40 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем равна 95,7 м, доля коллектора - 0,411.

В выделенных подблоках I-1 и I-2 установлены залежи нефти. В работе (36) ВНК для всего блока I был принят условно на отметке -3493 м по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта в скважине К-001, где получен приток нефти до отметки -3493,8 м. В скважине 98 с абсолютной отметки -3504,4 м получен приток пластовой воды дебитом 2,6 м3/сут при Нср. дин. 2197 м.

В работе по приросту запасов (61) по блоку I-1 положение ВНК принято условно на отметке -3498,7 м, соответствующей подошве нефтенасыщенного коллектора по данным интерпретации ГИС в скважине К-007. Безводный приток нефти дебитом 24,5 м3/сут был получен до отметки -3490,8 м.

По материалам интерпретации ГИС, проведенным в данной работе, подошва нефтенасыщенного коллектора в этой скважине находится на отметке 3649 м (-3491,1 м) а кровля водонасыщенного начинается с 3652,9 м (-3495,0 м).

Так как ВНК в работах (36, 61) был принят условно, в новых скважинах были включены в перфорацию интервалы ниже установленного ВНК. Самая низкая отметка получения нефти (-3494,0 м) зафиксирована в скважине К-016 (подблок I-2). При испытании интервала водонасыщенного начинается с 3837 м (-3529,4 м) (см. табл. 2.1).

В скважине К-017 при опробовании интервалов 3794,5-3804,5 (-3499,2-3506,9), 3837,5-3854,5 м (-3532,6-3545,9) получена пластовая вода с продуктами реакции СКО и пленкой нефти, закаченной при СКО. При опробовании вышезалегающих интервалов получен приток перфорации 3637,5-3798,5 м (-3354,5-3494 м) был получен приток нефти дебитом 10,1 м3/сут (Дшт=5 мм), после СКО увеличившийся до 21 м3/сут (Дшт=3 мм).

Подошва нефтенасыщенного коллектора по промыслово-геофизическим данным находится на отметке 3799 м (-3494,4 м), а кровля нефти, подошва опробованного пласта находится на отметке -3409,1 м.

Таблица 2.1.1 – Обоснование положения ВНК, ГНК по залежам

Скважина	Блок	подблок	пачка	По данным опробования				По данным ГИС			
				Нижняя отметка газа, м	Верхняя отметка нефти, м	Нижняя отметка нефти, м	Верхняя отметка воды, м	Нижняя отметка газа, м	Верхняя отметка нефти, м	Нижняя отметка нефти, м	Верхняя отметка воды, м
К-002	I	I-2	КТ-II-1	-3034,1	-3039,5			-3036,9	-3039,2		
К-003		I-2			-3046,4			-3039,1	-3039,1		
К-023		I-2						-3039,7	-3039,7		
К-073		I-2						-3036,4	-3039,6		
98		I-2			-3393,4						
				ГНК -3039 м							
91	II	II-2		-3138,2	-3161,7			-3142.4	-3156.1		
86		II-2		-3112,7	-3163,7			-3128.7	-3150.5		
62		II-3		-3148,7				-3147,7	-3154,3		
87		II-3		-3141,1	-3145,1			-3148.1	-3151.7		
				ГНК -3148 м							
81	I	I-2	КТ-II-1 + КТ-II-2			-3435,8				-3489	-3495,2
95		I-2				-3489,2	-3530,2			-3489,8	-3491,4
98		I-2				-3444,4	-3504,4			-3495,3	-3504,5
К-001		I-2				-3493,8				-3494,5	-3494,5
К-007		I-1				-3490,8				-3491,1	-3495
К-016		I-2				-3494				-3494,4	-3529,4
К-017		I-2				-3409,1	-3499,2			-3494,8	-3498,9
К-018		I-2								-3491,9	-3494
К-022		I-2								-3492,9	-3494,6
К-071		I-2								-3494,9	-3496,2
К-102		I-2								-3495,1	-3504,9
К-103		I-2								-3494,9	-3518,9
К-134		I-2				-3492,8				-3494,3	-3494,3
К-139		I-2								-3496	-3501,2
К-140		I-2								-3487,6	-3494,4
				ВНК -3494 м							
П-3	II	II-3	КТ-II-1 + КТ-II-2			-3370,8	-3610,8			-3467,4	-3468,5
62		II-3				-3438,7	-3516,7			-3453,4	-3477,1
86		II-2				-3458,7				-3458,3	-3467,2
91		II-2				-3429,2				-3469,2	-3469,2
92		II-1				-3444,7				-3466,7	-3467,2
94		II-4				-3432,6				-3469,6	-3469,6
99		II-4				-3464,2				3467,4	-3474,3
106		II-4				-3437				-3440,6	-3479,1
К-006		II-2				-3435,5				-3467.4	-3477,0
К-044		II-2					-3471,5			-3446.8	-3469.5
К-055		II-4				-3466,2				-3466,5	
К-047		II-3				-3494,1*				-3469,2	
К-058		II-4				-3460				-3459,4	
К-086		II-4				-3465,9	-3486,7			-3465,5	-3486,1
				ВНК -3469.5 м							

* - получен приток нефти с водой

Таким образом, водонефтяной контакт в I блоке для подблоков I-1 и I-2 принимается на абсолютной отметке -3494 м.

Нефтяная залежь в блоке I по типу резервуара пластовая, тектонически экранированная. Размеры залежи в подблоке I-1 – 5,0 х 1,1 км, высота 394 м, в подблоке I-2 – 10,7 х 1,5 м, высотой 360 м.

Блок II. В разрезе пачки прослеживается до 25 пластов-коллекторов. Преобладают толщины до 10 м, единичные пласты достигают 30 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется в пределах 4,0 (скв. 99) – 121,7 м (скв. К-91) и в среднем равна 64 м. Минимальные значения нефтенасыщенных толщин прослеживаются в южной части блока II и в среднем составляют 52 м. В северной части блока нефтенасыщенная толщина в среднем 72,6 м.

Доля коллектора во втором блоке в среднем составила 0,437, на южную часть приходится 0,372, на северную – 0,486.

В рассматриваемом блоке выделено 4 подблока: II-1, II-2, II-3 и II-4.

В работе (36) ВНК для блока II был принят на отметке -3441 м по результатам опробования скважин П-2, 62, 86, 91, 92.

В скважине 62 (подблок II-3) была зафиксирована самая низкая отметка получения нефти на тот момент: -3438,7 м. По данным ГИС опробованный пласт-коллектор продуктивен до -3453,4 м.

В скважине 92 (подблок II-2) при опробовании интервала 3583-3600 м (-3427,7-3444,7) получен слабый приток нефти дебитом 0,4 м3/сут при Нср.дин.=1792 м.

В скважине 86 (подблок II-2), при опробовании интервала 3595-3614 м (-3439,7-3458,7) получен слабый приток нефти с пластовой водой удельным весом 1,05 г/см3, ниже, из интервала 3682-3688 м (-3526,7-3532,7), также получен приток нефти с водой. При опробовании вышезалегающих пластов в интервале 3565-3587 м (-3410,2-3431,7) получен безводный приток нефти. По данным ГИС опробованный пласт-коллектор продуктивен до -3458,3 м.

В скважине К-044, расположенной в северной части залежи (подблок II-2), при опробовании интервалов 3791,0-3867,0 м (-3471,5-3528,5) получена смесь пластовой и технической воды, а кровля водонасыщенного по ГИС пласта фиксируется на отметке -3469,5 м. При совместном опробовании двух пачек в интервалах 3384,5-3714,5 м (-3174,6-3413,3) получен приток нефти дебитом 77 м3/сут на 7 мм штуцере.

В скважине К-047 (подблок II-3), при опробовании интервала 3459,5-3785,5 (-3235,7-3494,1) получен приток нефти с технической водой. При проведении PLT выявлено, что опробованный интервал 3688-3695 м (-3417.3-3422,9) работает безводной нефтью, а интервал 3753-3785,5 м (-3468,8- -3494.1) работает нефтью с водой. По данным ГИС опробованный пласт-коллектор продуктивен до -3469,2 м.

В подблоке II-4 после выполнения подсчета запасов 2008 г. пробурено 5 скважин, в которых проведено совместное освоение двух пачек на разных гипсометрических отметках. Самые низкие отметки получения нефти зафиксированы в скважинах К-055, К-058 и К-086.

В скважине К-058 при освоении интервалов 3436-3763 м (-3199,8-3460) получен приток нефти дебитом 70,4 м3/сут на 10 штуцере. При проведении PLT выявлено, что в нижнем интервале перфорации 3748-3763 м (-3447,9-3460) работающим является интервал 3748-3750 м (-3447,9-3457,1 м).

В скважине К-055, расположенной в непосредственной близости к скважине К-058, при опробовании получен безводный приток нефти дебитом 104 м3/сут на 12 мм штуцере до абсолютной отметки -3466,2 м, опробованный пласт по ГИС продуктивен до отметки -3466,5 м.

В скважине К-086, расположенной южнее, при опробовании интервалов 3615,6-3632,6 м (-3449,0-3465,9 м), 3653,4-3668,4 м (-3486,7-3501,7) был получен приток технической и пластовой воды с нефтью. Нижний интервал перфорации 3653,4-3668,4 м с глубины 3643 м был изолирован. К интервалу 3615,6-3632,6 м произведен дострел вышезалегающих пластов-коллекторов в интервале 3415,0-3605,5 м (-3248,8-3438,9), при освоении которых получен приток нефти дебитом 56,8 м3/сут на 7 мм штуцере. Результаты проведенного PLT показали, что в нижнем опробованном интервале 3615,6-3632,6 м (-3449,0-3465,9) работает интервал 3615,6-3625 м (-3449,0-3458,4), скважина работает безводной нефтью.

В скважине П-2, расположенной в центральной части залежи, на разведочном этапе получена пластовая вода с абсолютной отметки -3442,3 м с первоначальным дебитом 0,6 м3/сут при Нср.дин.1420 м, после СКО и МПД расчетный дебит воды увеличился до 3 м3/сут при Нср.дин. 1273 м. Считаем, что полученная вода связана с расположением скважины в приразломной зоне, где подтверждено исследованиями FMI наличие трещиноватости.

При совместном опробовании интервалов 3503-3509 м, 3563-3571 м, 3577-3586 м (пачка КТ-II-I) и 3619-3630 м (КТ-II-II) в скважине 99 был получен слабый приток нефти дебитом 0,37 м3/сут при Н ср.дин. 1540 м до абсолютной отметки -3464,2 м.

Таким образом, результаты, полученные по скважинам, пробуренным после предыдущего подсчета запасов, позволяют принять положение ВНК для всего II блока единым на уровне -3469,5 м, по кровле пласта, давшего при опробовании скважины К-044 притоку воды.

Нефтяная залежь в блоке II по типу резервуара пластовая тектонически экранированная, размерами в северной части 7,6 х 3,3 км, высотой 229 в южной части 11,6 х 3,2 км, высота равна 178 м.

Пачка КТ-II-I отделяется от нижележащей пачки непроницаемыми породами толщиной от 14 (скважина К-056, К-071) до 54 м (скважина К-073). Толщина её в среднем составляет 154 м, эффективная – в среднем равна 119 м.

В пачке КТ-II-I по результатам опробования установлены нефтегазовые залежи в двух блоках (I и II). Блоки разделены на северную и южную части нарушением F7, как и было принято ранее в работе (36). В южной части I блока и в северной части II блока выявлены газовые шапки.

I блок. По материалам ГИС в разрезе скважин прослеживаются пласты-коллекторы толщиной, в основном, до 6 м, в единичных скважинах толщина пласта-коллектора достигает 11 м (К-023, К-202). Газонасыщенная толщина в среднем по КТ-II-I равна 13,7 м, при изменениях от 3,6 (скв. К-003) до 22,3 м (скв. К-073). Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 32,9 м, колеблется от 4,4 (К-142) до 102,4 м (К-202). Доля коллектора в I блоке в среднем равна 0,369.

В южной части залежи I блока (подблок I-2) установлена газовая шапка. Основанием послужило опробование скважины К-002, где получен приток газа и нефти до абсолютной отметки -3041,6 м, дебитами, соответственно, 28,3 тыс.м3/сут и 16,8 м3/сут на 9 мм штуцере.

По проведенному PLT от 21.09.2005 г отмечается приток газа из интервалов 3169,0-3187,5 м (-3016,0-3034,5) (газовый фактор 1681м3/т), а из интервала 3192,5-3195 м (-3039,5-3041,9) (газовый фактор 187,4 м3/т) – приток нефти. По результатам ГИС в скважине К-002 подошва газонасыщенного коллектора находится на отметке -3036,9 м, а кровля нефтенасыщенного пласта фиксируется с абсолютной отметки -3039,2 м.

В скважине К-003 с абсолютной отметки – -3046,4 м получен приток чистой нефти, при этом раздел газ-нефть по ГИС находится на отметке -3039,7 м.

Исходя из вышеприведенных данных, газонефтяной контакт принят по кровле нефтенасыщенного пласта в скважине К-002 на абсолютной отметке -3039 м.

В новых скважинах, пробуренных после выполнения предыдущего подсчета запасов, опробование проводилось ниже установленного ГНК и его положение не изменилось.

Положение водонефтяного контакта в работе (36) для блока I было принято условно на отметке -3493 м (как для залежи КТ-II-II), так как самая низкая отметка получения нефти в пачке КТ-II-I до абсолютной отметки -3393,4 м зафиксирована в скважине 98,

расположенной в южной части залежи (подблок I-2) гипсометрически ниже всех пробуренных скважин в этом блоке и за девятитилетний период совместной эксплуатации двух пачек скважина работает безводной нефтью дебитом до 70 т/сут.

Практически во всех новых скважинах опробование пачек КТ-II-I и КТ-II-II проведено совместно, при этом получены преимущественно безводные притоки нефти.

Положение ВНК для I блока в целом принимается таким же, как и для пачки КТ-II-I на отметке -3494 м.

Залежь продуктивной пачки КТ-II-I по типу резервуара пластовая тектонически экранированная. Размеры залежи в подблоке I-1 – 5,7 х 1,1 км, высотой 434 м. Размеры залежи в подблоке I-2 составили газовой шапки – 4,4 х 0,7 км, высотой 80 м, нефтяной части – 11,6 х 1,7 км высотой 455 м.

II блок. В разрезе скважин II блока прослеживаются пласты-толщиной коллекторы преимущественно до 4 м, в некоторых скважинах единичные пласты-коллекторы достигают 8-15 м (скв. 91, К-044, К-006).

Газонасыщенная толщина в среднем равна 40 м, при изменениях от 4,4 (скв. 86) до 80,3 м (скв. К-005). Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 2,3 (скв. К-042) до 85,9 м (скв. К-006) и в среднем составляет 26,3 м. Доля коллектора по блоку II в среднем равна 0,304, максимальная величина приходится на северную часть 0,343, в южной части доля коллектора минимальная – 0,253.

Газовая шапка в залежи II блока установлена в северной части в подблоках II-2 и II-3 на основании опробования скважин 62, 86, 87 и 91, где получены различные притоки газа с конденсатом. ГНК принят на абсолютной отметке -3148 м по подошве получения газа с конденсатом в скважине 62. В скважине 91 верхняя отметка получения нефти фиксируется на -3161,7 м.

После 2008 года опробование скважин проводилось только в нефтяной зоне и положение ГНК для залежи осталось без изменения.

В 2008 году при подсчете запасов ВНК был обоснован и принят единым для всего блока II на абсолютной отметке -3441 м, таким же, как для пачки КТ-II-II.

Самая низкая отметка получения безводной нефти для залежи КТ-II-I для блока II зафиксирована в южной части (подблок II-4) в скважине 106 (-3435,4 м). В северной части самая низкая отметка получения нефти -3370,8 м отмечена в скважине П-3.

Уровень ВНК предлагается принять единым для всего блока II, как и для пачки КТ-II-II, на абсолютной отметке -3469,5 м.

Однако имеются две скважины, в которых водонасыщенные по данным ГИС коллектора начинаются выше принятого контакта – скв. 9 (-3423,9 м) и скважина ПГС-1 (-

3449,4 м), что может служить дополнительным свидетельством того, что данные скважины изолированы от залежи тектоническим нарушением.

Залежь, приуроченная к блоку II, по типу резервуара пластовая, тектонически экранированная. Размеры залежи в северной части составляют: газовая шапка – 5,2 х 1,7 км высотой 248 м, нефтяная часть – 7,7 х 3,5 км, высотой 293 м, размеры южной части залежи (подблок II-4) составляют 13,8 х 4.9 м, высота 318 м.

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов были использованы данные лабораторного изучения образцов керна, материалы геофизических и гидродинамических исследований скважин.

Результаты анализа керна. Керн отбирался в 31 скважине: **2** параметрических – П-2, П-3; **7** поисковых – №№80, 83, 84, 85, 86, 87, 96; **16** разведочных – №№62, 81, 82, 88, 89, 91, 92, 93, 94, 95, 97, 98, 99, 102, 104, 106; **6** эксплуатационных – К-001, К-002, К-003, К-004, К-007, К-612.

Во вновь пробуренной скважине К-612 произведен отбор керна с проходкой 132,4 м, выход керна составил 80,6% (106,7 м). Керновый материал направлен в лабораторию для выполнения комплекса петрофизических исследований.

Всего на месторождении с отбором керна пройдено 4481,01 м, вынесено 1776,06 м керна, что составляет 39,64% от проходки. Всего по разрезу, включая его части между горизонтами, было отобрано и проанализировано 2345 образцов керна из 28 скважин.

Из продуктивной *толщи КТ-II-I* пройдено 1503 м, с выносом 597,11 м или 39,7% от проходки керна, проанализировано 871 образец, из них 185 образцов кондиционные.

По карбонатной *толще КТ-II-II* пройдено 2176,2 м с выносом 704,92 м или 32,4% от проходки керна, количество проанализированных образцов составляет 1424 ед., из них 471 ед. – кондиционный.

Вне продуктивных горизонтов с отбором керна пройдено 801,85 м, при этом вынесено 474,03 м или 59,1% от проходки керна. За пределами горизонтов оказались 50 образцов керна.

Для детального литологического и стратиграфического расчленения разреза проводился отбор проб шлама из 30 скважин. Литологическое макроописание шлама выполнялось непосредственно на буровой, наряду с оценкой признаков нефти.

В 9 скважинах (К-001, К-002, К-003, К-005, К-006, К-007, К-008, К-142, К-204) определен петрографический состав пород на шлифах шлама и в 23 скважинах (П-3, 62, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 91, 94, 95, 96, 97, 98, К-001, К-002, К-003, К-004, К-007) на шлифах керна. Кроме того, выполнены биостратиграфические (палинологические и микрофаунистические) исследования. Весь комплекс стандартных исследований включал в себя определение открытой и полной пористости, минералогической и объемной плотности, газопроницаемости, гранулометрического состава с определением карбонатности, насыщенности водой и нефтью и удельных электрических сопротивлений.

Продуктивные отложения представлены известняками органогенными, комковато-органогенными (пакстоун, грейнстоун по классификации Р. Данхема), в различной степени пористыми, с редкими кавернами, местами трещиноватыми, слабостилолитизированными, частично перекристаллизованными. Пустотное пространство матрицы представлено межзерновыми и внутризерновыми порами округлой, овальной, субизометрической формы, присутствуют микрокаверны и микротрещины.

Результаты интерпретаций ГИС. На месторождении Кожасай закончены бурением и освещены геофизическими исследованиями (ГИС) 93 скважины. После АР-2024г на месторождении пробурены три скважины К-343, К-344, К-612.

В настоящей работе выполнена интерпретация материалов ГИС по всем скважинам.

В продуктивной части разреза в параметрических, поисковых и разведочных скважинах, пробуренных до 1989 г, проводился стандартный для региона комплекс ГИС, включающий: БКЗ, МКЗ, МБК, БК, АК, РК, кавернометрию, инклинометрию, газовый каротаж. В скважинах 84 и 87 проведен ИННК, многозондовый нейтронный каротаж.

В эксплуатационных скважинах, пробуренных после 1989 г, каротажные работы выполнялись фирмами «Shlumberger», «Weatherford», «Beker Atlas», «CNPC», ТОО «Международная Нефтяная Сервисная Компания СИНОПЭК Казахстан». Каротажный комплекс включал следующие виды геофизических исследований (в скобках указана мнемоника методов, используемая компанией “Shlumberger”):

гамма-каротаж – ГК (GR);

кавернометрию – КВ (CALI);

боковой фокусированный каротаж ближней и дальней зоны зондами различных модификаций (зонды RLA1, RLA2, RLA3, RLA4, RLA5) - БК (MSFL);

нейтронный каротаж - НК (TNPH);

плотностной каротаж (RHOB);

акустический каротаж - АК (DT);

метод потенциалов собственной поляризации – ПС (SP);

акустический каротаж по оценке качества цементирования обсадных колонн - АКЦ (CBL).

Исследования PLT по определению профиля притока (приемистости)

PLT исследования на месторождении Кожасай выполнялись Компанией ТОО «Тюменьпромгеофизика» с использованием аппаратуры МЕГА-ПЛТ-9 и PSP фирмы «Шлюмберже».

В скважине К-052 проведены исследования определения профиля притока в 29.08.2023г. аппаратурным комплексом ПЛТ-92, *по анализу интервалов перфораций*;

Общая эффективная мощность интервалов ПВР составляет 72.0м, из них работающая мощность 27.5м. Кохв= 38.19%. Интервалы 3503.0-3511.0м,3528.0-3531.0м, 3551.0-3559.5м, 3562.0-3570.0м на приток не работают. Из 6 интервалов работают 2. Основным интервалом притока является интервал 3584-3592м (66.49%).

Таблица 2.2.1 – Результаты PLT в скважине К-052

Работающие интервалы		Дебит в % от общего		Общий приток по интерв.в % от дебита скв.	Дебит на поверхности		Характер притока
Кровля	Подошва	газа	нефти		газа	нефти	
м	м	%	%		$м^3$/сут	$м^3$/сут	
3584,0	3592,0	23,03	43,46	66,49	4586,0	25,47	основной
3592,0	3599,0	8,83	9,94	18,77	1381,1	5,81	интенсивный
3613,0	3625,5	4,66	10,08	14,74	1025,8	5,88	интенсивный

Кроме того, по ряду скважин были проведены записи изображения поверхности стенок ствола скважин электрическим сканером ЭС (FMI/CMI) с целью определения трещиноватости и структурных элементов разреза.

Согласно интерпретации ЭС (CMI) и акустического фотокаротажа (CBIL):

1.Основное направление падения пластов на ВЮВ и СЗ с преобладанием угла наклона от 0^0 до 30^0 С;

2. В интервале исследования выявлены открытые, частично открытые и вертикальные трещины;

3. Открытые трещины имеют основное направление на СВ-ССВ-ЮЮЗ;

4. Частично открытые трещины ориентированы на ССВ и ЮВ;

5. Вертикальные трещины имеют основное направление на ЮЗ, ЗСЗ;

6. В скважинах не наблюдаются интервалы с наличием пустот или каверн.

Для выделения коллекторов и оценки эффективных толщин был использован весь комплекс промыслово-геофизических исследований, проведенный в скважинах.

Наряду с качественными признаками при выделении поровых коллекторов использовался количественный критерий – граничное значение пористости (Кпгр), равное 5%, обоснованное по данным анализа керна.

Также выявлены коллектора по данным исследования PLT работающие ниже Кп_гр=5%.

Принадлежность к продуктивным коллекторам по данным ГИС обычно устанавливается по величине удельного электрического сопротивления - ρп коллектора, определенного по электрокаротажу дальней зоны (не затронутой проникновением).

Анализ ρп выделенных коллекторов показал следующее. Сопротивления газонасыщенных коллекторов меняются в диапазоне от 50 до 1000 Омм, нефтенасыщенных

коллекторов - от 20 до 4000 Омм, сопротивления коллекторов в законтурной части также изменяются в широком диапазоне от 8 до 100 -150 Омм.

Высокие сопротивления пород, залегающих ниже ВНК, возможно, объясняются высоким содержанием остаточной нефти. Из-за значительных зон перекрытия ρп в газо-, нефте- и водонасыщенных интервалах, окончательная принадлежность коллекторов к газо-, нефте- и водонасыщенным зонам устанавливалась по гипсометрическому положению коллекторов относительно принятых ГНК и ВНК, обоснованных по данным опробования.

Для определения характера поведения пород-коллекторов проведён статистический анализ по продуктивным горизонтам. Результаты обобщённых значений общих, нефтенасыщенных и водонасыщенных толщин, а также полученные показатели неоднородности пластов представлены в таблицах 2.2.2 и 2.2.3.

Таблица 2.2.2 – Характеристика толщин пластов-коллекторов

Толщина	Наименование	Зона горизонта		По горизонту в целом
		I блок	II блок	
КТ-II-1				
Общая толщина горизонта	Средняя, м	148,6	213,7	176,1
	Коэфф-т вариации, доли ед.	0,206	0,222	0,285
	Интервал изменения, м	110,4-241,4	133,1-300,6	94,1-300,6
Нефтенасыщенная	Средняя, м	35,0	29,9	32,8
	Коэфф-т вариации, доли ед.	0,402	0,831	0,449
	Интервал изменения, м	5,3-72,8	242-82,6	2,0-84,2
Газонасыщенная	Средняя, м	12,8	29,9	25,2
	Коэфф-т вариации, доли ед.	0,557	0,831	0,957
	Интервал изменения, м	3-25,4	242-82,6	2,4-82,6
Эффективная	Средняя, м	37,5	41,7	38,0
	Коэфф-т вариации, доли ед.	0,347	0,547	0,492
	Интервал изменения, м	10,9-72,8	6,4-110,1	6,0-110,1
КТ-II-2				
Общая толщина горизонта	Средняя, м	346,8	306,9	323,7
	Коэфф-т вариации, доли ед.	0,236	0,289	0,273
	Интервал изменения, м	90,4-553,8	81,3-491,2	81,3-553,8
Нефтенасыщенная	Средняя, м	102,9	70,9	89,3
	Коэфф-т вариации, доли ед.	0,437	0,442	0,463
	Интервал изменения, м	26,6-200,2	3,4-137,9	3,4-200,2
Газонасыщенная	Средняя, м	-	-	-
	Коэфф-т вариации, доли ед.	-	-	-
	Интервал изменения, м	-	-	-
Эффективная	Средняя, м	120,4	106,1	111,5
	Коэфф-т вариации, доли ед.	0,411	0,336	0,420
	Интервал изменения, м	19,1-264,0	8,4-176,2	8,4-264,0

Таблица 2.2.3 – Статистические показатели характеристик неоднородности пластов продуктивных горизонтов месторождения

Горизонт	Блок	Коэфф-т песчанистости, д.ед.		Коэффициент расчлененности, д.ед.	
		среднее	вариации	среднее	вариации
КТ-II-I	I	0,3	0,291	17,2	0,301
	II	0,2	0,445	19,2	0,421
	в целом	**0,2**	**0,407**	**17,4**	**0,402**
КТ-II-II	I	0,4	0,272	29,2	0,292
	II	0,4	0,298	19	0,368
	в целом	**0,4**	**0,316**	**24,0**	**0,408**

Результаты оценки коллекторских свойств продуктивных отложений и их насыщенности, определенных по ГИС, по керну и по гидродинамике приведены в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.4 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость в нефтяной части, мкм^2*10^{-3}	Проницаемость в газовой части, мкм^2	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***
I блок							
КТ-II-I							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	4	-	4	-	-	-
	Количество определений, шт.	149	-	149	-	-	-
	Среднее значение	0,569	-	0,11	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,87	-	0,28	-	-	-
	Интервал изменения	0,07-11,11	-	0,05-0,19	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	49	7	49	7
	Количество определений, шт.	-	-	792	57	641	43
	Среднее значение	-	-	0,07	0,08	0,64	0,67
	Коэффициент вариации	-	-	0,23	0,23	0,13	0,11
	Интервал изменения	-	-	0,01-0,13	0,04-0,12	0,5-0,87	0,5-0,82
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.	4	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	17	-	-	-	-	-
	Среднее значение	0,68	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,01	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,19-2,69	-	-	-	-	-
КТ-II-II							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	4	-	4	-	-	-
	Количество определений, шт.	334	-	336	-	-	-
	Среднее значение	0,49	-	0,10	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,86	-	0,23	-	-	-
	Интервал изменения	0,07-2,85	-	0,05-0,205	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	48	-	48	-
	Количество определений, шт.	-	-	1217	-	969	-
	Среднее значение	-	-	0,06	-	0,62	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,19	-	0,13	-
	Интервал изменения	-	-	0,02-0,11	-	0,5-0,87	-
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.	4	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	24	-	-	-	-	-
	Среднее значение	0,51	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,727	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,08-1,59	-	-	-	-	-
II блок							
КТ-II-I							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	3	2	5	2	-	-
	Количество определений, шт.	8	4	18	5	-	-

	Среднее значение	0,15	0,4	0,06	0,10	-	-
	Коэффициент вариации	0,62	0,38	0,14	0,16	-	-
	Интервал изменения	0,08-0,33	0,27-0,66	0,05-0,09	0,07-0,12	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	16	-	16	-
	Количество определений, шт.	-	-	381	-	260	-
	Среднее значение	-	-	0,06	-	0,61	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,20	-	0,12	-
	Интервал изменения	-	-	0,03-0,12	-	0,5-0,83	-
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.	3	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	19	-	-	-	-	-
	Среднее значение	0,29	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,755	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,01-0,83	-	-	-	-	-
КТ-II-II							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	7	-	9	-	-	-
	Количество определений, шт.	347	-	359	-	-	-
	Среднее значение	0,48	-	0,10	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,86	-	0,24	-	-	-
	Интервал изменения	0,07-2,85	-	0,05-0,205	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	78	-	77	-
	Количество определений, шт.	-	-	1562	-	1267	-
	Среднее значение	-	-	0,07	-	0,62	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,21	-	0,13	-
	Интервал изменения	-	-	0,02-0,12	-	0,5-0,84	-
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.	7	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	40	-	-	-	-	-
	Среднее значение	0,44	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,80	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,04-1,59	-	-	-	-	-
В целом по месторождению							
КТ-II-I							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	7	2	9	2	-	-
	Количество определений, шт.	157	4	167	5	-	-
	Среднее значение	0,55	0,4	0,10	0,10	-	-
	Коэффициент вариации	1,90	0,38	0,30	0,16	-	-
	Интервал изменения	0,07-11,11	0,27-0,66	0,05-0,19	0,07-0,12	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	86	24	86	24
	Количество определений, шт.	-	-	1314	265	1008	213
	Среднее значение	-	-	0,07	0,07	0,63	0,65
	Коэффициент вариации	-	-	0,23	0,22	0,13	0,13
	Интервал изменения	-	-	0,01-0,13	0,01-0,12	0,5-0,85	0,5-0,82
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.	7	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	36	-	-	-	-	-
	Среднее значение	0,48	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,12	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,01-2,69	-	-	-	-	-
КТ-II-II							
	Количество скважин, шт.	7	-	9	-	-	-

Лабораторные исследования керна	Количество определений, шт.	347	-	359	-	-	-
	Среднее значение	0,48	-	0,10	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,86	-	0,24	-	-	-
	Интервал изменения	0,07-2,85	-	0,05-0,205	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	82	-	81	-
	Количество определений, шт.	-	-	1643	-	1357	-
	Среднее значение	-	-	0,07	-	0,62	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,21	-	0,13	-
	Интервал изменения	-	-	0,02-0,12	-	0,5-0,84	-
Гидродинамические исследования скважин.	Количество скважин, шт.	7	-	-	-	-	-
	Количество определений, шт.	40	-	-	-	-	-
	Среднее значение	0,44	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,80	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,04-1,59	-	-	-	-	-

Статистические ряды распределения проницаемости пород-коллекторов продуктивных горизонтов в целом по месторождению представлены в таблице 2.2.5. Из таблицы видно, что проницаемость коллекторов основном колеблется от 0,1 до 1 мД.

Таблица 2.2.5 – Статистические ряды распределения проницаемости

По данным лабораторного изучения керна, мкм^2*10^{-3}								
Интервал изменения, мкм^2*10^{-3}	Число случаев							
	I блок		***II блок***			***Всего по месторождению***		
	КТ-II-I	***КТ-II-II***	***КТ-II-I***		***КТ-II-II***	***КТ-II-I***		***КТ-II-II***
	нефть	***нефть***	***газ***	***нефть***	***нефть***	***газ***	***нефть***	***нефть***
0,7-0,1	9	31	-	2	5	-	11	36
0,1-1	128	276	4	6	8	4	134	410
1-10	11	44	-	-	-	-	11	55
>10	1	-	-	-	-	-	1	1

Согласно таблице 2.2.4 ***толща КТ-II-I в целом по месторождению (I и II блок)*** по данным ГИС представлен нефтяными коллекторами с пористостью в среднем равной 0,07 доли ед. и интервалом изменения 0,01-0,13 доли ед. и газовыми коллекторами с пористостью от 0,01 до 0,12 доли ед., средним значением 0,07 доли ед. Диапазон изменения нефтенасыщенности – 0,50-0,85 доли ед., среднее значение составляет 0,63 доли ед., газонасыщенности – от 0,50 до 0,82 доли ед., среднее значение при этом составило 0,65 доли ед.

По данным керна породы-коллекторы характеризуются средней пористостью в нефтяной части – 0,10 доли ед., изменяющейся в пределах 0,05-0,19 доли ед., в газовой части – 0,10 доли ед., изменяющейся от 0,07 до 0,12 доли ед. Проницаемость коллекторов в нефтяной части колеблется от 0,07 до 11,11 мкм^2*10^{-3}, в среднем составляя 0,55 мкм^2*10^{-3}, в газовой части в среднем составляет 0,4 мкм^2*10^{-3}, изменяется от 0,27 до 0,66 мкм^2*10^{-3}.

По данным ГДИС проницаемость в среднем составляет 0,48 мкм^2*10^{-3}, изменяясь при этом от 0,01 до 2,69 мкм^2*10^{-3}.

Горизонт КТ-II-II является нефтеносным и представлен коллекторами по данным ГИС со средневзвешенной пористостью, изменяющейся в диапазоне 0,02÷0,12 доли ед., составляя в среднем 0,07 доли ед., среднее значение нефтенасыщенности – 0,62 доли ед., изменяется в пределах 0,50-0,84 доли ед.

По лабораторным исследованиям керна открытая пористость изменяется от 0,05 до 0,205 доли ед. и равной в среднем 0,10 доли ед. Проницаемость колеблется в пределах 0,07-2,85 мкм^2*10^{-3} и составляет в среднем 0,48 мкм^2*10^{-3}.

По данным гидродинамических исследований интервал изменения проницаемости составляет 0,04-1,59 мкм^2*10^{-3}, в среднем – 0,44 мкм^2*10^{-3}.

Значения пористости по керну выше, чем средневзвешенная пористость по ГИС. Это объясняется тем, что имеются пласты с пористостью ниже 5%, в которых получена нефть, и их влиянием средневзвешенного значения пористости по ГИС.

Значения проницаемости при определении по керну и ГДИС близки между собой.

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

2.3.1 Свойства пластовой нефти

На момент утверждения отчета «ДПР-2024г» свойства пластовой нефти месторождения Кожасай были представлены результатами исследования 121 проб нефти. Компонентный состав газа газовой шапки был представлен на основе одной пробой из скважины №91. После утверждения отчета на месторождении были отобраны две новые глубинные пробы по скважинам К-343 и К-344. Исследования пробы проведены в лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». По результатам исследования в пробе из скважины К-344 были замерены близкие параметры пластовой нефти к ранее отобранным пробам, тогда как в глубинной пробе из скважины К-343. В частности, по пробе по результатам стандартной сепарации было замерено низкое значение газосодержание и связанного с ним давление насыщения по сравнению ранее отобранными представительными пробами. Причина таких отличии параметров по пробе скорее всего, связано с низкими термобарическими условиями по скважине.

В целом на дату текущего отчета свойства пластовой нефти в целом по толще КТ-II исследованы на основе 123 проб (100 глубинных и 23 рекомбинированных). Из них 86 проб пластового флюида по 1-му блоку и 37 проб по второму блоку.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях исследованы по 97 пробам. Из них после «ДПР-2024г» исследованы 2 новые пробы по скважинам К-343 и К-344.

В целом отбор проб по месторождению выполнялся в пробоотборники ПГПр, ПГ-1000, ПГ-3-40, ВПП-300. Лабораторные исследования пластового флюида проводились в лабораториях Атырауского филиаола ТОО "КМГ Инжиниринг", Гипровостокнефть, НИПИнефтегаз. Эксперименты проводились на установке Fluid Eval, Chandler Engineering.

Начальные термобарические условия были приняты по данным опробования скважин. Были приняты термический и барический коэффициенты которые составили 2°С и 0,726 на 100 м соответственно.

Результаты исследования всех проб пластовой нефти толщи КТ-II представлены в табличном приложении П.2.3.1. Диапазоны изменения и среднее значения параметров пластовой нефти по пробам представлены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Параметры пластовой нефти по исследованным пробам

Наименование	КТ-II							
	Блок I-1				Блок II-2			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее
	скв	проб			скв	проб		
Давление насыщения газом, МПа	35	54	19,5-29,5	24,20	14	20	20,1-27,2	23,5
Газосодержание, $м^3/т$	35	54	164-327,5	257,5	14	20	169,4-309,4	250,2
Плотность пластовой нефти при температуре исследования., $кг/м^3$	35	54	579,5-733,1	666,9	14	20	621,7-734,7	678,3
Вязкость пластовой нефти при температуре исследования, мПа*с	35	50	0,15-1,00	0,46	14	20	0,31-0,75	0,50
Объемный коэффициент нефти при стандартной сепарации	35	54	1,390-1,776	1,594	14	20	1,330-1,660	1,565
Температура исследования проб, ºС	35	54	64,2-83,0	72,5	14	20	67,0-75,3	72,0

Особенностью изучения пластового флюида на месторождении Кожасай является, что глубинные пробы в подавляющем большинстве отбирались из скважин с открытым стволом. При этом интервал притока пластового флюида в скважину по высоте составлял от 165 до 465 м, а в среднем был 318 метров.

Первичные данные по исследованию пластовых и сепарированных проб флюида прямо указывают на дифференциацию свойств по глубине, хотя коэффициент корреляции от глубины очень низкий, отрицать её наличие нельзя. Низкий же коэффициент корреляции параметров от глубины как раз и связан с проблемой смешиваемости флюида с разных глубин при поступлении флюида в скважину, и отбором смешанной пробы.

Поступающие в ствол скважины пластовые флюиды имеют разную насыщенность газом, обусловленную разной удалённостью от ГНК. Чем ближе глубина поступающего флюида к глубине ГНК, тем более насыщенным становится флюид. С учётом депрессии на пласт, необходимой для получения притока флюида в скважину, флюид, поступающий из зоны близ ГНК, будет поступать в скважину уже в двухфазном состоянии, что приведёт к отбору смеси частично разгазированных флюидов, а также флюидов, возможно не затронутых разгазированием, из зоны ближе к глубине ВНК. Пробы, которые отбирались в середине интервала притока или ближе к ВНК, даже в условиях, когда забойное давление было ниже давления насыщения поступающих в скважину флюидов, отбирали в итоге некоторую смесь флюидов с разной глубины, при этом - в неизвестной пропорции. Именно с этим, вероятно, и связан низкий коэффициент корреляции свойств пластового и дегазированного флюида от глубины.

Первичные данные по результатам исследований проб пластового флюида (PVT) по качеству можно разделить на две категории:

данные, которые можно использовать для обоснования свойств пластового флюида;

данные, которые невозможно использовать для обоснования.

К первой категории можно отнести все данные, которые подчиняются уравнению фазового состояния, с учётом особенностей количественного распределения компонентов и их свойств в составе пластового флюида. Как упоминалось выше, сюда могут быть причислены не только результаты исследований проб, состав и свойства которых отвечают начальным термобарическим условиям, но и однофазные пробы, давление насыщения которых меньше начального давления насыщения.

К категории данных, которые нельзя использовать для обоснования свойств пластового флюида, можно отнести исследования проб, свойства которых явно противоречат расчётам с использованием уравнения состояния или не отвечают единой

корреляции для каждой пары свойств. Причин появления подобных данных может быть множество: от некачественных исследований до принадлежности анализируемых проб к другим, гидродинамически несвязанным блокам или пластам. Последнее должно быть подтверждено повторными исследованиями проб из данного региона, чтобы обосновать разделение залежи.

Т.к. исследований проб пластовой нефти проведено было много, на начальном этапе были забракованы все рекомбинированные пробы, как наименее достоверные по газосодержанию и наиболее подверженные высоким погрешностям параметров. Кроме того, почти все пробы рекомбинировались на заданное газосодержание в утвержденном ПТД. Также были отброшены глубинные пробы, которые оказались в двухфазном состоянии при давлении и температуре пласта в ячейке PVT.

Уравнения фазового состояния, используемые в нефтяной отрасли, а также современные возможности газовой хроматографии позволяют предсказывать свойства пластовых флюидов, на основе их состава, с погрешностью, не превышающей 10%. Это даёт возможность использовать уравнение для грубой отбраковки результатов лабораторных исследований и выявления отличающихся от корреляций параметров. Важнейшей задачей, которую решает уравнение состояния — это увязка всех результатов лабораторных исследований проб пластового флюида, в единую систему закономерностей состава и физико-химических свойств пластового флюида.

Поэтому следующим этапом отбраковки была проверка наличия взаимосвязи «состав-свойства». Свойствами контроля качества выступали газосодержание, давление насыщения пластовой нефти, а также плотность дегазированной нефти стандартной сепарации. Главным параметром тут является газосодержание, т.к. не верная композиционная рекомбинация состава пластового флюида – это наиболее грубая ошибка, способная повлиять на дальнейшие расчёты. Погрешность расчётов по уравнению состояния не должна превышать отклонения в 10%. Давление насыщения пластовой нефти менее значимый параметр, т.к. ошибки лабораторного эксперимента напрямую не влияют на результаты эксперимента по стандартной сепарации, а также на состав пластовой нефти. Расчёт давление насыщения пластовой нефти по уравнению состояния не должен превышать 15%. Третий параметр – плотность дегазированной нефти – необходим для проверки материального баланса состава и свойств компонентов рассматриваемого состава, т.к. плотность, а также молярная масса являются аддитивными параметрами флюида. Замер плотности не должен отличаться от расчёта более чем на 1%, а в идеале должен сойтись. В табл. 2.3.2 и 2.3 приведено сравнение экспериментальных параметров с расчётными для

проб блока 1 и 2, соответственно. Помимо расчётных и экспериментальных данных, в таблицах также использованы корректирующие коэффициенты на систематическую ошибку расчёта по уравнению состояния. Согласно полученным данным систематическая ошибка расчёта газосодержания составила 6 и 4% для 1-го и 2-го блоков, соответственно. А ошибка расчёта давления насыщения – 9 и 4%, соответственно. Пробы, имеющие отклонение по газосодержанию более 10%, не участвовали в дальнейшем анализе данных.

Выявление корреляции свойств пластового флюида – это один из основных методов анализа первичной информации о пластовом флюиде, который также используется для отбраковки некачественных результатов экспериментальных замеров. В основе данного метода лежит аксиома о взаимосвязи свойств единого пластового флюида гидродинамически связанной залежи. Так, например, одному и тому же пластовому флюиды соответствует одно значение градиента растворимости газа при заданных термобарических условиях.

Однако эта аксиома хорошо визуализируется на 2D графиках только для небольших по мощности и высоте двухфазных залежей. Если наблюдается заметная дифференциация свойств по высоте залежи, свойства флюида с разных глубин будут иметь свои собственные корреляции, в т.ч. и градиент растворимости. Последнее хорошо иллюстрируется на примере месторождения Кожасай, в частности на графике зависимости давления насыщения от газосодержания пластовой нефти (рис. 2.3.1 и 2.3.5). На рисунках хорошо видно, что значительная часть проб не подчиняются одной корреляции. При этом пробы в левой части графика были отобраны ближе к ВНК, т.е. это более глубокие пробы, имеющие более тяжёлый компонентный состав, и соответственно худшую растворимость газа, что проявляется в повышении давления насыщения при неизменном газосодержании, относительно проб в правой части графика.

Так как использование аппроксимации результатов замеров для выявления корреляции параметров пластового флюида в данном случае не может привести к правильным выводам, данный метод анализа первичных данных был использован уже после создания математической модели пластового флюида.

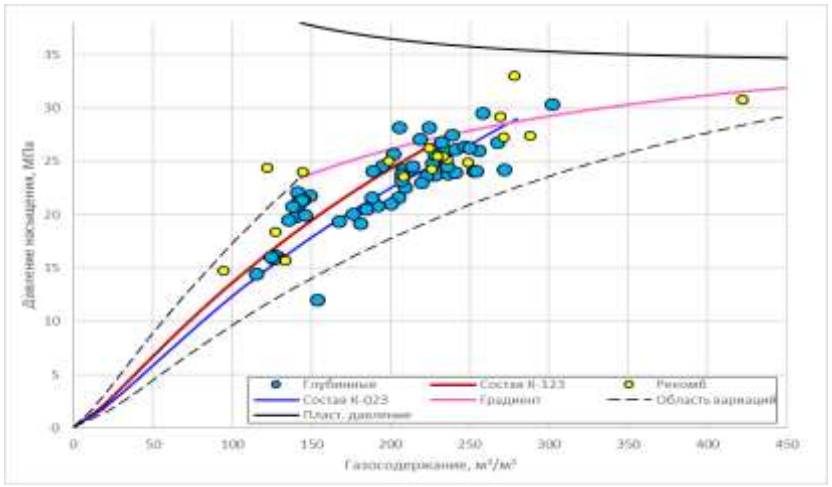


Рисунок 2.3.1 – Давление насыщения от газосодержания пластовой нефти 1-го блока

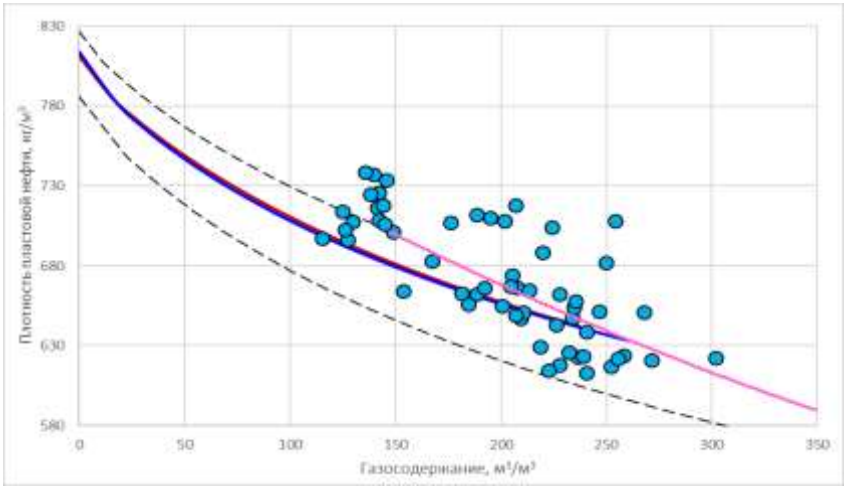


Рисунок 2.3.2 – Плотность от газосодержания пластовой нефти 1-го блока

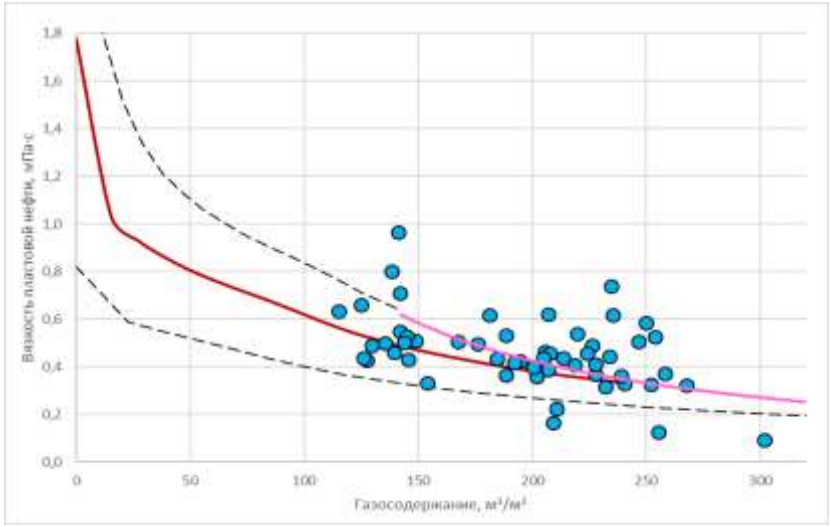


Рисунок 2.3.3 – Вязкость от газосодержания пластовой нефти 1-го блока

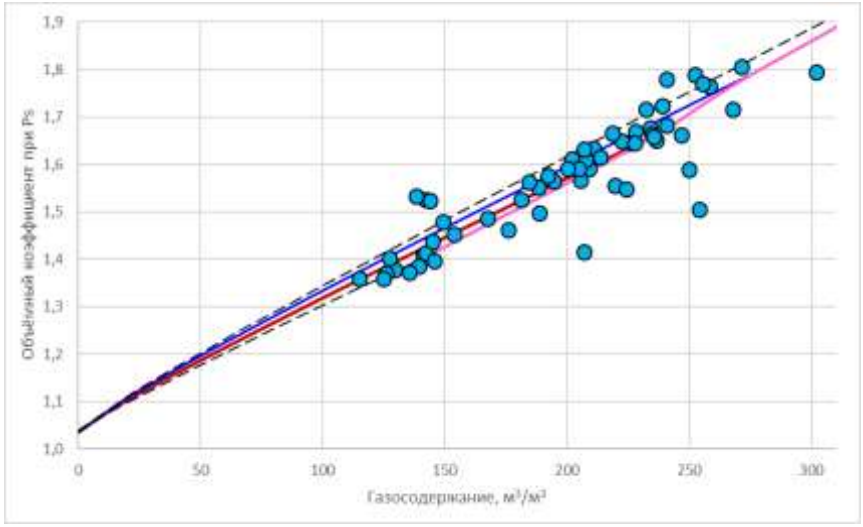


Рисунок 2.3.4 – Объёмный коэффициент от газосодержания пластовой нефти 1-го блока

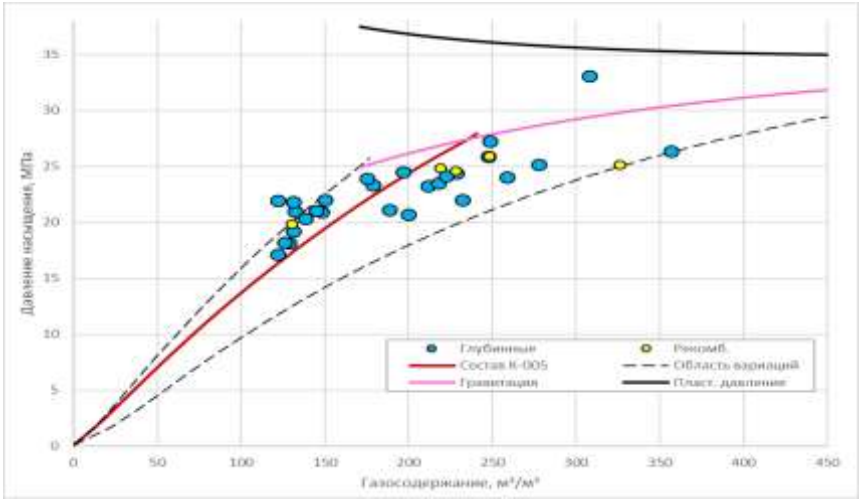


Рисунок 2.3.5 – Давление насыщения от газосодержания пластовой нефти 2-го блока

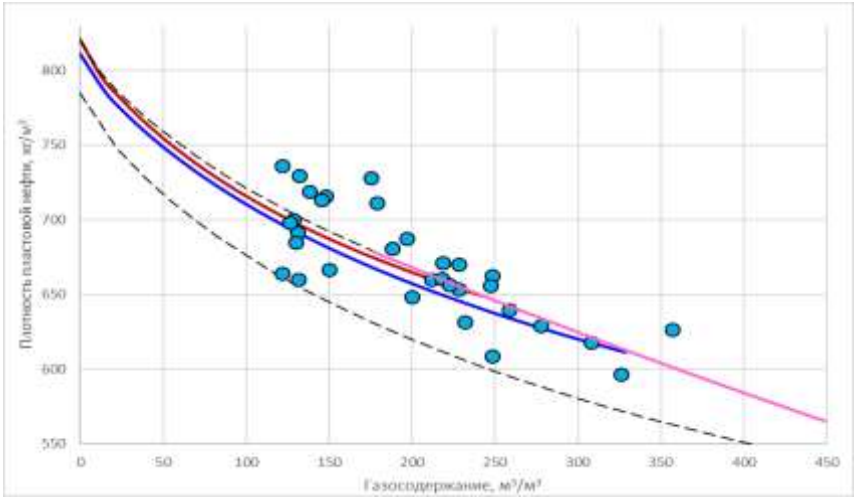


Рисунок 2.3.6 – Плотность от газосодержания пластовой нефти 2-го блока

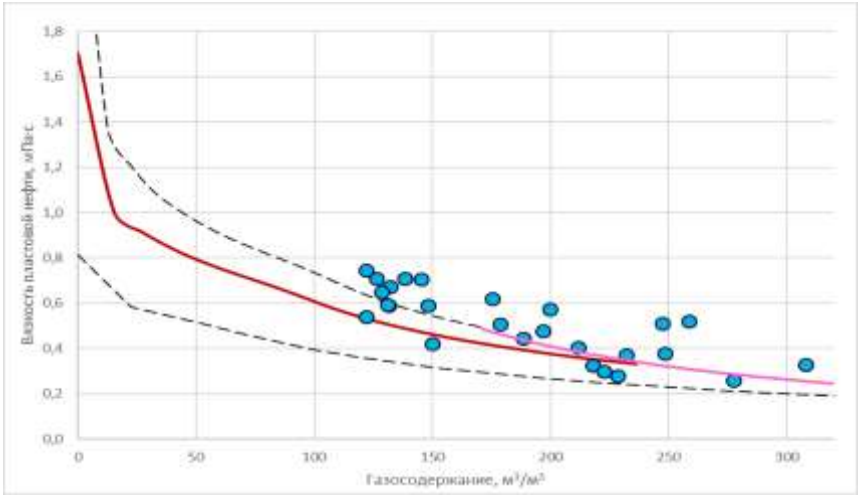


Рисунок 2.3.7 – Вязкость от газосодержания пластовой нефти 2-го блока

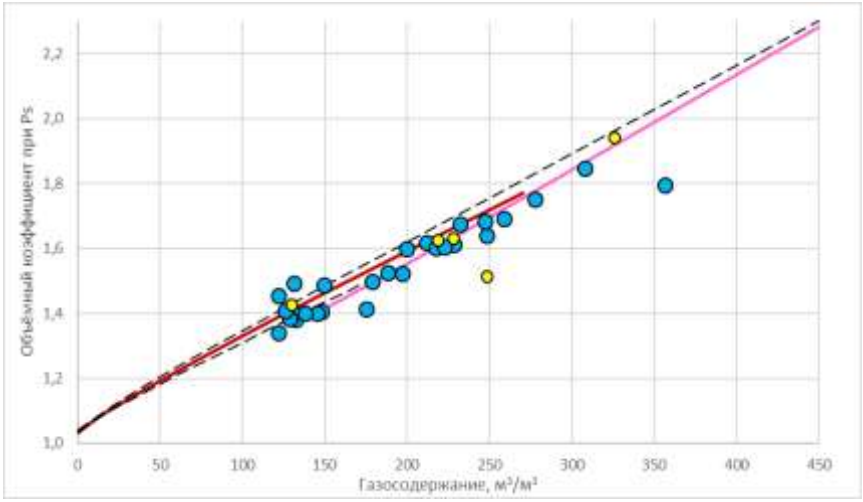


Рисунок 2.3.8 – Объёмный коэффициент от газосодержания пластовой нефти 2-го блока

Настройка уравнения состояния пластового флюида

Конечной целью отбора проб и исследования их в PVT лаборатории является создание и использование математической модели пластового флюида для прогноза добычи месторождения. Параметры должны соответствовать принятой модели пластового флюида, а модель – максимально соответствовать результатам экспериментальных исследований проб, являющихся отражением природной действительности.

Следующим этапом анализа первичных данных по пластовым флюидам стало создание общего (единого) уравнения состояния, описывающего газоконденсатно-нефтяную залежь месторождения Кожасай. На основе составов и свойств глубинных проб пластовой нефти, которые прошли проверку качества, а также на основе анализа единственной рекомбинированной пробы пластового газа (газоконденсата) из скв.91 второго блока, было создано уравнение состояния с едиными параметрами.

Предварительно компонентные составы пластового флюида были сгруппированы в 7-ми компонентную модель для уменьшения времени расчётов при композиционном гидродинамическом моделировании. Для моделирования применялось трёхпараметрическое уравнение фазового состояния Соаве-Ридли-Квонга. Проведена настройка параметров уравнения состояния на воспроизведение результатов экспериментальных исследований по разным пробам. В качестве параметров регрессии использовалась молярная масса остатка, критические давление и температура, а также параметр коррекции объёма. Для расчётов вязкости использовался метод на основе принципа соответственных состояний, а в качестве настройки расчёта на эксперимент – коррекционные параметры этого метода.

Результаты сравнения экспериментальных параметров пластовой нефти с расчётными после настройки уравнения состояния приведены в таблице 2.3.2 и 2.3.3. Результаты моделирования приведены на графиках зависимости давления насыщения, объёмного коэффициента, плотности и вязкости пластовой нефти от газосодержания (рис. 2.3.1 – 2.3.8).

Как упоминалось выше состав и свойства пластового флюида изменяются по глубине, поэтому каждой точке глубины соответствует флюид со своей корреляцией свойств. Красная линия на графиках – это поведение кривой разгазирования пробы пластового флюида с заданной глубины (для 1-го блока – а.о. 3291 м, для 2-го блока – а.о. 3415 м). Это одна из многих кривых, описывающих поведение параметров пластового флюида в зависимости от его глубины залегания, между ГНК и ВНК. Чёрные пунктирные линии на графике характеризуют самые крайние свойства флюидов, находящиеся

соответственно на ВНК и ГНК, это диапазон вариации кривых разгазирования. Розовая линия – это линия давления насыщения начального пластового флюида в пласте при изменении глубины от ГНК к ВНК, т.е. линия, соответствующая начальному флюиду, не затронутому процессами разгазирования. Чёрная сплошная линия – это линия начального пластового давления по отношению к газосодержанию флюида.

Наличие в пласте флюида с изменяющимися свойствами по глубине, а соответственно и с изменяющимся градиентом кривой разгазирования, объясняет наличие проб с различными корреляциями, не бракуя их, а принимая как одну из вариаций состава с глубиной.

После настройки уравнения состояния, из проб, прошедших отсеивание выбран тот состав, который максимально соответствует заданным критериям: 1) кривая разгазирования соответствует диапазону изменения экспериментальных замеров (рис. 2.3.1 и 2.3.5); 2) Расчётное потенциальное содержание C_{5+} в пластовом газе соответствует экспериментальному замеру по рекомбинированной пробе из скв. 91.

Таблица 2.3.2 – Сравнение расчетных и экспериментальных значений выбранных проб после настройки УС для 1-го блока

№	Имя скважины	Дата отбора	Исполнитель	Абс. отметка середины интервала	Давление анализа, МПа	Температура анализа, °С	Эксперимент				Расчёт по УС				Отклонение			
							Ps, МПа	Bs	Rs, $м^3/м^3$	ро, $кг/м^3$	Ps, МПа	Bs	Rs, $м^3/м^3$	ро, $кг/м^3$	Ps, %	Bs, %	Rs, %	ро, %
1	П-2	01.01.83	-	-3419	33.3	76	28.2	1.567	205	855.1	24.0	1.583	200	846.7	-15	1	-3	-1
2	95	09.01.89	ГВН	-3196	34.1	72	26.1	1.676	234	833.0	21.3	1.658	218	837.8	-18	-1	-7	1
3	95	10.10.04	ГВН	-3278	34.5	76	24.8	1.644	226	833.0	23.6	1.662	223	836.3	-5	1	-1	0
4	К-002	19.09.05	КМГ	-3216	35.4	72	24.7	1.664	235	848.2	-	-	-	-	-	-	-	-
5	95	16.08.07	ГВН	-3278	37.3	75	22.6	1.591	209	831.9	22.2	1.615	205	839.2	-2	1	-2	1
6	К-002	15.03.07	КМГ	-3216	35.4	73	23.9	1.651	236	836.0	-	-	-	-	-	-	-	-
7	К-003	14.03.07	КМГ	-3226	33.8	66	24.2	1.805	271	829.0	-	-	-	-	-	-	-	-
8	К-003	14.03.07	КМГ	-3226	33.8	66	24.1	1.789	252	838.1	-	-	-	-	-	-	-	-
9	К-125	31.10.10	ГВН	-3331	33.9	83	26.0	1.771	256	834.2	23.8	1.749	242	837.5	-8	-1	-5	0
10	К-098	07.11.10	ГВН	-3309	26.1	81	24.1	1.634	211	835.9	21.5	1.634	204	837.3	-11	0	-3	0
11	К-009	15.08.11	ННГ	-3312	29.4	71	24.6	1.565	195	850.5	23.8	1.616	212	845.0	-3	3	9	-1
12	К-058	22.05.15	ННГ	-3337	35.2	71	24.2	1.609	208	852.8	23.5	1.592	204	846.6	-3	-1	-2	-1
13	К-026	01.10.13	ГВН	-3262	27.1	74	26.1	1.683	241	832.3	24.6	1.686	234	837.8	-6	0	-3	1
14	К-023	02.10.13	ГВН	-3278	27.5	75	26.4	1.662	247	836.6	25.9	1.706	243	842.0	-2	3	-2	1
15	К-126	16.05.14	КМГ	-3280	32.0	75	27.5	1.724	239	837.8	-	-	-	-	-	-	-	-
16	К-132	16.05.14	КМГ	-3446	30.0	75	26.8	1.716	232	834.5	24.3	1.649	220	842.2	-9	-4	-5	1
17	К-064	15.09.14	КМГ	-3297	27.0	70	23.0	1.556	220	857.8	25.7	1.547	197	847.2	12	-1	-10	-1
18	К-018	28.07.16	КМГ	-3392	26.1	73	24.6	1.658	235	842.0	26.4	1.714	242	851.3	8	3	3	1
19	К-022	29.07.16	КМГ	-3297	27.9	74	26.2	1.588	250	840.0	29.2	1.650	236	849.9	11	4	-6	1
20	К-104	30.07.16	КМГ	-3414	26.5	74	23.8	1.415	207	831.0	28.8	1.553	204	841.9	21	10	-2	1
21	К-123	01.08.16	КМГ	-3301	28.7	67	24.1	1.505	254	828.0	27.1	1.649	238	839.7	12	10	-6	1
22	К-130	26.06.17	КМГ	-3333	26.3	72	21.6	1.590	205	843.0	22.1	1.534	183	845.0	2	-3	-11	0
23	К-142	27.06.17	КМГ	-3476	21.4	75	20.1	1.461	176	847.0	20.4	1.474	159	843.6	2	1	-10	0
24	К-065	22.06.18	КМГ	-3585	22.3	70	21.1	1.591	200	851.0	-	-	-	-	-	-	-	-
25	К-137	24.06.18	КМГ	-3460	22.2	76	20.8	1.576	192	849.0	-	-	-	-	-	-	-	-
26	К-086	21.06.18	КМГ	-3358	24.1	76	23.2	1.631	207	845.0	23.4	1.538	185	844.2	1	-6	-11	0
27	К-026	20.06.18	КМГ	-3264	26.1	72	20.5	1.563	184	838.0	24.4	1.511	180	841.6	19	-3	-2	0

Таблица 2.3.3 – Сравнение расчетных и экспериментальных значений выбранных проб после настройки УС для 2-го блока

№	Имя скважины	Дата отбора	Исполнитель	Абс. отметка середины интервала перфорации, м	Давление анализа, МПа	Температура анализа, °С	Эксперимент				Расчёт по УС				Отклонение			
							Ps, МПа	Bo	Rs, м^3/м^3	ro, кг/м^3	Ps, МПа	Bo	Rs, м^3/м^3	ro, кг/м^3	Ps, %	Bs, %	Rs, %	ro, %
1	86	02.12.86	ГВН	-3422	36.2	74	21.0	1.360	132	861	13.6	1.329	121	845	-35	-2	-9	-2
2	86	24.08.87	ГВН	-3325	34.3	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	86	06.02.88	ГВН	-3201	34.9	71	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	К-091	18.11.05	КМГ	-3274	35.4	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	К-091	18.11.05	КМГ	-3274	35.4	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	К-091	30.09.13	ГВН	-3308	28.9	74	20.7	1.580	200	849	23.8	1.534	194	842	15	-3	-3	-1
7	К-006	19.08.07	ГВН	-3327	37.3	72	21.0	1.380	148	862	18.6	1.394	153	853	-11	1	4	-1
8	К-006	14.08.11	ННГ	-3344	34.5	75	24.4	1.585	228	839	22.3	1.674	240	840	-9	6	5	0
9	К-044	14.07.12	ННГ	-3392	22.3	72	22.0	1.455	122	850	17.9	1.324	116	842	-19	-9	-5	-1
10	К-039	03.10.13	ГВН	-3314	31.8	75	21.1	1.380	145	858	19.2	1.384	143	843	-9	0	-1	-2
11	К-045	04.07.14	КМГ	-3251	30.9	72	24.1	1.659	259	836	26.3	1.632	234	833	10	-2	-9	0
12	К-047	13.09.14	КМГ	-3365	27.7	72	23.9	1.401	175	859	23.4	1.445	164	848	-2	3	-6	-1
13	К-047	10.06.19	КМГ	-3364	23.7	71	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	К-040	14.09.14	КМГ	-3257	31.4	72	24.5	1.501	197	852	24.9	1.472	179	848	1	-2	-9	0
15	К-042	22.05.15	ННГ	-3260	34.2	71	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	К-049	23.05.15	ННГ	-3297	34.2	71	19.2	1.375	131	854	17.3	1.356	133	845	-10	-1	2	-1
17	К-049	12.06.19	КМГ	-3297	22.7	71	21.1	1.520	188	845	19.5	1.496	172	834	-8	-2	-9	-1
18	К-005	16.06.17	КМГ	-3317	32.1	68	25.9	1.660	247	856	27.6	1.667	242	847	7	0	-2	-1

На рис. 2.3.9 приведено сравнение экспериментальной кривой объёма выпавшего конденсата при истощении и расчётной кривой. Идеального соответствия добиться не удалось, возможно ввиду отсутствия исходных данных по составу пластового флюида, которые пришлось взять по пласту КТ-II месторождения аналога – Жанажол, с близким потенциальным содержанием C_{5+}. На графике также приведена кривая выпадения конденсата по пластовому газу месторождения Жанажол, полученная по экспериментальным исследованиям.

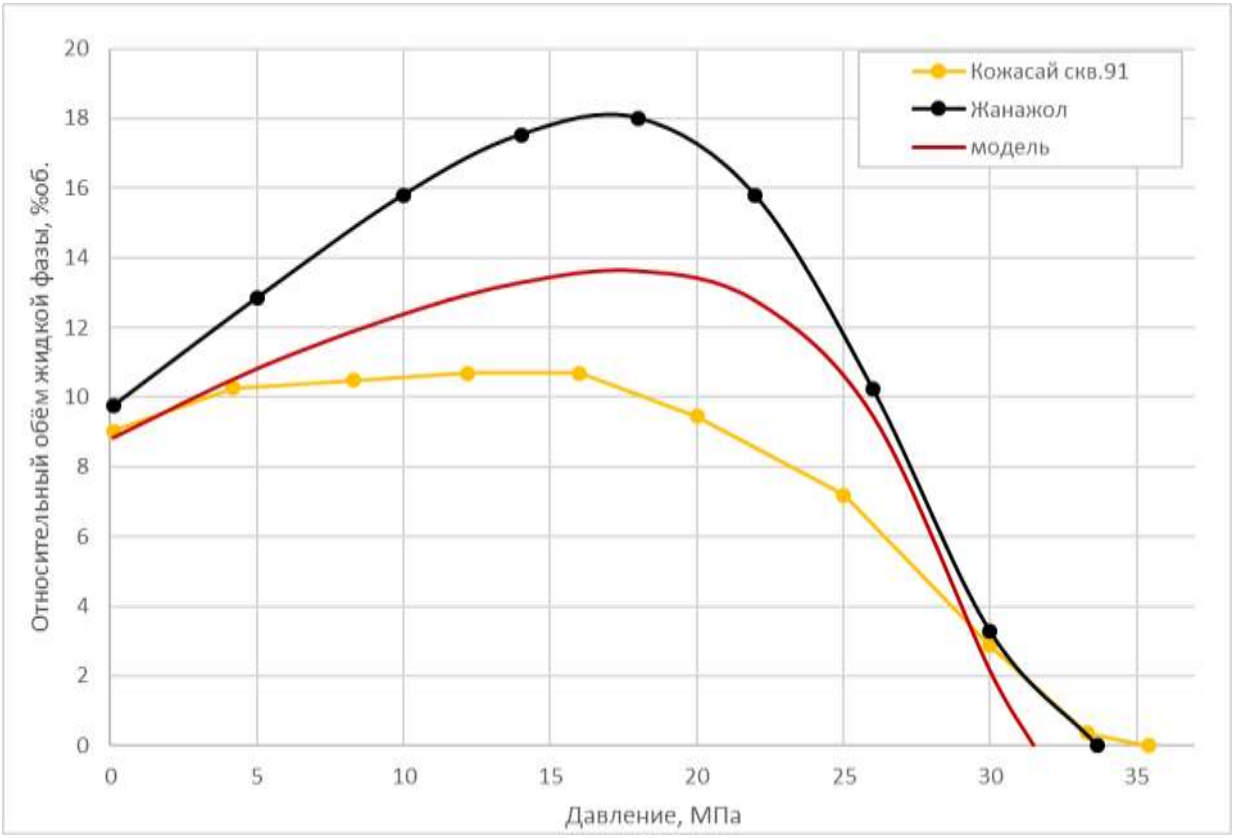


Рисунок 2.3.9 – Изотермы объёма выпавшей жидкой фазы пластового газа скв. 91 (блок 2) при истощении

В результате создания модели пластового флюида появилась возможность описать изменение свойств пластового флюида с глубиной, сравнить это изменение с экспериментальными замерами и получить начальные параметры пластового флюида. Лучшим решением для подсчёта запасов является принятие свойств пластового флюида в динамичном виде по симуляционной модели, т.е. изменяемыми в зависимости от глубины залегания. Однако, если требуется одно значение параметра пластового флюида, характеризующее одну фазу всей залежи, требуются определить параметры флюида, взвешенные по объёму этого флюида в залежи. Для этого необходимо определить глубину, которая делит эффективное поровое пространство залежи, занимаемое однофазным флюидом, пополам. На эту глубину определяется состав и свойства пластового флюида согласно модели пластового флюида.

На рис. 2.3.10 – 2.3.19 представлено изменение свойств пластового флюида по глубине. Основными проблемами невозможности выявления аппроксимационной зависимости свойств пластовой нефти от глубины по пробам месторождения Кожасай являются:

Огромная толщина интервала притока (от 165 до 465 м) пластового флюида в скважину, из-за чего глубинные пробоотборники отбирали смесь разных по составу и свойствам флюидов с разных глубин пласта;

Разгазирование пластовой нефти в процессе отбора проб в диапазоне глубин от ГНК до 100 и более метров ниже. Изменения свойств пластовой нефти, связанные с разгазированием флюида, не соотносятся с динамикой изменения свойств, связанных с дифференциацией флюида по глубине.

В связи с этим, единственным способом описать изменение свойств флюида по глубине – использовать композиционную модель пластового флюида. На рис. 2.3.10 – 2.3.19 также приведены результаты моделирования дифференциации свойств по глубине на основе построенного уравнения состояния. На рис. 2.3.10 и 2.3.15, кроме того, нанесены расчетные данные для проб, прошедших проверку, эти пробы приведены к глубинам, для которых расчётная глубина ГНК совпадает с фактической глубиной ГНК.

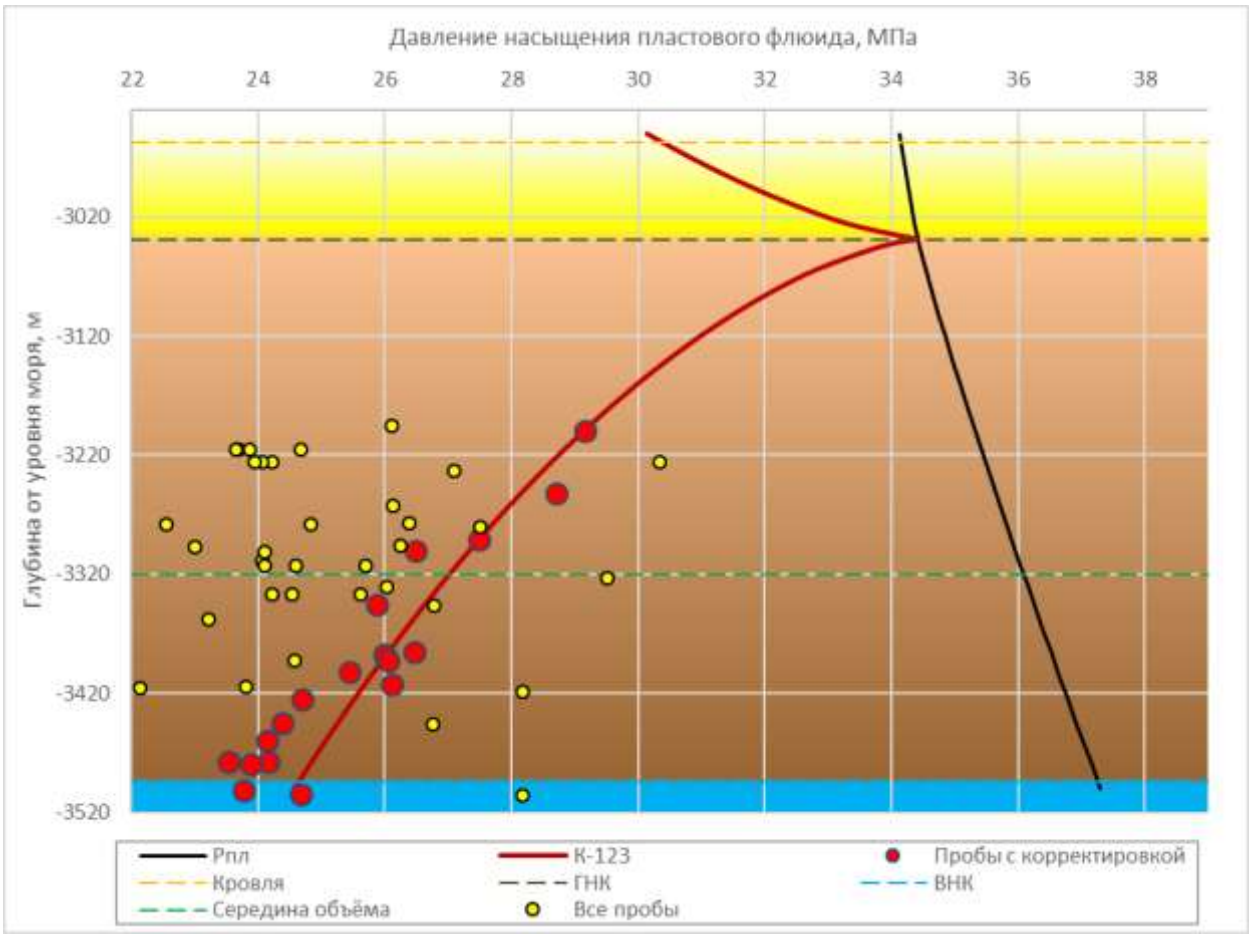


Рисунок 2.3.10 – Зависимость давления насыщения пластовой нефти от глубины 1-го блока

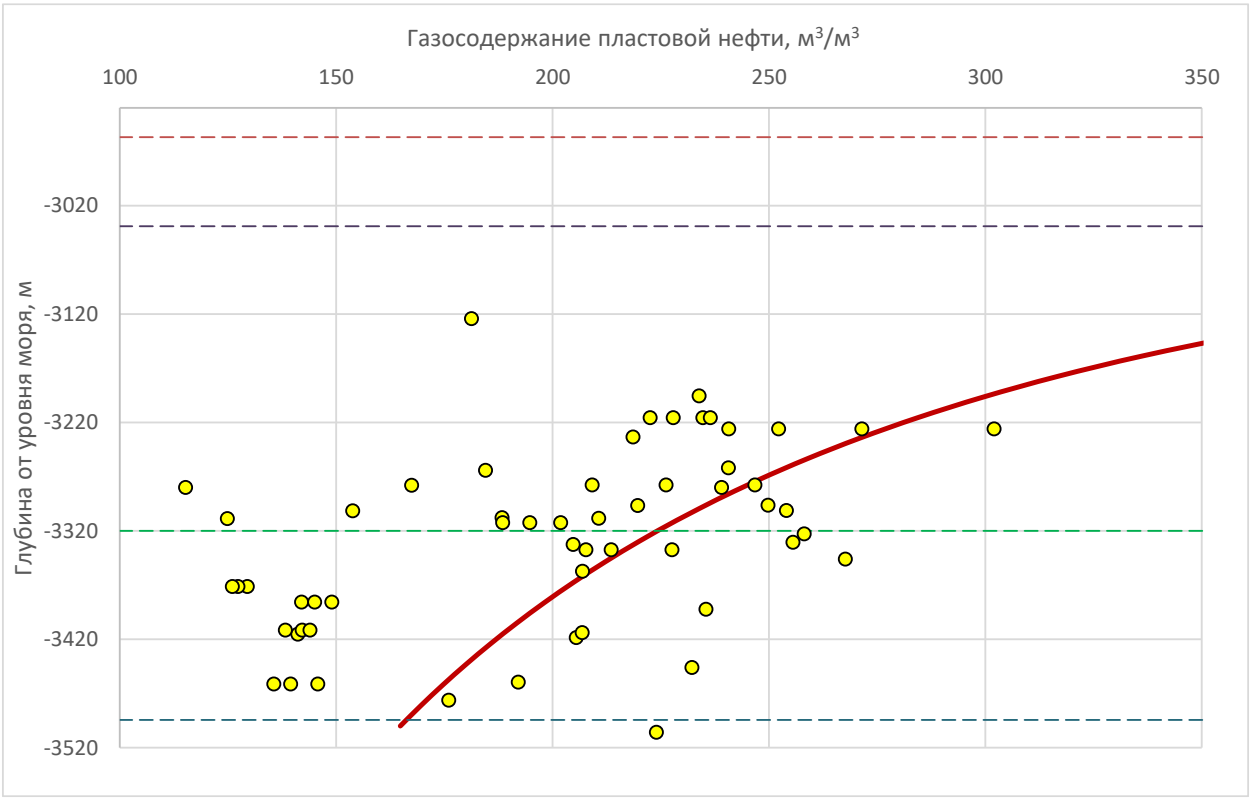


Рисунок 2.3.11 – Зависимость газосодержания пластовой нефти от глубины 1-го блока

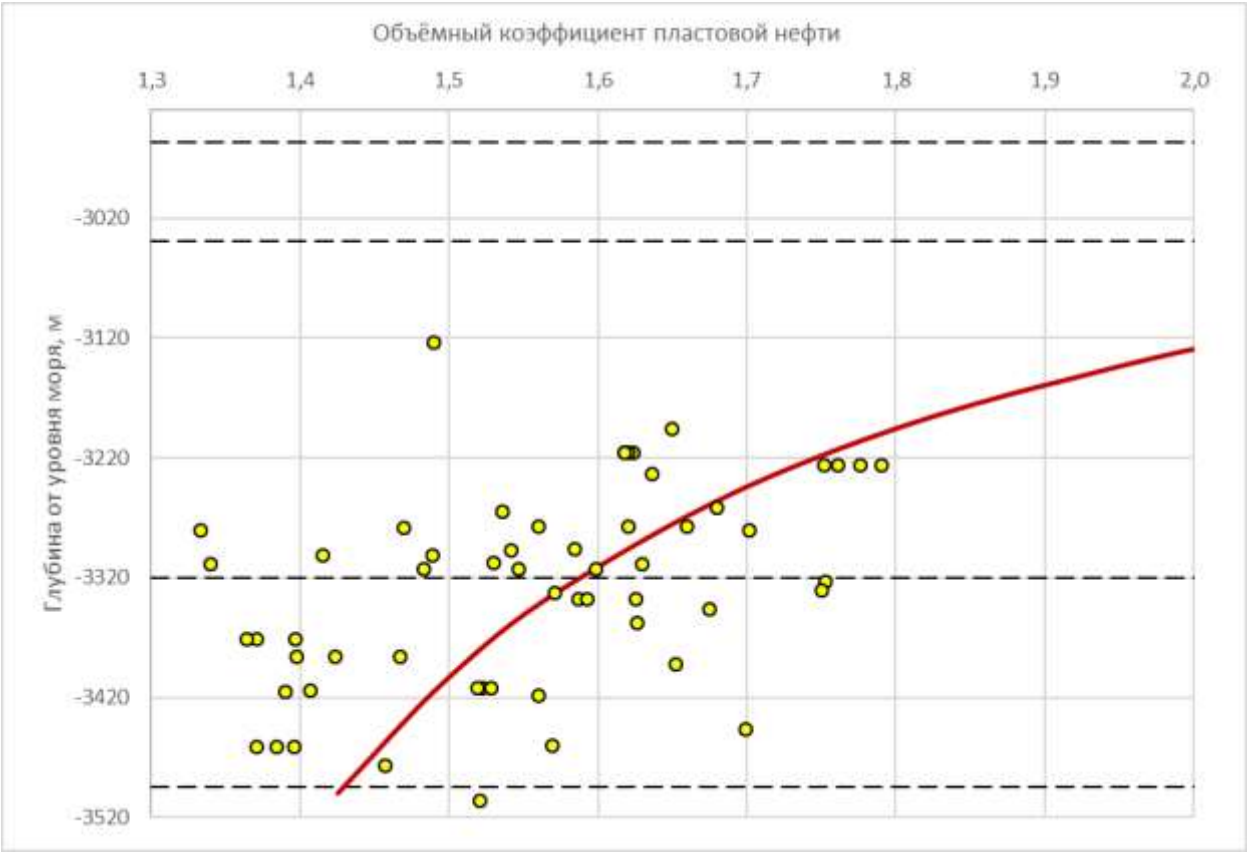


Рисунок 2.3.12 – Зависимость объёмного коэффициента пластовой нефти от глубины 1-го блока

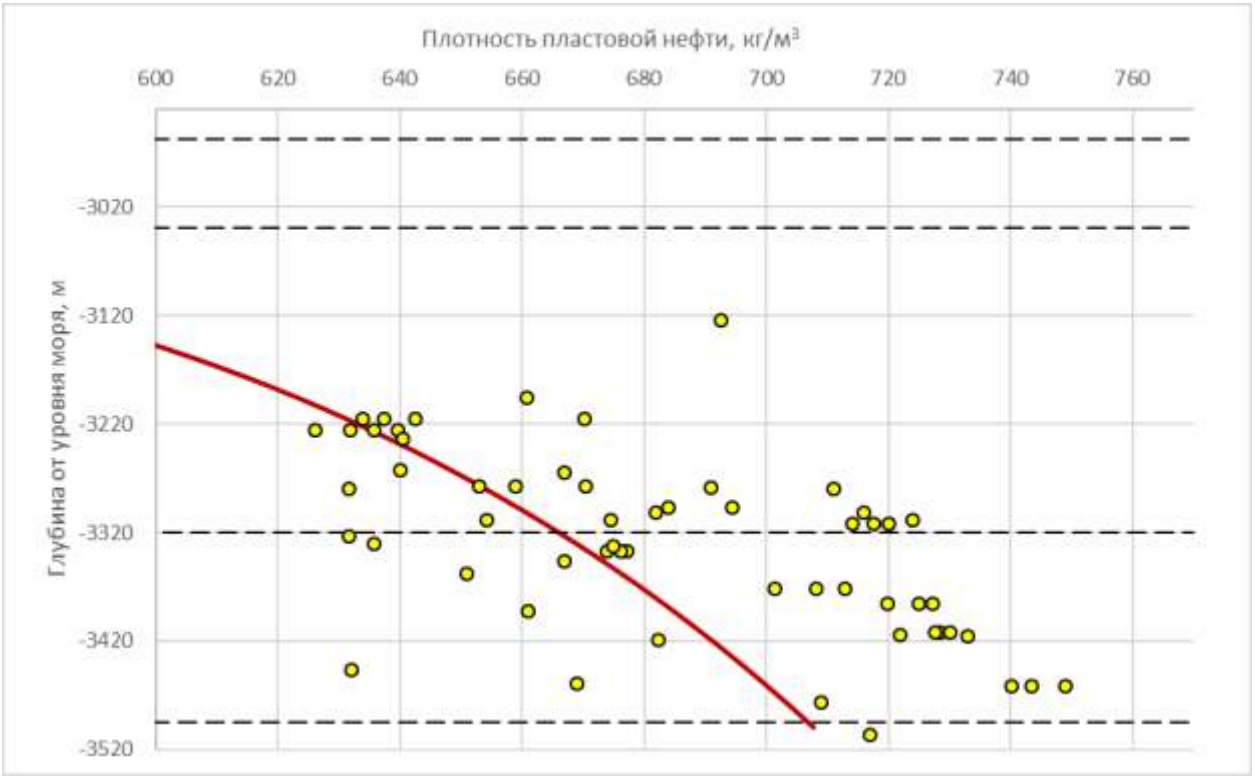


Рисунок 2.3.13 – Зависимость плотности пластовой нефти от глубины 1-го блока

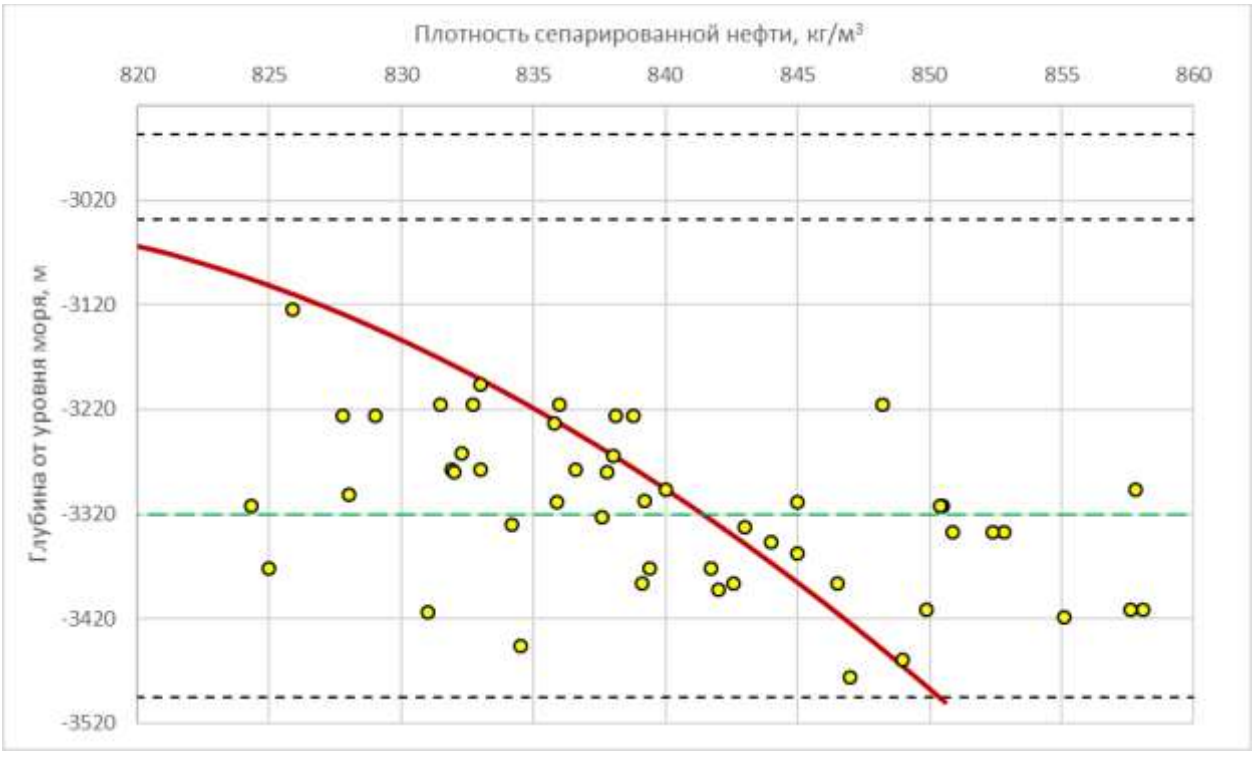


Рисунок 2.3.14 – Зависимость плотности сепарированной нефти от глубины 1-го блока

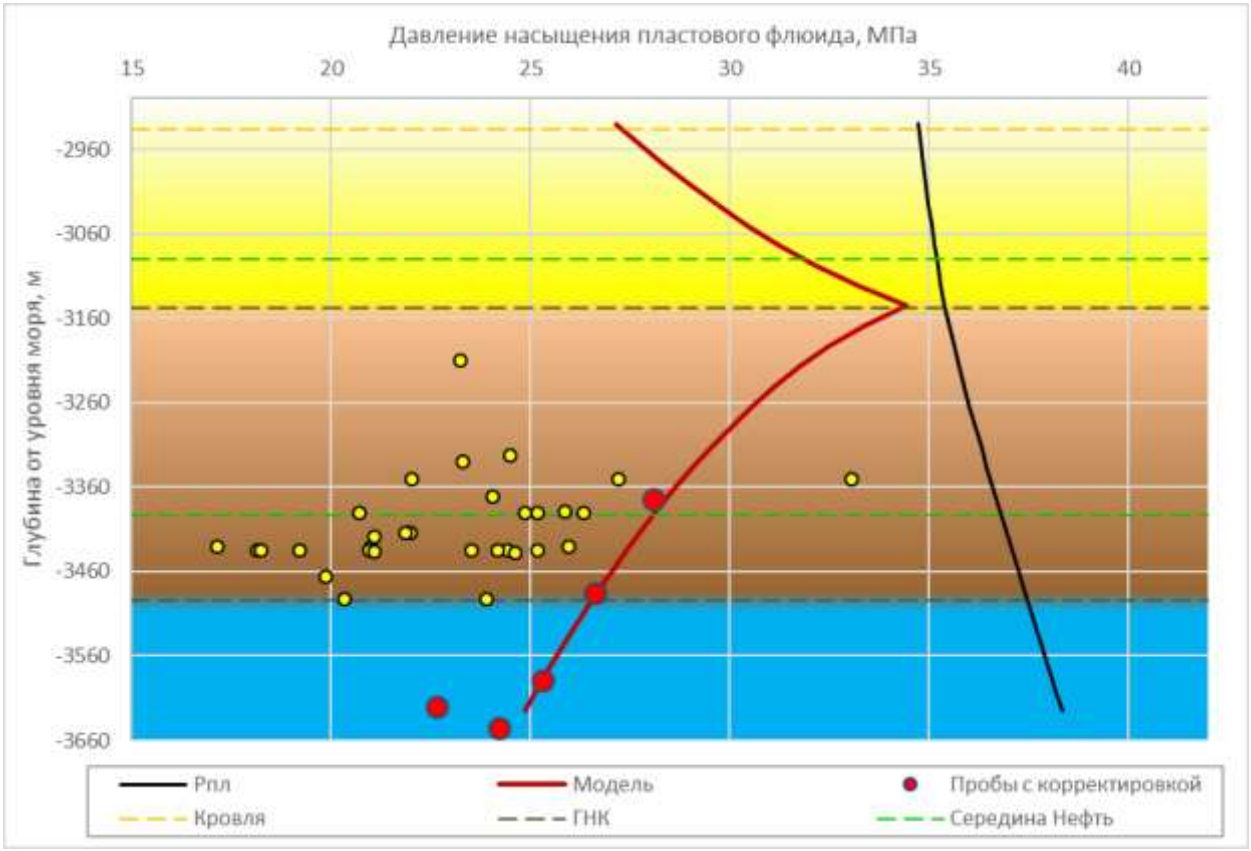


Рисунок 2.3.15 – Зависимость давления насыщения пластовой нефти от глубины 2-го блока

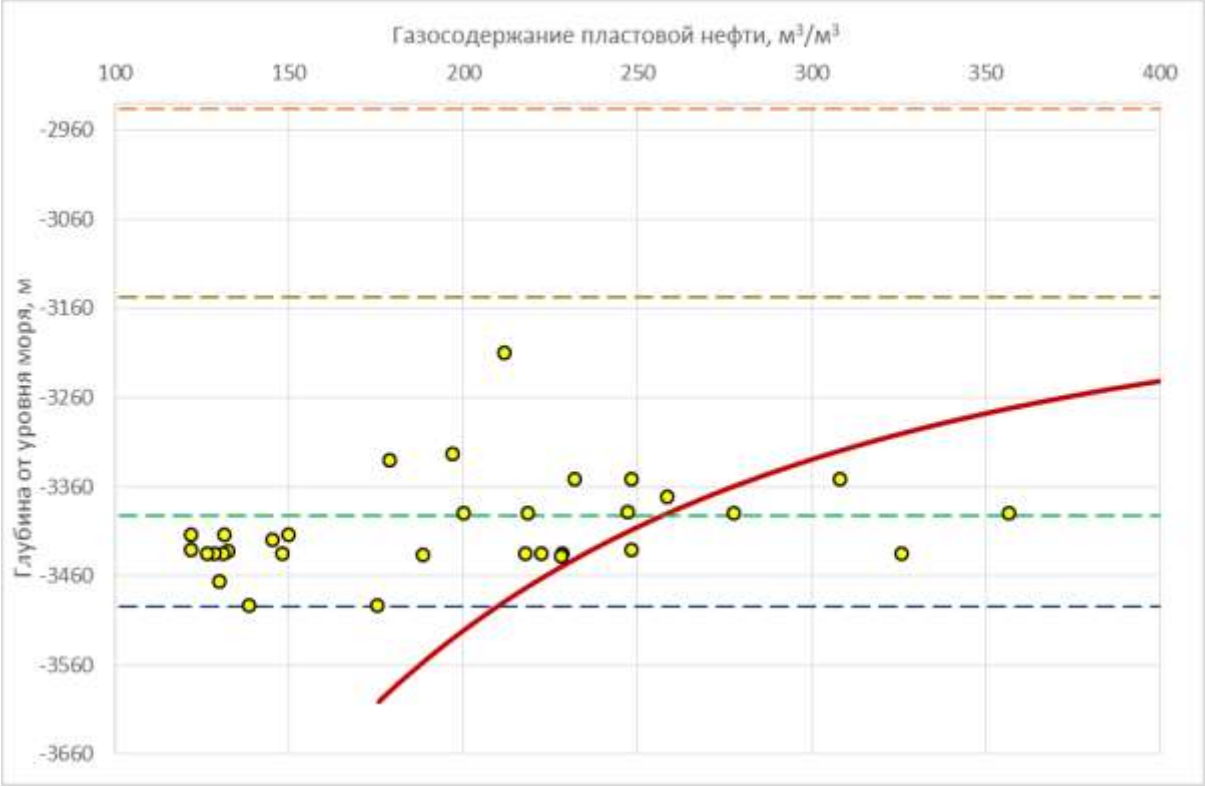


Рисунок 2.3.16 – Зависимость газосодержания пластовой нефти от глубины 2-го блока

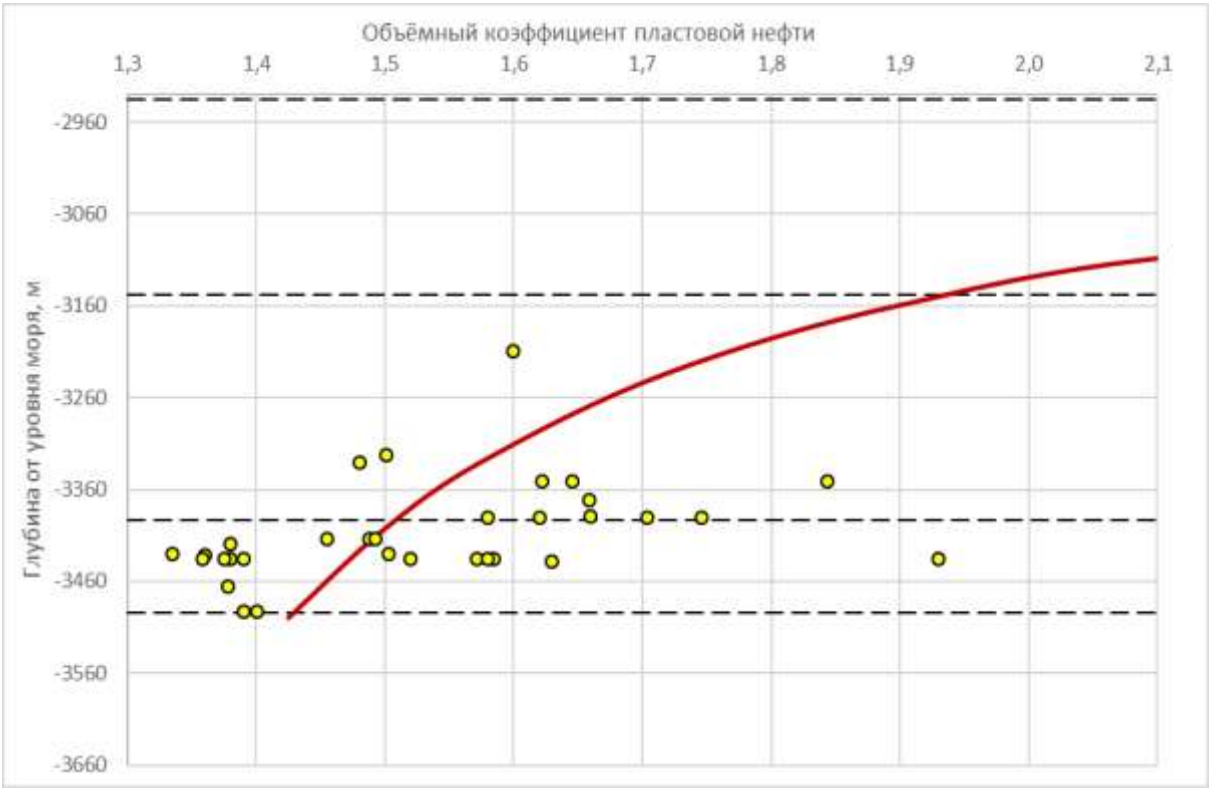


Рисунок 2.3.17 – Зависимость объёмного коэффициента пластовой нефти от глубины 2-го блока

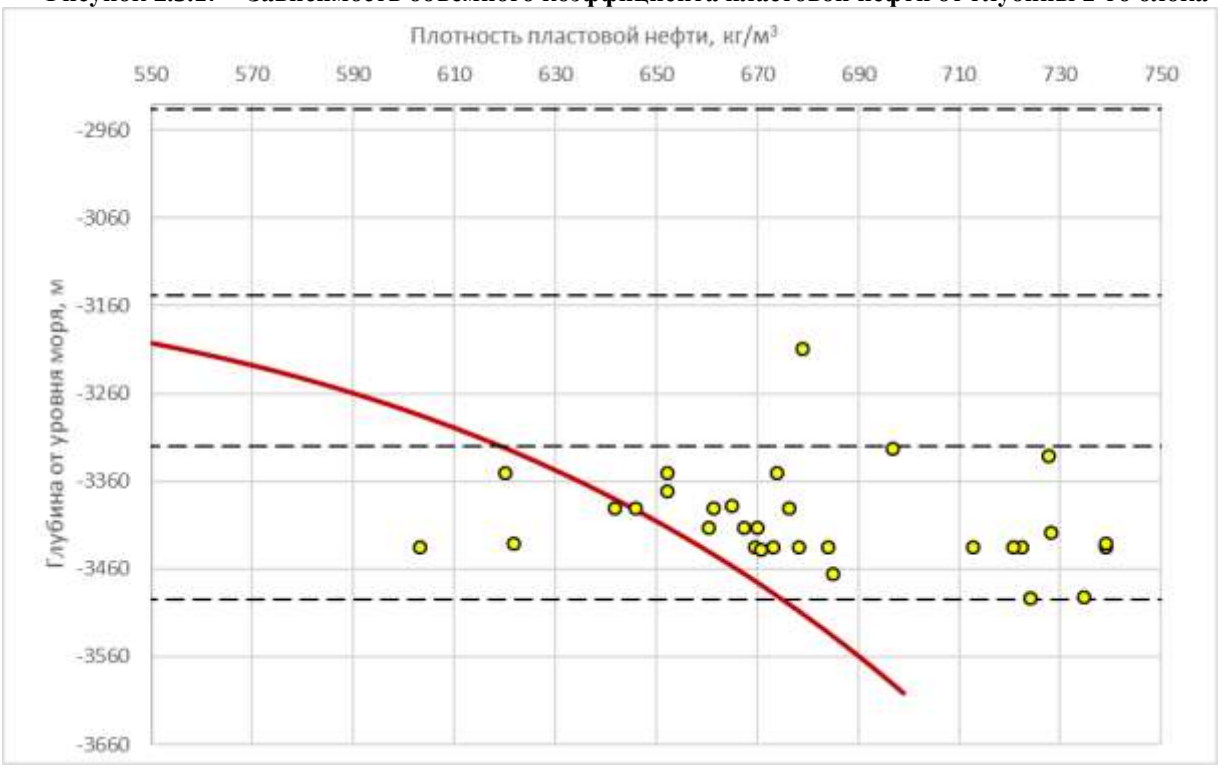


Рисунок 2.3.18 – Зависимость плотности пластовой нефти от глубины 2-го блока

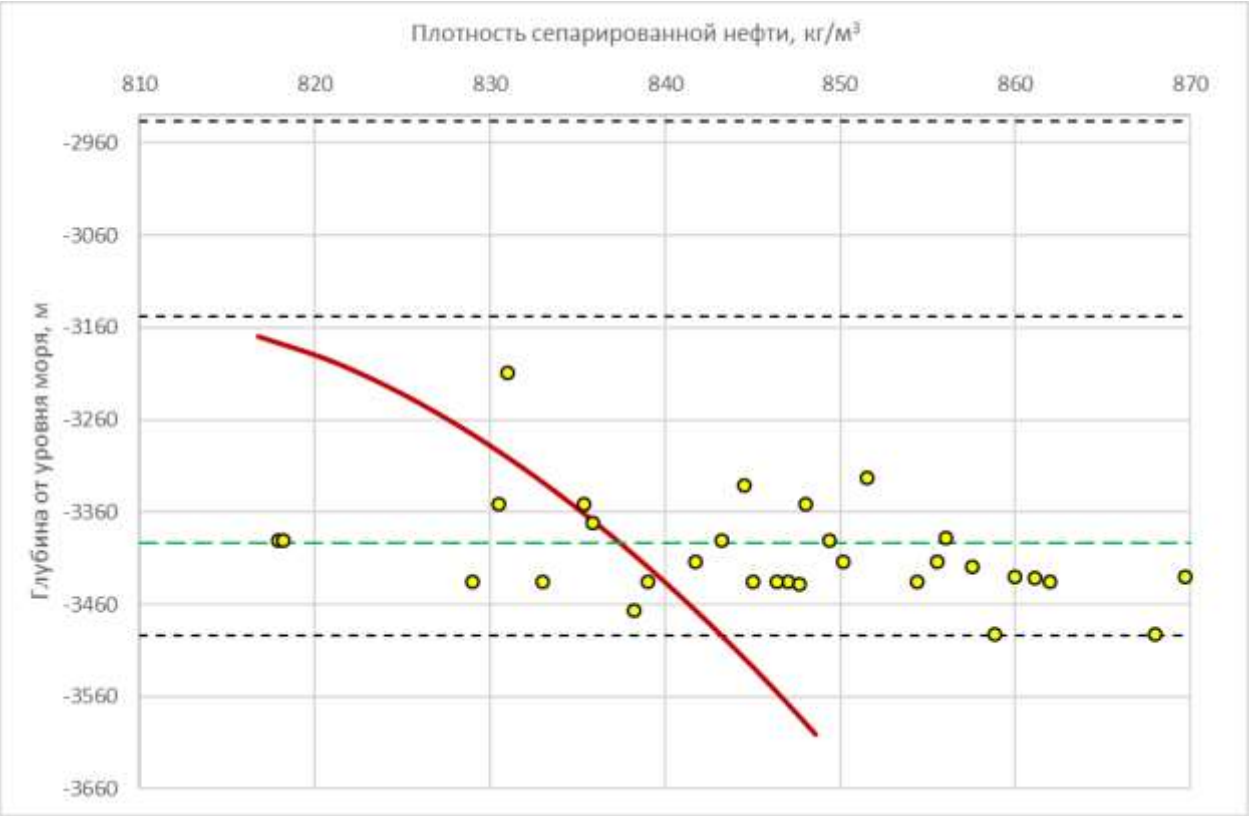


Рисунок 2.3.19 – Зависимость плотности сепарированной нефти от глубины 2-го блока

2.3.2 Состав и свойства пластового и растворенного газа

Как упоминалось выше, свойства пластового газа месторождения Кожасай охарактеризованы только одной рекомбинированной пробой, отобранной из интервала притока флюида а.о. 3077-3137 м скважины 91, расположенной во 2-ом блоке. Газоконденсатные исследования проводились на термостатируемой сепарационной установке полнопоточного типа «Порта-Тест». Потенциальное содержание C_{5+} на пластовый газ по рекомбинированной пробе составило 345 г/м^3.

Разница глубин кровли и ГНК составляет в первом блоке 82 м, а во втором, где отбирались пробы на рекомбинацию – 212 метров. При этом толщина интервала притока в скв.91 составила 60 м. Кроме того, приток флюида из интервала мощностью 60 м не может быть однородным и пропорционально по объёму попадать в сепаратор. Поэтому говорить о том, что отобранная рекомбинированная проба пластового газа характеризует средневзвешенную по объёму смесь пластовых флюидов с разных глубин, не приходится.

Разница давлений и температур на кровле и глубине ГНК по 2-му блоку составляет 1.6 МПа и 4 °С, соответственно. Это действительно не много, тем не менее, ввиду наличия нефтяной оторочки, дифференциация свойств пластового газа будет, и она будет тем заметнее, чем ближе флюид находится к глубине ГНК.

Также необходимо обратить внимание, что отобранная рекомбинированная проба, интервал притока флюида которой удалён от ГНК на расстояние от 11 до 71 м, оказалась предельно насыщенной на пластовые условия, что снижает доверие к полученным результатам.

Так как пластовая нефть двух блоков имеет схожие свойства, то и свойства пластового газа газовых шапок этих блоков также можно принять близкими. Однако глубина ГНК в двух блоках различна, для 1-го блока - а.о. 3039, для 2-го блока - и -3148 м, т.е. разница глубин составляет 110 м. Т.к. градиент изменения свойств довольно сильно изменяется вблизи ГНК, то свойства пластового газа на какой-то одной глубине будут отличаться в 1-ом и 2-ом блоках. Состав и свойства пластового газа будут близки по блокам, если для 2-го блока глубина будет на 110 м ниже, чем глубина 1-го блока. Т.е. флюиды схожи при равной удаленности от ГНК. Всё это хорошо проиллюстрировано на зависимости потенциального содержания C_{5+} на пластовый газ от глубины (рис. 2.3.20).

Кривая первого блока (зелёная сплошная линия) расположена выше кривой второго блока (синяя линия) по глубине и ГНК у них разный. Если ГНК 1-го блока совместить с ГНК 2-го блока, то зелёная сплошная линия изменения потенциального содержания C5+ превратится в зелёную пунктирную линию, которая практически полностью совпадает с синей линией 2-го блока.

Вертикальная прерывистая линия указывает величину интервала притока флюида в скв. 91 второго блока. Он охватывает лишь нижнюю часть залежи второго блока.

Начальные параметры пластового газа даются на середину эффективного объёма газовой части залежи – 3015 и 3090 м, соответственно для 1-го и 2-го блока.

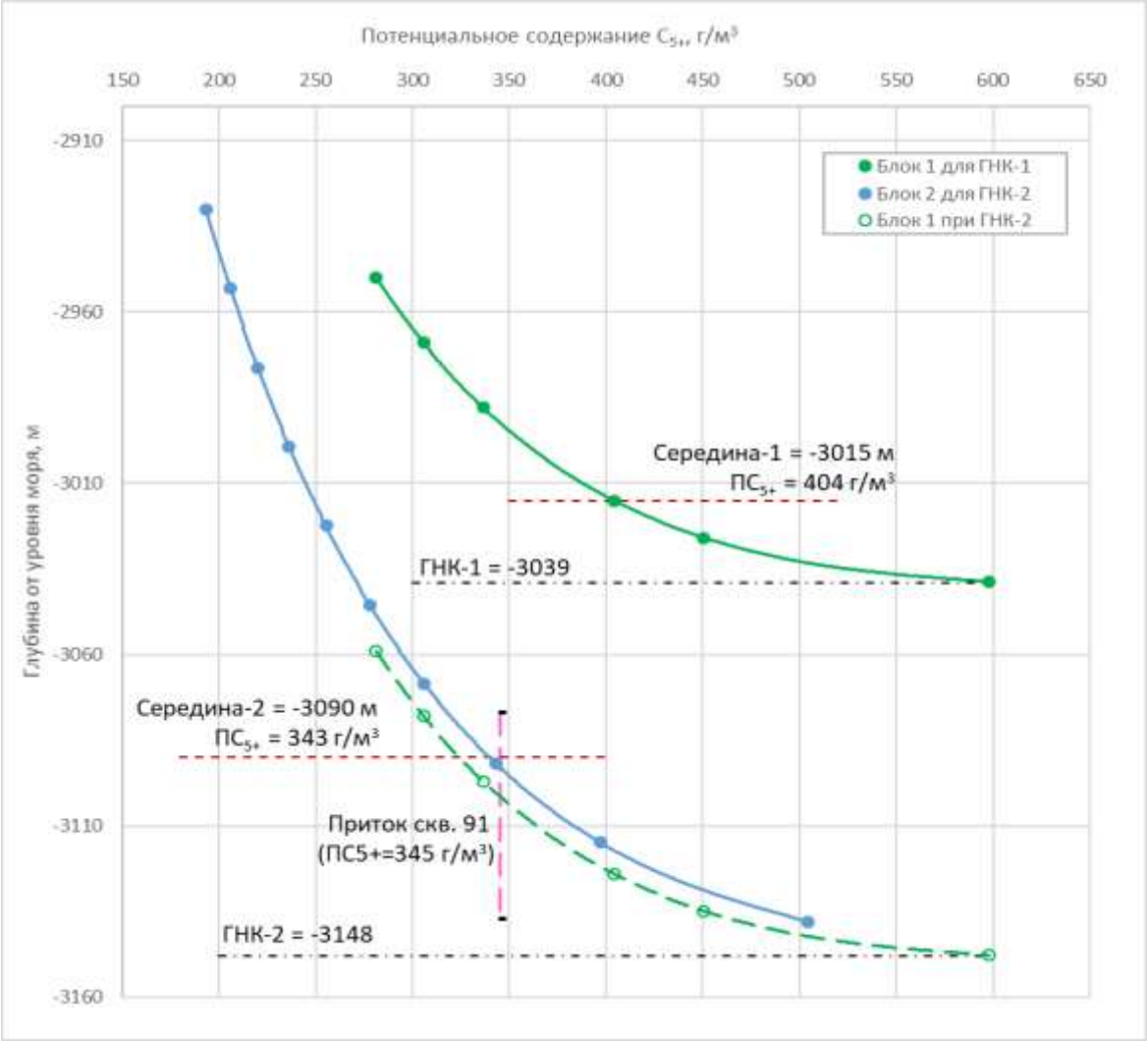


Рисунок 2.3.20 – Изменение потенциальное содержание C_{5+} на пластовый газ от глубины

В результате проведённой работы получены составы и параметры пластового флюида, отвечающие глубине середины эффективного порового объёма газовой и жидкой фазы по каждому из двух блоков.

В табл. 2.3.4 представлены составы газа ступенчатой сепарации пластовой нефти и сухого газа газоконденсатной части залежи по двум блокам.

Таблица 2.3.4 – Состав газа ступенчатой сепарации пластовой нефти и сухого газа пластового газа толщи КТ-II по 1-му и 2-му блоку

Компоненты и свойства			Пластовая нефть				Пластовый газ			
			Суммарный газ ступенчатой сепарации				Сухой газ			
	Молярная масса	Мольный объем	блок 1		блок 2		блок1		блок 2	
	г/мол	л/мол	мол.%	г/м^3	мол. %	г/м^3	мол.%	г/м^3	мол.%	г/м^3
N_2	28.016	24.05	0.35	4.1	0.35	4.0	0.36	4.2	0.36	4.2
CO_2	44.011	23.89	0.97	17.9	1.02	18.8	0.75	13.8	0.76	14.0
H_2S	34.082	23.77	2.17	31.1	2.15	30.8	1.31	18.8	1.27	18.27
C_1	16.042	24.02	84.54	564.7	84.05	561.3	87.57	584.9	87.71	585.8
C_2	30.068	23.81	5.79	73.2	6.07	76.7	4.45	56.2	4.53	57.2
C_3	44.094	23.55	4.48	83.8	4.69	87.8	3.44	64.4	3.50	65.5
C_4	58.124	23.23	0.69	17.4	0.69	17.2	2.12	53.1	1.87	46.9
C_{5+}	-	24.04	1.00	0.0	0.99	32.8	-	-	-	-
			100.0		100.0		100.0		100.0	
S	32.065	23.77	2.04	27.5	2.02	27.2	1.23	16.65	1.20	16.16
RSH	56.21	23.77	-	0.115	-	0.163	-	-	-	-

В табл. 2.3.5 приведены параметры пластовой нефти по двум блокам, а в табл. 2.3.6 – параметры пластового газа. Параметры пластовой нефти получены согласно ступеням промысловой сепарации месторождения Кожасай. Свойства пластового газа выгружены для моделирования согласно условиям сепарации, применяемым для сепарации газоконденсатных флюидов для эффективного отделения газовых и жидких компонентов.

Таблица 2.3.5 – Параметры пластовой нефти по 1-му и 2-му блоку по модели

Показатели	Ед, изм,	Блок I	Блок II
		Модель 2020	
Абсолютная отметка середины залежи	м	-3322	-3393
Пластовое давление ($P_{пл}$)	МПа	36,13	36,66
Пластовая температура	°С	74,4	75,9
Давление начала кипения (P_b)	МПа	27	27,8
Плотность пластовой нефти	кг/м^3	666,7	650,3
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	0,401	0,343
Коэффициент сжимаемости при tпл от Рпл до Pb	1/МПа	2,70E-03	2,95E-03
Коэффициент температурного расширения при Рпл	1/°С	1,10E-03	1,19E-03
Ступенчатая сепарация *			
Газосодержание	м^3/м^3	194,1	215,3
	м^3/т	234,5	261,2
Объемный коэффициент	д,е	1,483	1,543
Пересчетный коэффициент	д,е	0,674	0,648
Плотность сепарированной нефти	кг/м^3	827,8	824,2
Плотность суммарного газа	кг/м^3	0,826	0,833
Относительная плотность газа	air=1	0,686	0,69
Содержание углеводородных компонентов в газовой фазе			
C_2	г/м^3	73,2	76,7
C_3	г/м^3	83,8	87,8
C_4	г/м^3	17,4	17,2
Содержание в сепарированной поверхностной нефти			
Сера	% масс.	0,82	0,82
Парафины	% масс.	3,51	3,51

Условия сепарации: P1 = 0.78 МПа, T1 = 10°C, P2 = 0.65 МПа, T2 = 13°C, P3 = 0.19 МПа, T3 = 13°C.

Таблица 2.3.6 – Параметры пластового газа по 1-му и 2-му блоку по модели

Параметры	Ед,изм,	Блок I	Блок II
		Модель 2020	Модель 2020
Абсолютная отметка	м	-3015	-3090
Пластовая температура	°С	68	70
Температурная поправка (f)		0,858	0,855
Начальное пластовое давление	МПа	33,8	34,4
Плотность пластового газа	кг/м^3	336	320,4
Вязкость пластового газа	мПа·с	0,046	0,043
Давление начала конденсации	МПа	32,71	31,46
Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа	д,е	0,972	0,981
Поправка на отклонение от закона Б-М		1,029	1,019
Потенциальное содержание C_{5+} в пластовом газе	г/м^3	403,9	343,1
Плотность C_{5+} в пластовом газе	кг/м^3	768,3	764,8
Молярная масса C_{5+} в пластовом газе	г/мол	128,9	126,3
Мольная доля сухого газа в пластовом флюиде	д,е	0,9247	0,9347
Коэффициент извлечения C_{5+} при истощении до 0,1 МПа	д,е	0,352	0,413
Извлечение пластового газа до 0,1 МПа	д,е	0,9567	0,9655
Содержание серы в конденсате	% масс,	0,43	0,43
Содержание парафинов в конденсате	% масс,	0,19	0,19

2.3.3 Свойства нефти и конденсата в поверхностных условиях

Свойства нефти в поверхностных условиях в целом на дату составления отчета исследованы по 97 пробам. Замеренные параметры нефти по всем пробам представлены в табличном приложении П.2.3.2. Диапазоны изменения и среднее значения параметром нефти в поверхностных условиях представлены в таблице 2.3.7. Значения классификационных параметров принимаются в следующем порядке:

Класс нефти

По результатам анализа среднее содержание серы в целом по толще КТ-II составляет 0,93 масс%. Нефть классифицируется как «сернистая» и относиться к второму классу.

Тип нефти.

Плотность поверхностной нефти в целом по толще КТ-II в среднем составляет 0,836 г/см^3, нефть классифицируется как «легкая» и относиться к типу 1.

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

В целом по КР СТ 1347-2005 (ГОСТ Р 51858-2002, МОД) удовлетворяющие стандарту нефти месторождения Кожасай обозначается 1.1.1.

Содержание парафинов в составе поверхностной нефти в среднем по толще КТ-II составляет 2,72 масс%, нефть является «парафинистой». По содержанию смол силикагелевых (9,30 масс%) нефть является «малосмолистой». Кинематическая вязкость нефти при 20^{0}С равняется 7,3 мм^2/с.

На дату составления отчета новых исследований конденсата не проводилось, поэтому свойства и состав конденсата остались прежними.

Результаты исследования конденсата по трем пробам, отобранным в 1987-88гг. из скважин 87 и 91 представлены в таблицах 2.3.8, 2.3.9.

Конденсат представляет собой жидкость светло-желтого цвета с плотностью 0,754-0,772 г/см^3 и молекулярной массой 142-147. Средняя плотность конденсата составляет 0,765 г/см^3. Конденсат малосернистый (0,32-0,52% масс.), с повышенными содержаниями меркаптановой серы, концентрации, которой достигают 0,17 % массовых (1700 ppm). В меньших количествах в конденсате присутствуют сульфиды (0,01-0,08 % масс.).

Из кислородосодержащей группы соединений выделяются смолы (0,41-3,34 % масс.), в среднем 1,44 % масс и асфальтены (отсутствие-0,09 % масс.), в среднем 0,04 % масс. К числу характерных особенностей конденсата следует отнести очень низкие содержания твердых парафинов, не превышающих 0,50 % масс., вследствие чего температура застывания

конденсата понижается до минус 53 ºС (скв. 87) и минус 30 ºС (скв. 91). В среднем содержание парафина в конденсате составляет 0,27 % масс.

Фракционный состав дебутанизированного конденсата легкий. Температура начала кипения составляет 60 ºС. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 ºС, составляет до 90 % объемных. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 ºС, составляет до 70 % объемных (табл. 2.3.9).

Таблица 2.3.7 – Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Наименование		КТ-II								
		Блок I-1				Блок II-2				В целом по КТ-II
		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	
		скв	проб			скв	проб			
Плотность нефти, кг/м^3		47	56	821,0-850,2	835,9	12	12	822,2-844,5	836,9	836,4
Вязкость при 20 ºС, м^2/с		47	55	3,8-11,9	6,7	19	25	2,5-16,8	7,9	7,3
при 50 ºС, м^2/с		47	56	2,11-4,6	3,2	19	25	1,5-10,8	4,0	3,6
Температура застывания, ºС		47	56	-42-6	-24,5	19	25	-54-3	-25,0	-24,8
Массовое содержание, %	Серы	47	56	0,03-1,25	0,76	19	25	0,02-1,90	1,10	0,93
	Парафинов	47	56	0,4-6,6	2,8	19	25	0,65-6,50	2,62	2,72
	смол силикагелевых	47	56	3,1-19,4	8,8	19	25	3,96-18,4	9,78	9,30
	Асфальтенов	47	56	0,1-3,2	0,8	19	25	0,07-3,10	0,92	0,84
Фракционный состав,%	нач. кипения, ºС	47	56	30-85	52,3	19	25	33-85	55,1	53,7
	до 100 ºС	47	56	2-22	8,4	19	25	1-21	7,9	8,2
	до 150 ºС	47	56	10-41	21,5	19	25	7-42	19,5	20,5
	до 200 ºС	47	56	17-53	32,7	19	25	15-55	30,3	31,5
	до 250 ºС	47	56	26-59	40,1	19	25	23-61	38,4	39,3
	до 300 ºС	47	56	36-70	53,8	19	25	35-75	51,2	52,5

Таблица 2.3.8 – Физико-химические свойства дебутанизированного конденсата

№ скважины	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Горизонт	Плотность при 20ºС, г/см^3	Вязкость кинематическая, мм^2/с при температуре, оС		Молекулярный вес	Содержание, % массовые							Температура, ºС			Температура выхода фракций, ºС при объеме		
					20	50		серы общей	сульфидов	меркаптанов	масел	асфальтенов	смол	парафинов	помутнения	застывания	начала кипения	10%	50%	90%
87	24,02,1988	3138-3144	КТ-II-I	0,769	1,18	0,84	146	0,52	0,06	0,13	20,6	0,02	0,41	0,04	-15	-52	70	104	167	297
87	17,12,1987	3198-3237	КТ-II-I	0,754	0,98	0,72	147	0,32	0,01	0,17	38,9	0,09	0,51	0,02	-15	-53	-	75	140	300
91	20,12,1988	3230-3291	КТ-II-I	0,772	1,46	1,04	142	0,45	0,08	0,12	-	0,04	1,49	0,50	-	-39	68	96	164	339
Среднее по горизонту КТ-II-I				**0,765**	**1,21**	**0,86**	**145**	**0,43**	**0,05**	**0,14**	**29,8**	**0,05**	**0,8**	**0,19**	**-15**	**-48**	**69**	**92**	**157**	**312**

Таблица 2.3.9 – Фракционный состав дебутанизированного конденсата

Номер скважины	**87**	**87**	**91**
Интервал перфорации, м	3138-3144	3198-3237	3230-3291
Дата отбора	24.02.88	17.12.87	20.12.88
Фракции, % об.			
	Отгоняется при температуре, ос		
Начало кипения, ос	70	-	68
10 %об.	104	75	96
20 %об.	116	86	110
30 %об.	130	104	127
40 %об.	145	122	146
50 %об.	167	140	164
60 %об.	190	164	191
70 %об.	218	200	220
80 %об.	247	237	270
90 %об.	297	300	339
Конец кипения, ос	>329	>300	352
Отогнано, %об.	96	93,5	93
Остаток, %об.	2,5	5,5	6,0
Потери, %об.	1,5	1,0	1,0

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

В разделе рассмотрена физико-гидродинамическая характеристика коллекторов, отражающая подвижность флюидов и используемая при оценке КИН. Основными параметрами являются: смачиваемость, кривые капиллярного давления, относительные фазовые проницаемости для нефти и вытесняющего флюида.

Оценка смачиваемости. В АктюбНИГРИ смачиваемость пород определена по методике Багринцевой К.И. и Преображенской Т.С. на 25 специально подготовленных пластинках пород скв. К-001, К-003, К-007. Определен краевой угол смачивания по гидрофильной и гидрофобной частям породы, составляющий в среднем 36,4 и 92,9^{o}, соответственно, что позволяет отнести породы к гидрофильно-промежуточным по смачиваемости, с неравномерной гидрофобизацией.

В филиале ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» по результатам смачиваемости по Амотт все 10 исследованных образцов скважины К-002 характеризуются как гидрофильные.

Относительные фазовые проницаемости для нефти и газа, для нефти и воды. К настоящему времени определение относительных фазовых проницаемостей (ОФП) выполнено:

<u>в лаборатории ТОО «АктюбНИГРИ» 2011г:</u>

для нефти и воды методом стационарной фильтрации на составном образце в условиях, моделирующих пластовые (ТБУ)

<u>в лаборатории филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», 2019 г.:</u>

для нефти и воды методом стационарной фильтрации при условии пласта (ТБУ) на образцах керна с восстановленной смачиваемостью;

для нефти и газа методом стационарной фильтрации при условии пласта (ТБУ) на образцах керна с восстановленной смачиваемостью.

Общая информация по использованным образцам и результаты экспериментов (насыщенности и относительные проницаемости в конечных точках, коэффициент вытеснения) представлены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 – Определение относительной проницаемости

№ скважин	№ образца	Глубина, м	Горизонты	Газопроницаемость, мД	Пористость, %	Начальные условия		Конечные условия при вытеснении нефти водой			Конечные условия при вытеснении нефти газом		Коэффициент вытеснения нефти водой, доли.ед.	Коэффициент вытеснения нефти газом, доли.ед.
						Водонасыщенность, доли ед.	Эффективная проницаемость по нефти, мД	Нефтенасыщенность, доли.ед.	Эффективная проницаемость по воде, мД	Относительная проницаемость по воде при остаточной водонасыщенности, доли.ед..	Нефтенасыщенность, доли.ед.	Относительная проницаемость по газу при остаточной водонасыщенности, доли.ед.		
Лаборатория ТОО «АктюбНИГРИ» 2011г методом стационарной фильтрации (ТБУ) в системе нефть и вода														
К-001	2808	3238,39	КТ-II-I	1,639	12,54	0,27	0,029	0,35	0,016	0,561	-	-	0,521	-
Филиал КМГ Инжиниринг Каспиймунайгаз 2019 г методом стационарной фильтрации (ТБУ) в системах нефть-вода и нефть-газ														
К-002	020902010С03Н	3346,47	КТ-II-II	0,64	8,73	0,41	0,52	0,192	0,153	0,295	0,19	0,677	0,675	0,678
К-002	020902019С02Н	3355,28	КТ-II-II	0,82	8,1	0,395	0,76	0,187	0,192	0,252	0,185	0,710	0,691	0,694
К-002	020902020С02Н	3356,86	КТ-II-II	1,15	11,4	0,4	0,98	0,141	0,136	0,139	0,14	0,881	0,765	0,767
К-002	020902023С04Н	3367,9	КТ-II-II	1,79	10,73	0,377	1,320	0,137	0,183	0,139	0,133	0,810	0,780	0,787
К-002	020902025С04Н	3369,6	КТ-II-II	0,9	8,4	0,375	0,870	0,162	0,191	0,220	0,165	0,764	0,741	0,736
К-002	020902030С01Н	3380,14	КТ-II-II	1	9	0,382	0,890	0,166	0,195	0,219	0,168	0,799	0,731	0,728
К-002	020902030С05Н	3380,87	КТ-II-II	0,98	8,86	0,387	0,730	0,183	0,172	0,236	0,183	0,714	0,701	0,701
К-002	020902033С03Н	3383,7	КТ-II-II	1,24	9,61	0,389	0,910	0,134	0,169	0,186	0,131	0,835	0,781	0,786
К-002	020902037С01Н	3538,8	КТ-II-II	0,65	9,44	0,402	0,520	0,164	0,183	0,352	0,168	0,746	0,726	0,719
К-002	020902037С05Н	3539,55	КТ-II-II	1,32	11	0,37	0,930	0,139	0,153	0,165	0,14	0,780	0,779	0,778
В среднем для толщи КТ-II-II				**1,049**	**9,53**	**0,389**	**0,843**	**0,161**	**0,173**	**0,220**	**0,160**	**0,772**	**0,737**	**0,737**

Как видно на таблице 2.4.1 остаточная водонасыщенность по толще КТ-II-I равна 0,27 доли ед., как и в ПЗ-2017г. По толще КТ-II-II в среднем составляет 0,389 доли ед. Остаточная нефтенасыщенность соответственно составляет 0,35 и 0,161 доли ед. Используя значение остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности вычислен коэффициент вытеснения равной для пачки КТ-II-I – 0,521 доли ед., для пачки КТ-II-II – 0,737 доли ед.

Значения Ков, Кон и Квыт в газонефтяной системе такие же, как в водонефтяной системе в таблице 2.4.1.

Кривые относительной фазовой проницаемости представлены на рисунках 2.4.1-2.4.3.

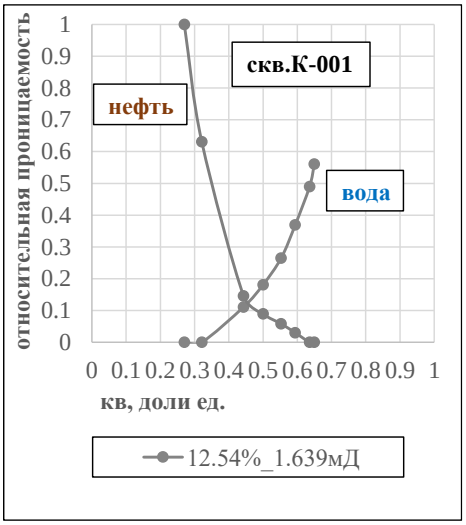


Рисунок 2.4.1 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-вода, толща КТ-II-I

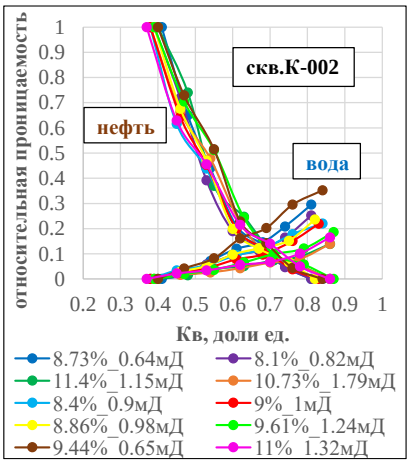


Рисунок 2.4.2 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-вода, толща КТ-II-II

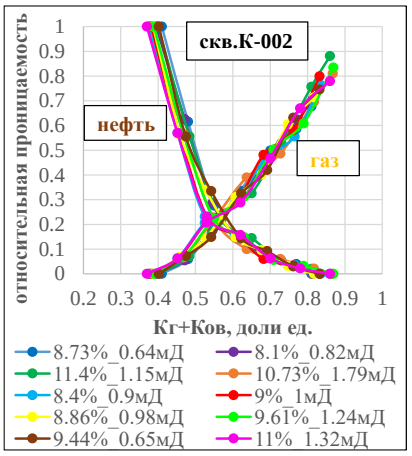


Рисунок 2.4.3 – Кривые относительной проницаемости для системы нефть-газ, толща КТ-II-II

Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность. В 1989 г. кривые капиллярного давления ($Р_к$) выполнялось методом полупроницаемой мембраны при $Р_к^{мах}$ = 0,4МПа на 3 образцах из скважины 88. В 2011 году данное исследование для 30 образцов из скважины К-001 выполнено методом центрифугирования (использована

центрифуга фирмы Beckman) по методике фирмы CORE LABORATORIES для системы “газ, вытесняющий воду” при $Р_к^{max}$=2МПа определение остаточной водонасыщенности и кривых капиллярного давления.

После ПЗ-2017 года по керну скважины К-002 измерены капиллярные давления методом полупроницаемой мембраны для системы “газ, вытесняющий воду” при $Р_к^{max}$=1,4МПа.

Кривые капиллярного давления дифференцированы для пород с Кп = 6-8, 8-10, 10-12 и >12 % и приведены на рис. 2.4.4.

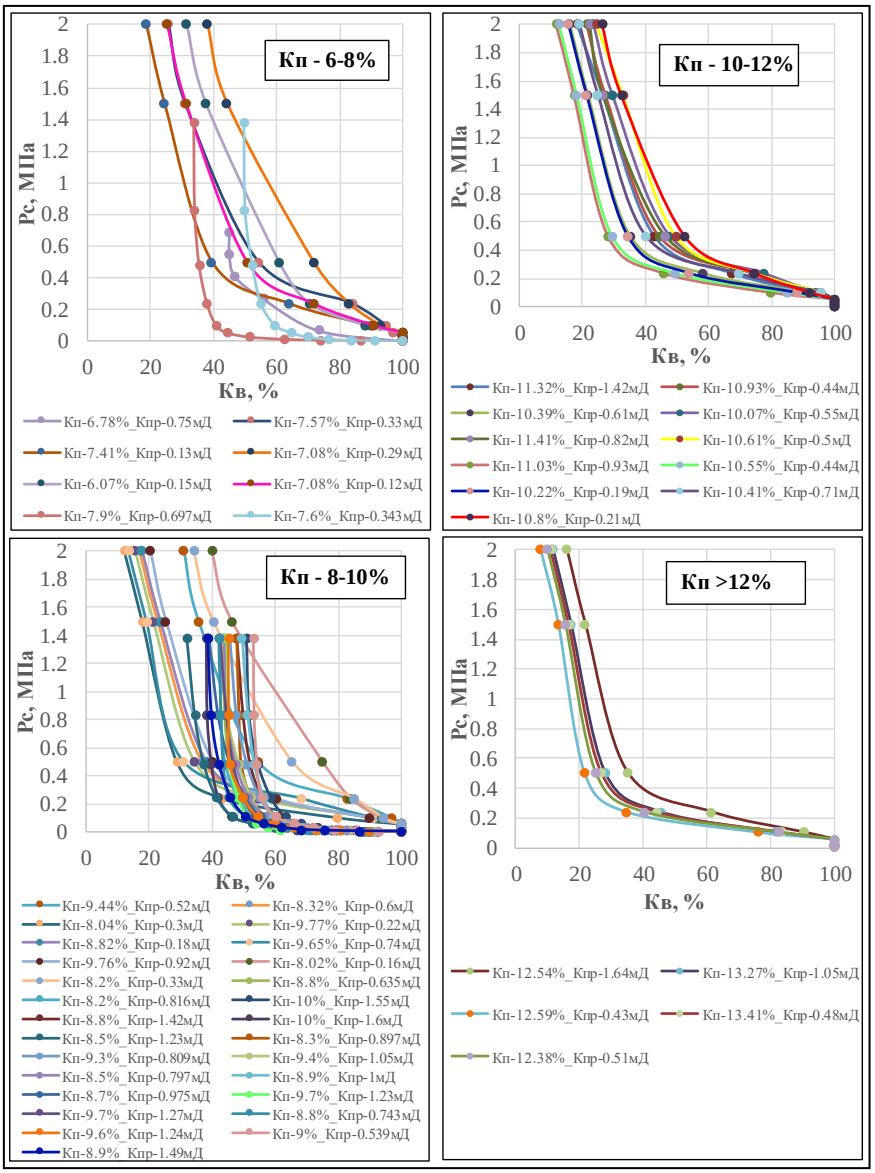


Рисунок 2.4.4 – Кривые капиллярного давления по классам пористости Кп = 6-8, 8-10, 10-12 и >12 %

При анализе результатов исследований за остаточную водонасыщенность принималась водонасыщенность, достигнутая при максимальном капиллярном давлении (по исследованиям, выполненным к 1989 г. – минимальное значение водонасыщенности, достигнутое центрифугированием). Параметры экспериментов и свойства исследованных образцов представлены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 – Параметры экспериментов по определению остаточной водонасыщенности и свойства исследованных образцов

Метод исследований	Скважины	Кол-во опред.	P_c^{max}, МПа	Кп, %	Кпр×10^{-3} мкм^2	Ков, %
Центрифугирование, газ-вода, 1989 г.	62, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 87, 88, 94, 95, 96, 97, П-3	89	-	2,5-12,7	нет данных	21-91
Капилляриметрия, 1989 г.	88	3	0,3-0,4	4,27-7,87	0,082-0,17	28-34
Центрифугирование, газ-вода, 2011 г.	К-001	30	2	6,07-13,4	0,12-1,64	7.8-40
Капилляриметрия, 2019 г.	К-002	30	1,38	7-12,4	0,34-1,6	32-69

Величина остаточной водонасыщенности в зависимости от пористости (для исследований 1989 г. и 2011 г. – пористость по воде, для 2019 г. – пористость по гелию) и от проницаемости, представлена на рисунке 2.4.5.

Также величина остаточной водонасыщенности определена в процессе подготовки к определению ОФП и Квыт, практически, близка к той, которая получена при определении $P_{н.}$ По результатам всех перечисленных выше исследованиям получена зависимость остаточной водонасыщенности от пористости (рис. 2.4.5а):

$$К_{ов}=0,0398\times К_{п}^{-0,872}\ R^2=0,4878.$$

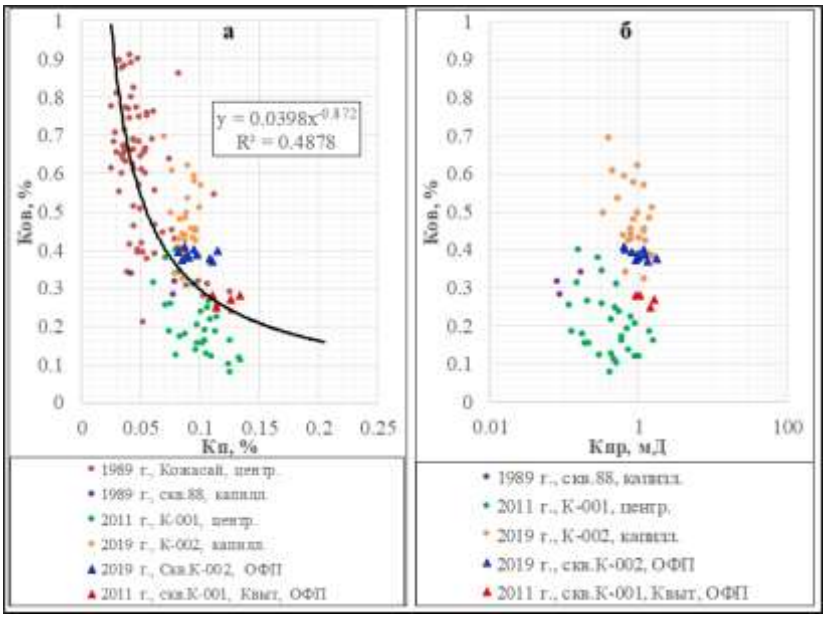


Рисунок 2.4.5 – Зависимость водонасыщенности от пористости (а) и проницаемости (б)

Величина остаточной водонасыщенности в зависимости от проницаемости пород не описывается математической зависимостью из-за недостаточного диапазона изменения проницаемости исследованных образцов (рис. 2.4.5.б).

Для определения среднего коэффициента вытеснения нефти водой установлена зависимость коэффициента вытеснения нефти от проницаемости коллектора, посредством всех имеющихся исследований ОФП в пластовых условиях.

В результате получена зависимость коэффициента вытеснения от газопроницаемости породы, которая описывается следующим уравнением (Рис. 2.4.6): Квыт=0,1006*ln(Кпр)+0,7369.

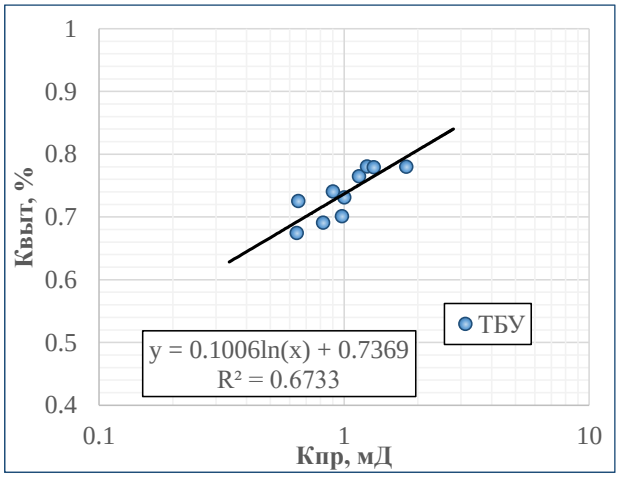


Рисунок 2.4.6 – Зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости

Диапазон изменения остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности и их средние значения по толщам, а также коэффициент вытеснения нефти по результатам проведённых экспериментов в условиях пласта представлены в таблице 2.4.3.

Таблица 2.4.3 – Характеристика вытеснения нефти рабочим агентом по зонам продуктивного горизонта

Зоны	Толща	Наименование	Проницаемость, мкм^2	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
ЧНЗ	КТ-II-II	Количество определений, шт.	10	10	10	10	10	10	10
		Среднее значение	1,05	0,389	0,611	0,160	0,737	0,772	1
		Интервал изменения	0,64-1,79	0,37-0,41	0,59-0,63	0,131-0,19	0,675-0,781	0,677-0,881	-

Проведение фильтрационных исследований по вытеснению с использованием разных вытесняющих агентов.

С целью повышения эффективности заводнения и исследования возможности применения газовых и химических МУН (методы увеличения нефтеотдачи) пластов были проведены на керне водогазовое, полимерное (специально подобранный для данного месторождения), кислотное воздействие и закачка низкоминерализованной воды в породу.

Водогазовое воздействие в породу. Исследование проведена на трёх моделях породы смоделированных из 6 образцов керна скважины К-002, с пористостью от 8,7 до 11,7% и проницаемостью от 0,65 до 1,33 мД.

Эксперимент выполнен при температуре - 71,3°С и пластовом давлений – 11,15-24,3 МПа.

Вытеснение водой/водой +ПАВ

Вытеснение водой включает в себя:

Вытеснение нефти водой.

Вытеснение нефти водой и вытеснение нефти водой после порции ПАВ.

Вытеснение водой с применением ПАВ проводилось после вытеснения нефти водой и последующей закачки водного раствора ПАВ в объёме не менее 0,5 порового объёмов изучаемого образца. С применением ПАВ значение коэффициента вытеснения увеличился на ~1% и составил от 0,506 до 0,59 доли ед. (табл. 2.4.4).

Вытеснение ВГВ/ВГВ +ПАВ

Вытеснение ВГВ включает в себя:

Вытеснения газом/водой (метан более 95%).

Вытеснения газом/водой (метан более 95%) и вытеснение газом газом/водой (метан более 95%) после ПАВ

Вытеснение ВГВ проводился с помощью метода поочерёдной закачки газа/воды. Значение коэффициента вытеснения ВГВ выше чем коэффициента вытеснения водой и составляет от 0,565 до 0,679 доли ед.

Вытеснение ВГВ с применением ПАВ проводилось после вытеснения нефти ВГВ и последующей закачки водного раствора ПАВ в объёме не менее 0,5 порового объёмов изучаемого образца.

Согласно таблице 2.4.4 по результатам экспериментов наблюдается увеличение коэффициента вытеснения при вытеснении ВГВ с применением ПАВ во всех моделях.

Таблица 2.4.4 – Сводная таблица результатов эксперимента по скважине К-002

Виды исследования	№ модели образцов керна	Глубина, м	Пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Проницаемость по воде, мД	Остаточная водонасыщенность, д.ед	Остаточная нефтенасыщенность, д.ед	Квыт, д.ед
Вытеснение нефти водой	1	3366.63; 3369.34	8.7	1.33	0.370	0.404	0.256	0.571
Вытеснение нефти водой + ПАВ					0.373	0.415	0.24	0.59
Вытеснение ВГВ					0.399	0.415	0.188	0.679
Вытеснение ВГВ+ПАВ					0.379	0.404	0.186	0.688
Вытеснение нефти водой	2	3260.76; 3313.78	11.7	0.97	0.386	0.435	0.26	0.54
Вытеснение нефти водой + ПАВ					0.373	0.443	0.249	0.553
Вытеснение ВГВ					0.41	0.435	0.206	0.635
Вытеснение ВГВ+ПАВ					0.39	0.443	0.197	0.645
Вытеснение нефти водой	3	3355.86; 3381.15	9.2	0.65	0.381	0.485	0.257	0.501
Вытеснение нефти водой + ПАВ					0.39	0.496	0.249	0.506
Вытеснение ВГВ					0.41	0.485	0.224	0.565

Вытеснение ВГВ+ПАВ					0.38	0.491	0.221	0.566

Кислотное воздействие в породу. Для решения вопроса о выборе оптимальной кислотной композиции в условиях заданного минералогического состава карбонатного коллектора проведены лабораторные исследования по определению растворимости образцов кернового материала.

По результатам исследования растворимости пород при различных концентрациях соляной кислоты и присадками разных компаний изучены растворяющие способности различных кислотных композиций по отношению к образцам породы и установлено влияние ПАВ на эффективность кислотной обработки.

Также выявлено, что оптимальные кислотные композиций для обработки призабойной зоны пласта с целью повышения продуктивности скважин в карбонатных коллекторах нефти месторождения Кожасай являются композиций Антон Ойлфилд и Бейкер&Хьюз. Эта композиций имеет самую высокую эффективность для замедления растворения пробы из всех вариантов.

Результаты фильтрационных исследование кислотной композиции: 24% HCL+5% CH3COOH 1% ПАВ ПСМ + Антон Ойл представлена в таблице 2.4.5.

По результатам исследования наблюдается эффективность кислотного воздействия при присутствии сообщаемых каналов. У модели №70 значение проницаемости увеличилось на 15278 раза.

Таблица 2.4.5 – Фильтрационные исследование кислотной композиции на образцах скв.К-002

№ модели образцов	Интервал, м	Пористость, %	Проницаемость по воде до закачки	Кислотная композиция	Полученные результаты	Проницаемость по воде после закачки кислоты, мД	Визуальная оценка методом КТ после воздействия раствора
44	3379,65	9,2	0,21	24% HCL+5% CH3COOH 1% ПАВ ПСМ + Антон Ойл	Проницаемость по воде уменьшилась на **~5 раза** Растворяется торцевая часть; Отсутствует сообщаемые каналы, червоточина. КК прошла с боку образца	0,042	

Продолжение таблицы 2.4.5

№ модели образцов	Интервал, м	Пористость, %	Проницаемость по воде до	Кислотная композиция	Полученные результаты	Проницаемость по воде после закачки кислоты, мД	Визуальная оценка методом КТ после воздействия раствора
70	3539,55	11	0,17	15% HCL+ Baker Hughes	Проницаемость по воде увеличилась на **~15278 раза** Растворяется торцевая часть; Присутствует сообщаемые каналы, червоточина.	2597	
38	3378,2	8,8	0,17	20% HCL+ Антон Ойл	Проницаемость по воде уменьшилась на **~5.3 раза** Растворяется торцевая часть; отсутствует сообщаемые каналы, червоточина. КК прошла с боку образца	0,032	

Закачка низкоминерализованной воды в породу проводилась на 4 образцах керна скважины К-002. Нередко закачка низкоминерализованной воды приводит к снижению проницаемости коллекторов, что в большинстве случаев объясняют набуханием глин. Однако, в данном исследовании этого не произошло, коэффициент вытеснения нефти низкоминерализованная водой равен коэффициенту вытеснении нефти пластовой водой. Это объясняется тем, что в карбонатных породах содержание глинистых минералов в основном незначительное или отсутствуют вообще (табл 2.4.6).

Таблица 2.4.6 – Результаты закачки низко минерализованной воды

№ модели образцов	**Интервал, м**	**Пористость, %**	**Остаточная водонасыщенность (Swi), доли ед.**	**Остаточная нефтенасыщенность (Sow), доли ед.**	**Коэффициент вытеснения нефти закачиваемой водой, %**	**Коэффициент вытеснения нефти низкоминерализованная вода 0.3г/л, %**
49	3380,87	8,9	0,39	0,235	0,628	0,628
31	3369,6	8,4	0,47	0,283	0,466	0,466
5	3346,47	8,7	0,43	0,316	0,567	0,567
53	3381,8	9,6	0,44	0,230	0,589	0,589

2.5 Запасы нефти и газа

В таблицах 2.5.1 – 2.5.4 приведены подсчетные параметры и запасы нефти, растворенного газа, газа газовых шапок, конденсата, этана, пропана, бутанов, сыры и парафина по залежам, зонам насыщения и в целом по месторождению.

Определение категорийности запасов произведено в соответствии с требованиями инструкции «Классификация запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа» (г. Алматы, 2009г).

Геологические запасы нефти (QH, тыс. т) подсчитывались по формуле:

Qн = Sн*h*Кп*Кнг* ρн * θ;

где: Sн – площадь нефтеносности, тыс. м2;

h – средневзвешенная эффективная нефтена-сыщенная толщина, м

Кп – коэффициент пористости, доли ед;

Кнг – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед;

ρн – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м3;

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти в поверхностных условиях (величина обратная объемному коэффициенту пластовой нефти), доли ед.

Извлекаемые запасы нефти (QH извл., тыс. т) определялись по формуле: QH извл = Qн*η

где: η - коэффициент извлечения нефти

Геологические запасы газа, растворенного в нефти (QРГ, млн. м3), определялись путем умножения геологических запасов нефти (Qн) на газосодержание пластовой нефти (Г) по формуле:

QРГ. = QH * Г.

Извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти (QРГ извл., млн. м3), подсчитывались по формуле:

QРГ извл = QH извл* Г

Таблица 2.5.1 – Подсчетные параметры и подсчет начальных запасов нефти и растворенного в нефти газа

Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности тыс.м^2	Средневзвешен. Нефтенасыщен. толщ, м	Общий объем пород тыс.м^3	Нефтенасыщенный объем пород тыс.м^3	Кп д.ед.	Поровый объем пород тыс.м^3	Кн д.ед.	Порово-насыщенный объем пород тыс.м^3	Пересчетный коэфф., д. ед.	Плотность нефти т/м^3	Геологические запасы нефти, тыс.т	КИН	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание. м^3/т	Запасы растворенного газа. млн.м^3	
																	геологические	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
КТ-II-I																		
в пределах контрактной территории ТОО «Казахойл Актобе»																		
I-1	ГНЗ	В	180.0	46.6	24744.7	8389.5	0.09	747.6	0.89	663.1	0.618	0.836	343	0.195	67	224	77	15
	ЧНЗ	В	1122.8	41.5	189794.7	46627.8	0.09	4071.2	0.86	3515.6	0.618	0.836	1816	0.195	354	224	407	79
		C_1	461.5	18.5	56238.0	8537.7	0.08	672.0	0.81	547.6	0.618	0.836	283	0.195	55	224	63	12
		C_2	338.1	25.9	46369.9	8753.6	0.08	693.9	0.82	571.2	0.618	0.836	295	0.146	43	224	66	10
I-2	ГНЗ	В	3207.2	29.3	314280.0	94103.4	0.09	8052.6	0.88	7101.7	0.618	0.836	3669	0.195	715	224	822	160
	ЧНЗ	В	8324.5	31.1	953426.0	259291.4	0.08	21390.6	0.85	18205.6	0.618	0.836	9406	0.195	1834	224	2107	411
		C_1	2373.8	17.2	208220.2	40759.9	0.08	3141.4	0.76	2390.3	0.618	0.836	1235	0.195	241	224	277	54
	ВНЗ	C_1	115.7	15.4	7817.4	1783.5	0.08	134.2	0.56	75.3	0.618	0.836	39	0.195	8	224	9	2
II-1	ЧНЗ	В	322.1	42.7	59120.5	13757.3	0.08	1057.3	0.83	874.0	0.622	0.836	454	0.195	89	221	100	20
		C_1	1092.4	31.1	182338.1	33930.6	0.08	2657.2	0.80	2122.1	0.622	0.836	1103	0.195	215	221	244	48
		C_2	443.8	30.1	75388.1	13379.6	0.08	1041.5	0.75	783.8	0.622	0.836	408	0.146	60	221	90	13
	ВНЗ	C_2	2113.6	11.7	163822.6	24798.4	0.07	1855.2	0.59	1100.1	0.622	0.836	572	0.146	84	221	126	19
II-2	ГНЗ	В	1973.0	31.2	234451.0	61571.3	0.08	5085.6	0.85	4318.6	0.622	0.836	2246	0.195	438	221	496	97
		C_1	690.6	62.7	160673.6	43269.7	0.08	3599.8	0.84	3036.9	0.622	0.836	1579	0.195	308	221	349	68
	ЧНЗ	В	69.2	58.3	16140.6	4033.4	0.08	320.4	0.81	259.5	0.622	0.836	135	0.195	26	221	30	6
		C_1	1265.4	48.1	262688.9	60886.9	0.08	5130.4	0.82	4186.9	0.622	0.836	2177	0.195	425	221	481	94
	ВНЗ	В	115.5	70.6	27861.0	8158.9	0.09	716.6	0.74	533.5	0.622	0.836	277	0.195	54	221	61	12
		C_1	4944.7	31.7	749478.7	156706.4	0.08	12799.7	0.67	8617.9	0.622	0.836	4481	0.195	874	221	990	193
II-3	ГНЗ	В	162.3	34.0	14314.5	5517.1	0.09	477.3	0.87	415.4	0.622	0.836	216	0.195	42	221	48	9
		C_1	3413.7	19.4	251859.2	66322.1	0.08	5352.0	0.84	4519.7	0.622	0.836	2350	0.195	458	221	519	101
	ЧНЗ	C_1	1073.5	40.0	183085.1	42913.5	0.08	3365.7	0.78	2637.3	0.622	0.836	1371	0.195	267	221	303	59
	ВНЗ	C_1	705.6	31.8	104822.3	22464.5	0.08	1851.9	0.70	1303.6	0.622	0.836	678	0.195	132	221	150	29
II-4	ЧНЗ	В	1572.1	32.3	254468.7	50837.7	0.08	3991.4	0.83	3296.8	0.622	0.836	1714	0.195	334	221	379	74
		C_1	17823.0	26.0	2485999.3	463160.2	0.08	35881.5	0.78	28048.1	0.622	0.836	14585	0.195	2844	221	3223	629
		C_2	4471.1	33.1	677176.3	148031.3	0.08	12338.2	0.79	9787.6	0.622	0.836	5089	0.146	743	221	1125	164
	ВНЗ	C_1	4639.3	20.9	493151.8	96816.0	0.08	7267.7	0.59	4290.3	0.622	0.836	2231	0.195	435	221	493	96
		C_2	14373.8	12.4	915003.8	178409.0	0.08	13868.2	0.57	7881.0	0.622	0.836	4098	0.146	598	221	906	132
Итого в пределах		**В**	**17048.5**	**32.4**	**2088601.9**	**552287.8**		**45910.6**		**39183.8**			**20276**		**3953**		**4527**	**883**
		C_1	**38599.2**	**26.9**	**5146372.6**	**1037551.0**		**81853.4**		**61775.9**			**32112**		**6262**		**7101**	**1385**
		В+C_1	**55647.7**	**28.6**	**7234974.5**	**1589838.8**		**127763.9**		**100959.7**			**52388**		**10215**		**11628**	**2268**
		C_2	**21740.4**	**17.2**	**1877760.7**	**373371.7**		**29797.0**		**20123.7**			**10462**		**1528**		**2313**	**338**

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
за пределами контрактной территории																		
I-1	ЧНЗ	C_1	38.9	17.0	4272.8	659.4	0.08	49.5	0.76	37.6	0.618	0.836	19	0.195	4	224	4	1
		C_2	1122.0	20.1	146984.4	22560.9	0.08	1701.5	0.75	1282.7	0.618	0.836	663	0.146	97	224	149	22
	ВНЗ	C_2	894.6	12.2	66435.4	10924.1	0.08	826.2	0.57	471.9	0.618	0.836	244	0.146	36	224	55	8
I-2	ЧНЗ	C_1	678.4	21.0	59209.7	14270.5	0.08	1156.8	0.81	928.6	0.618	0.836	485	0.195	95	224	109	21
	ВНЗ	C_1	87.8	12.5	4471.0	1099.0	0.07	81.8	0.47	48.8	0.618	0.836	20	0.195	4	224	4	1
II-1	ВНЗ	C_2	1005.0	2.8	32635.6	2821.6	0.07	191.1	0.47	90.2	0.622	0.836	47	0.146	7	221	10	2
II-2	ВНЗ	C_1	1638.9	14.7	152412.4	24098.5	0.08	1885.5	0.52	975.7	0.622	0.836	507	0.195	99	221	112	22
II-4	ВНЗ	C_2	2400.0	2.1	48454.3	5147	0.08	398.1	0.47	185.5	0.622	0.836	95	0.146	14	221	21	3
Итого за пределами		**C_1**	**2444.1**	**16.4**	**220365.9**	**40127.4**		**3173.5**		**1990.6**			**1031**		**202**		**229**	**45**
		C_2	**5421.5**	**7.6**	**294509.7**	**41453.6**		**3116.9**		**2030.4**			**1049**		**154**		**235**	**35**
Всего по КТ-II-1		**В**	**17048.5**	**32.4**	**2088601.9**	**552287.8**		**45910.6**		**39183.8**			**20276**		**3953**		**4527**	**883**
		C_1	**41043.3**	**26.3**	**5366738.6**	**1077678.3**		**85026.9**		**63766.5**			**33143**		**6464**		**7330**	**1430**
		В+C_1	**58091.8**	**28.1**	**7455340.4**	**1629966.2**		**130937.5**		**102950.3**			**53419**		**10417**		**11857**	**2313**
		C_2	**27161.9**	**15.3**	**2172270.3**	**414825.3**		**32913.9**		**22154.1**			**11511**		**1682**		**2548**	**373**
КТ-II-II																		
в пределах контрактной территории ТОО «Казахойл Актобе»																		
I-1	ВНЗ	В	1102.7	63.0	181519.6	69493.1	0.07	5205.9	0.68	3534.7	0.618	0.836	1826	0.195	356	224	409	80
		C_1	545.6	39.8	64309.7	21708.2	0.07	1609.2	0.63	1016.7	0.618	0.836	525	0.195	102	224	118	23
		C_2	326.3	42.2	43129.3	13764.8	0.07	1024.9	0.62	633.0	0.618	0.836	327	0.146	48	224	73	11
I-2	ВНЗ	В	11051.1	92.4	2613841.3	1021279.0	0.07	76186.8	0.73	55627.3	0.618	0.836	28740	0.195	5604	224	6438	1255
		C_1	2488.7	20.2	175753.2	50345.0	0.07	3726.0	0.58	2160.2	0.618	0.836	1116	0.195	218	224	250	49
II-1	ВНЗ	В	327.1	76.8	63901.4	25105.0	0.07	1827.3	0.69	1261.1	0.622	0.836	656	0.195	128	221	145	28
		C_1	1497.6	32.6	123164.8	48850.7	0.07	3646.0	0.60	2199.7	0.622	0.836	1144	0.195	223	221	253	49
II-2	ВНЗ	В	2170.2	86.1	419296.5	186903.9	0.08	15118.3	0.74	11197.3	0.622	0.836	5823	0.195	1135	221	1287	251
		C_1	2074.4	39.8	211986.1	82620.4	0.08	6443.6	0.63	4081.9	0.622	0.836	2123	0.195	414	221	469	91
II-3	ВНЗ	В	402.7	88.6	100427.0	35679.0	0.08	2720.4	0.76	2057.6	0.622	0.836	1070	0.195	209	221	236	46
		C_1	3988.4	64.9	746001.9	258864.1	0.08	19494.8	0.72	14109.6	0.622	0.836	7337	0.195	1431	221	1621	316
II-4	ВНЗ	В	1494.1	61.3	219841.5	91631.5	0.07	6834.6	0.64	4370.2	0.622	0.836	2272	0.195	443	221	502	98
		C_1	15528.9	29.4	1180250.3	456154.0	0.07	34177.3	0.56	19281.9	0.622	0.836	10026	0.195	1955	221	2216	432
		C_2	5579.2	10.7	192847.2	59430.6	0.07	4285.0	0.48	2073.8	0.622	0.836	1078	0.146	157	221	238	35
Итого в пределах		**В**	**16547.9**	**86.4**	**3598827.3**	**1430091.5**		**107893.4**		**78048.2**			**40387**		**7875**		**9017**	**1758**
		C_1	**26123.5**	**35.2**	**2501466.0**	**918542.4**		**69096.9**		**42850.0**			**22271**		**4343**		**4927**	**960**
		C_2	**5905.5**	**12.4**	**235976.5**	**73195.4**		**5309.9**		**2706.9**			**1405**		**205**		**311**	**46**
		В+C_1	**42671.4**	**55.0**	**6100293.3**	**2348633.9**		**176990.2**		**120898.2**			**62658**		**12218**		**13944**	**2718**

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
за пределами контрактной территории																		
I-1	ВНЗ	C_1	64.7	30.3	6050.3	1961.4	0.07	147.0	0.56	82.4	0.618	0.836	43	0.195	8	224	10	2
		C_2	964.4	13.6	44946.8	13096.6	0.07	972.3	0.51	500.5	0.618	0.836	259	0.146	38	224	58	9
I-2	ВНЗ	B	478.8	30.9	41393.5	14813.2	0.07	1076.5	0.61	659.0	0.618	0.836	340	0.195	66	224	76	15
Итого за пределами		**$B+C_1$**	**543.6**	**30.9**	**47443.8**	**16774.6**		**1223.5**		**741.4**			**383**		**74**		**86**	**17**
		C_2	**964.4**	13.6	**44946.8**	**13096.6**		**972.3**		**500.5**			**259**		**38**		**58**	**9**
Всего по КТ-II-2		**B**	**17026.8**	**84.9**	**3640220.8**	**1444904.7**		**108969.8**		**78707.2**			**40727**		**7941**		**9093**	**1773**
		C_1	**26188.3**	**35.1**	**2507516.3**	**920503.8**		**69243.9**		**42932.4**			**22314**		**4351**		**4937**	**962**
		$B+C_1$	**43215.0**	**54.7**	**6147737.0**	**2365408.5**		**178213.7**		**121639.6**			**63041**		**12292**		**14030**	**2735**
		C_2	**6869.9**	**12.6**	**280923.3**	**86292.0**		**6282.2**		**3207.4**			**1664**		**243**		**369**	**55**
По месторождению		**B**											**61003**		**11894**		**13620**	**2656**
		C_1											**55457**		**10815**		**12267**	**2392**
		$B+C_1$											**116460**		**22709**		**25887**	**5048**
		C_2											**13175**		**1925**		**2917**	**428**
		$B+C_1+C_2$											**129635**		**24634**		**28804**	**5476**
			из них в пределах контрактной территории ТОО «Казахойл Актобе»															
		B											**60663**		**11828**		**13544**	**2641**
		C_1											**54383**		**10605**		**12028**	**2345**
		$B+C_1$											**115046**		**22433**		**25572**	**4986**
		C_2											**11867**		**1733**		**2624**	**384**
		$B+C_1+C_2$											**126913**		**24166**		**28196**	**5370**
			за пределами контрактной территории															
		B											**340**		**66**		**76**	**15**
		C_1											**1074**		**210**		**239**	**47**
		$B+C_1$											**1414**		**276**		**315**	**62**
		C_2											**1308**		**192**		**293**	**44**
		$B+C_1+C_2$											**2722**		**468**		**608**	**106**

Таблица 2.5.2 – Сводная таблица начальных и извлекаемых запасов газа газовых шапок, конденсата и подсчетных параметров

Блок	Зона	Категория	Площадь [тыс. м^3]	Средневзвешенная газонасыщенная толщина. м	Общий объем тыс.м^3	Газонасыщенный объем пород тыс м^3	Коэффициент открытой пористости	Поровый объем [тыс.м^3]	Коэффициент газонасыщенности	Поровонасыщенный объем тыс. м^3	Начальное пластовое давление. атм	Конечное пластовое давление. атм	Поправка			Коэффициент перевода технических ат.в физические давления	Геологические запасы газа. млн.м^3	доля сухого газа в пластовом. д. ед.	Геологические запасы "сухого" газа. млн.м^3	Коэффициент извлечение газа	Извлекаемые запасы "сухого" газа. млн.м^3	Потенциальное содержание стабильного конденсата. г/м^3	Начальные геологич. запасы конденсата. тыс.т	Коэффициент извлечения конденсата	Извлекаемые запасы конденсата тыс.т
													На начальное отклонение от закона Бойля-Мариотта	На конечное отклонение от закона Бойля-Мариотта	На температуру										
КТ-II-I																									
в пределах контрактной территории ТОО «Казахойл Актобе»																									
I-1	ГНЗ	C_1	92.0	1.5	1778.0	135.9	0.07	9.9	0.84	8.3	340	1	1.14	1	0.87	0.97	2	0.9371	2	0.951	2	345	1	0.476	0.5
I-2	ГНЗ	C_1	3046.4	10.8	132057.2	32800.7	0.09	2844.9	0.89	2537.9	340	1	1.14	1	0.87	0.97	726	0.9371	680	0.951	647	345	250	0.476	119
II-2	ГНЗ	C_1	2962.4	13.7	201623.6	40606.3	0.08	3401.9	0.87	2965.8	345	1	1.14	1	0.87	0.97	860	0.9371	806	0.951	767	345	297	0.476	141
II-3	ГНЗ	C_1	4080.3	46.5	572535.7	189813.5	0.09	16211.6	0.88	14291.6	345	1	1.14	1	0.87	0.97	4144	0.9371	3883	0.951	3693	345	1430	0.476	681
Итого по пачке		C_1	10181.1		907994.6	263356.4		22468.2		19803.6							5732		5371		5109		1978		941.5

3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ

3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика энергетического состояния залежей

3.1.1 Анализ результатов гидродинамических исследований

В данном разделе проанализированы результаты комплекса гидродинамических исследований скважин, включающий:

- Исследования при установившемся режиме фильтрации (МУО);
- Исследование при неустановившемся режиме фильтрации (КВД, КВУ, КПД);

При регистрации КСД регистрировалось изменение давления в скважине на глубине установки манометра при смене режима работы скважины. Исследования методом записи КВД для определения пластового давления и гидродинамических параметров вскрытых пластов. Для определения фильтрационных характеристик пластов и пластового давления скважины были исследованы методом записи КПД.

Исследования проводились компаниями ТОО «ГеоМунайРесурс», «ГК «Каспий». Результаты исследований интерпретировались в программном модуле Saphir NL (оболочка Ecrin_v.4.30).

На основе результатов исследований скважин определены средние коэффициенты проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности, проводимости и показатель состояния призабойной зоны скважин скин-фактор. По результатам выполненных замеров динамических и статических уровней расчетным путем определялись забойные и пластовые давления.

Количество проведенных гидродинамических исследований с начала разработки представлено в таблице 3.1.1.

Результаты исследований добывающих и нагнетательных скважин с начала разработки представлено в таблицах 3.1.2 – 3.1.3, соответственно.

Таблица 3.1.1 – Количество проведенных исследований с начала разработки

Количество	КВД	КСД	КПД	МУО	Итого
Скважин	51	45	12	62	76
Исследований	112	102	38	131	383

Как видно из таблицы 3.1.1, в целом по месторождению было проведено 383 сложных гидродинамических исследований. По 51 скважинам были проведены 112 исследований КВД, 102 исследований КСД проводились по 45 скважинам, 38 исследованиями КПД были охвачены 12 скважин, по 62 скважинам были проведены исследования МУО.

В таблицах 3.1.2-3.1.3 ниже, приведены результаты гидродинамических исследований добывающих и нагнетательных скважин, соответственно.

Таблица 3.1.2 – Результаты исследований добывающих скважин с начала разработки

Наименование	Кол-во		Интервал изменения	Среднее значение	Кол-во		Интервал изменения	Среднее значение	Кол-во		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений			скважин	измерений			скважин	измерений		
	Блок I				Блок II				В целом по месторождению			
Коэффициент продуктивности, $м^3$/сут·МПа	42	213	0,5 – 46,7	**7,82**	23	89	0,3 – 26,3	**5,4**	54	302	0,3 – 46,7	**7,24**
Коэффициент гидропроводности, $мкм^2$·см/(мПа·с)	43	215	0,001 – 3900	**342**	24	91	0,001 – 1300	**196**	55	306	0,001 – 3900	**342**
Коэффициент пьезопроводности, $см^2$/с	43	222	1,3-645	**55,67**	24	92	5,7 – 376,0	**46,0**	56	314	1,3 – 645,0	**53,0**
Коэффициент проницаемости, $*10^{-3}$ $мкм^2$	43	222	0,03-6,3	**0,36**	24	94	0,01-3,94	**0,28**	55	316	0,01-6,3	**0,34**
Скин-фактор	42	210	от -8,48 до -1,5	**-4,26**	25	87	от -6,65 до -0,67	**-4,72**	55	287	от -8,48 до -1,5	**-4,38**

Таблица 3.1.3 – Результаты исследований нагнетательных скважин с начала разработки

Наименование	Кол-во		Интервал изменения	Среднее значение	Кол-во		Интервал изменения	Среднее значение	Кол-во		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений			скважин	измерений			скважин	измерений		
	Блок I				Блок II				В целом по месторождению			
Коэффициент приемистости, $м^3$/сут·МПа	12	54	1,2 -20,6	**5,04**	4	8	2,2 – 6,97	**4,5**	14	65	1,2 -20,6	**5,04**
Коэффициент гидропроводности, $мкм^2$·см/(мПа·с)	12	55	0,01 - 1200	**275,0**	4	8	4 - 410	**198,7**	10	61	0,01 - 1200	**275,0**
Коэффициент пьезопроводности, $см^2$/с	12	56	4,78 – 581,0	**45,62**	4	8	11,0 – 264,00	**56,1**	10	65	4,78 – 581,0	**47,07**
Коэффициент проницаемости, $*10^{-3}$ $мкм^2$	12	55	0,014 - 0,746	**0,19**	4	8	0,050 - 0,502	**0,207**	10	65	0,004 - 6,310	**0,199**
Скин-фактор	11	50	от -6,29 до -0,79	**-4,66**	4	8	от -5,28 до -2,7	**-4,52**	13	61	от -6,29 до -0,79	**-4,63**

Блок – I

Интервал изменения проницаемости добывающих скважин составляет от 0,03 до 6,3*10^{-3}мкм^2, в среднем составляя 0,36*10^{-3}мкм^2. Коэффициент проницаемости нагнетательных скважин ниже добывающих, изменяется в пределах от 0,014 до 0,746 *10^{-3}мкм^2, в среднем составляя 0,19 *10^{-3}мкм^2. Значения коэффициента проницаемости свидетельствует о низкопроницаемом коллекторе и разнице фильтрационных парметров в пределах блока.

Средние значения пьезопроводности добывающих скважин составляет от 1,3 до 645 см^2/с, в среднем составляя 55,7 см^2/с. Значения пьезопроводности в нагнетательных скважинах составляют 4,78 – 581,0 см^2/с. Коэффициенты продуктивности изменяются в интервале 0,5–46,7 м^3/сут·МПа, в среднем составив 7,82 м^3/сут·МПа. Значения коэффициента приемистости изменяются от 1,2 до 20,6м^3/сут·МПа, составляя в среднем – 5,04 м^3/сут·МПа. Различия в значениях объясняются разностью фильтрационных параметров в исследованных скважинах.

Значения скин-фактора добывающих скважин варьируются в пределах от -8,48 до - 1,5, в среднем составив -4,26, скин-фактор нагнетательных скважин ниже добывающих, в среднем составляя -4,66, в интервале изменений от -6,29 до -0,79. Достаточно низкие значения скин-фактора обусловлены трещиноватым строением коллектора, выводами анализа керна, а также улучшенным состоянием околоствольной части коллектора.

Блок – II

Значения коэффициентов проницаемости в добывающих скважинах очень низкие и варьируются в интервале 0,01 - 3,94 *10^{-3} мкм^2, в среднем составив 0,28*10^{-3} мкм^2. Тогда как проницаемость нагнетательных скважин еще ниже чем добывающих, в среднем составив 0,207 *10^{-3} мкм^2, значения которых изменяются в меньших пределах (от 0,050 до 0,502*10^{-3} мкм^2), чем проницаемость, замеренная в нагнетательных скважинах.

Коэффициенты пьезопроводности так же, как и в блоке I почти идентичны в добывающих и нагнетательных скважинах. В среднем составляют 46,0 и 56,1 см^2/с, соответственно. Интервалы изменения в добывающих скважинах, на основе 89-и измерений составили от 5,7 до 376.0 см^2/с, в нагнетательных скважинах в пределах от 11,0 до 264,0 см^2/с на основе 8 измерений, проведенных в 4 скважинах.

Коэффициенты продуктивности изменяются в интервале 0,3-26,3 м^3/сут* МПа, в среднем составив 5,4 м^3/сут МПа. Значение когэффициента приемистости изменяются от 2,2-6,97 м^3/сут МПа, составляя в среднем-4,5 м3/сут МПа. Широкие

диапазоны изменения значений обуславливаются разностью фильтрационных параметров в исследованных скважинах.

По результатам гидродинамических исследований скин-фактор отрицательный, по данному блоку значения добывающих скважин ниже скажин блока-I и варьируются в пределах от -5,28 до -2,7, в среднем составив -4,72. Относительно низкие значения скин-фактора, определенные на основе гидродинамических исследований обусловлены трещиноватым строением коллектора, на это также указывают выводы, основанные на анализе керна, а также улучшенным состоянием околоствольной части коллектора.

За анализируемый период было проведено 14 исследований методом КСД в 14 скважинах, исследование КВД в 2-х скважинах.

ФЕС был определены методом КСД, за счет изменения режимов работы скважин вместо естественного восстанавления давления после остановки. При этом стоит отметить достоверность результатов достигалось за счет сопоставления полученных данных с смоделированного и фактического давления в период рассматриваемой работы скважины (рис.3.4.4).

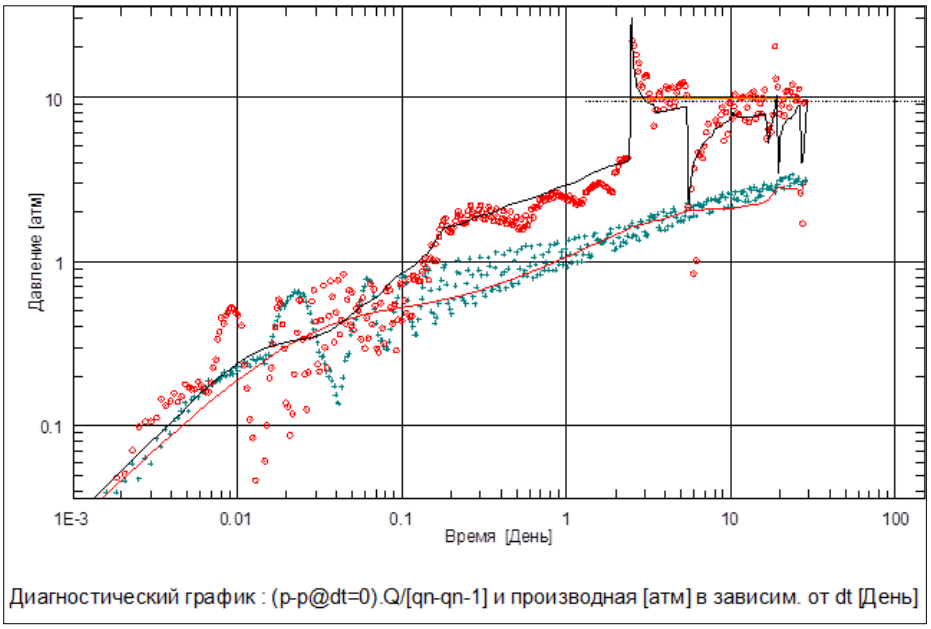


Рисунок 3.1.1 – График КСД в билогарифмических координатах. Скважина №К004

Стоить отметить, что в скважине №К086 продуктивность была определена на одном режиме данный показатель носить оценочный характер.

По результатам новых исследований значения проницаемости находятся в пределах граничных значений ПР-2021г.

По всем исследованиям было получено отрицательное значение скин фактора, за исключением скважины К017 значение скин фактора , которого составило 0.

По скважине К202 наблюдается снижение проницаемости по нефти с 0,08 $*10^{-3}$ мкм^2 (2021г) до 0,05$*10^{-3}$ мкм^2 (2023г). Снижение проницаемости связано с увеличением

газового фактора вследствии снижения пластового давления ниже давления насыщения. Согласно исследованию по определению приофиля притока 2024г высокий газовый фактор наблюдается во всех рабочих интервалах.

Перед исследованиями КСД рекомендуется проводить исследования по определению профиля притока, с целью определение рабочих интервалов и более детальной оценки ФЕС.

Анализ энергетического состояния нефтяной залежи

В настоящее время месторождение Кожасай разрабатывается двумя продуктивными пластами (КТ-II-1 и КТ-II-2), которые объединены в один эксплуатационный объект. Для оценки и контроля энергетического состояния месторождения были проведены гидродинамические исследования при установившемся режиме фильтрации (МУО), а также исследования при неустановившемся режиме фильтрации (КВД, КВУ, КПД). Среднее начальное пластовое давление по блоку I было принято за 32 МПа, по блоку II – 33 МПа. Текущее пластовое давление установилось на уровне 18,2 МПа.

На рисунке 3.4.3 представлена динамика изменения среднего пластового и забойного давлений и газового фактора по годам с начала разработки. Как видно из рисунка, с 2013г наблюдается стремительное увеличение газового фактора, в связи со снижением пластового давления ниже давления насыщения, что привело к разгазированию флюида и, соответственно, ежегодному росту газового фактора. Текущая система ППД недостаточно эффективна, накопленная компенсация на уровне 38,0%, причиной этому явилась слабая приемистость нагнетательных скважин и неоказывание должного влияния на добывающие скважины. В рамках данного отчета было рекомендовано ряд скважин для перевода в нагнетательный фонд, а также проведение ГРП при их переводе для увеличения приемистости скважин, в зонах недокомпенсации.

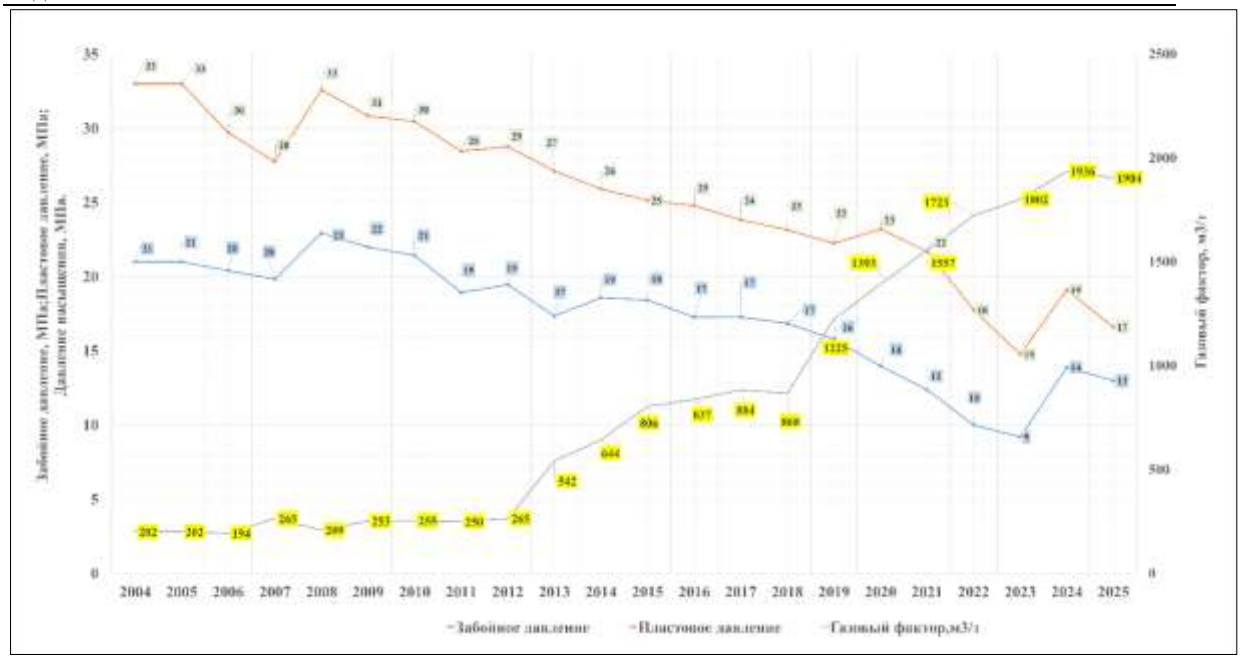


Рисунок 3.1.2 – Динамика пластовых, забойных давлений и газового фактора с начала разработки

Блок – I

По даннаму блоку было проведено 325 гидродинамических исследований по 56 скважинам, по которым были проведены замеры пластового давления приведенных на уровень ВНК. Динамика пластового давления, ГФ и добычи жидкости с начала разработки по блоку- I приведена на рисунке 3.1.2.

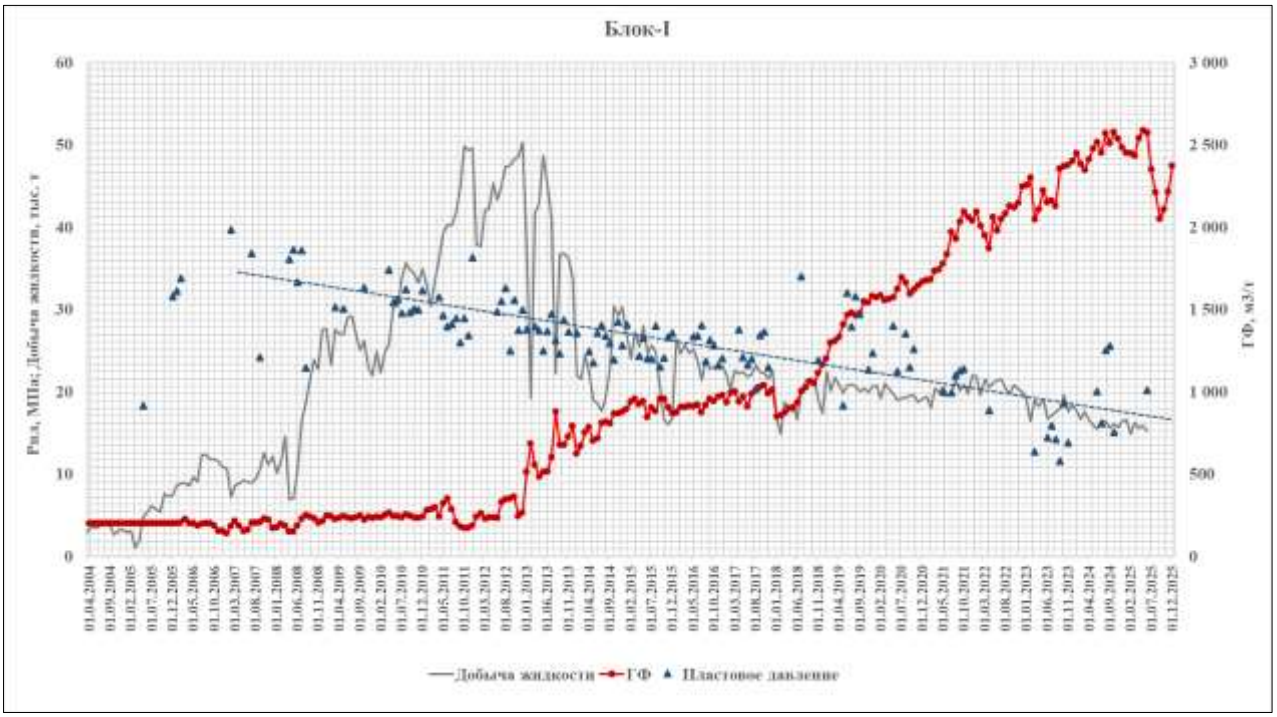


Рисунок 3.1.3 – Динамика пластового давления, ГФ, добычи жидкости по блоку I

Как представлено на рисунке 3.1.2, по данному блоку отмечается падение пластового давления, что обусловлено тем, что на данный блок приходится основной объем добычи и высокие темпы добычи нефти.

Для решения проблемы низкой приемистости нагнетательных скважин, в рамках данного отчета предлагается ряд скважин для перевода в нагнетательный фонд, с дальнейшим проведением ГРП для увеличения приемистости за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне пласта.

За счет снижения пластового давления, а также возможного частичного прорыва газа из газовой шапки в пласт КТ-II-1, начиная с 2012 года заметен резкий рост ГФ, до максимального значения 1801 м^3/т на дату составления отчета. Максимальная добыча жидкости была достигнута в 2012г., составив 531,1 тыс.т.

В разрезе блока среднее пластовое давление на дату составления отчета составило 18,9 МПа.

Блок II

По блоку II с начала разработки были проведены 128 гидродинамических исследований по 23 скважинам.

Динамика значений пластового давления по результатам гидродинамических исследований, ГФ и добычи жидкости представлена на рисунке 3.4.5.

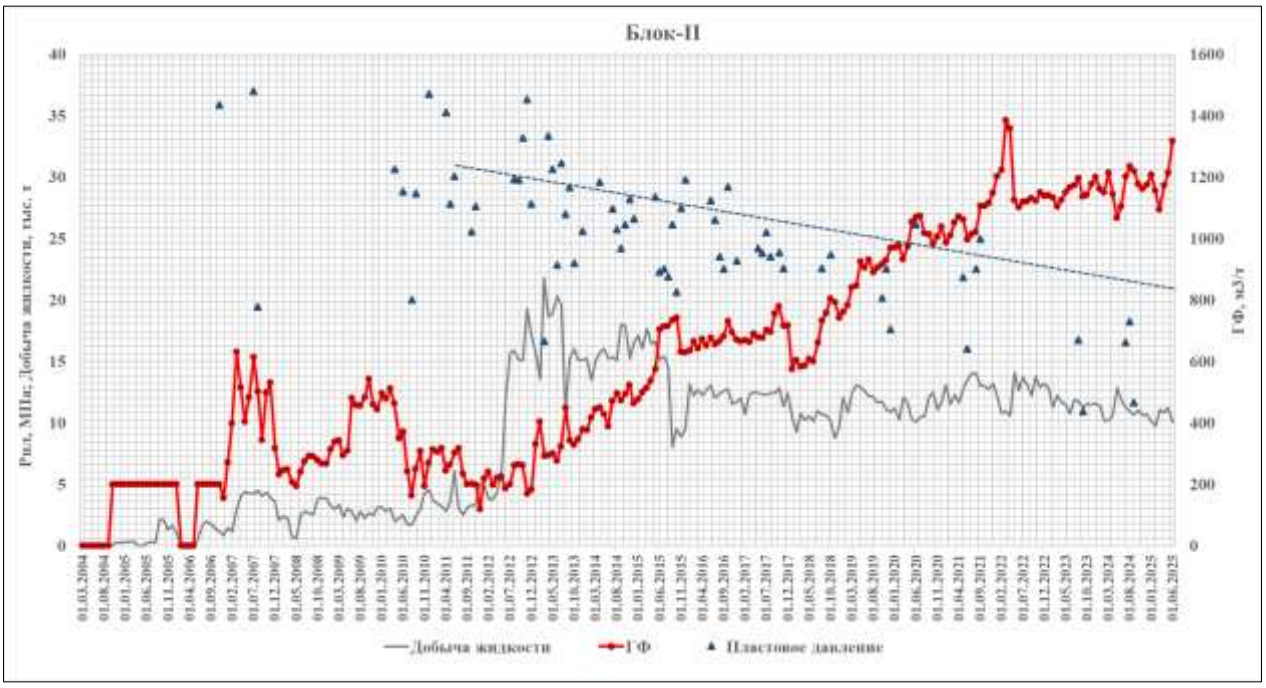


Рисунок 3.1.4 – Динамика пластового давления, ГФ, добычи жидкости по блоку II

По данному блоку, значения ГФ также растут с 2012г., по причине снижения пластового давления, а также за счет прорыва газа из ГШ достигая уровня 1801 м^3/т на конец 2023г. Максимальная добыча жидкости была достигнута в 2013г, составив 206,9 тыс.т. Среднее пластовое давление по блоку на дату составления отчета составило 15,5 МПа.

В дальнейшем с целью мониторинга за разработкой рекомендуется дальнейшее проведения исследований в скважинах. Сложные ГДИ проводить в новых пробуренных скважинах, а также в существующих скважинах после проведения ГТМ.

С целью контроля за энергетическим состояним месторождения рекомендуется продолжить проводить замеры по определению пластового и забойного давления в добывающих и нагнетательных скважинах согласно ЕПР КИН.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

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

В 2021г был выполнен «Проект разработки месторождения Кожасай» (Протокол ЦКР РК №18\8 от 14.10.2021г) с утвержденными показателями на 2021-2024гг.

В 2022г выполнен «Пересчет извлекаемых запасов газа растворенного в нефти месторождения Кожасай», (Протокол ГКЗ РК №2454-22-У от 14.12.2022г), в рамках которого утверждены запасы растворенного в следующих количествах и по категориям:

Растворенный газ:

$B+C_1$ – 255 726 млн.м^3 геологические, в том числе извлекаемые – 20 393,1 млн.м^3;

C_2 – 2 624 млн.м^3 геологические, в том числе извлекаемые – 2 092,6 млн.м^3.

Промышленную нефтеносность месторождения Кожасай составляют продуктивные пласты КТ-II-I и КТ-II-II, объединённые в один объект разработки.

Действующим документом является «Анализ разработки...» 2024 года выполненым Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» (Протокол ЦКРР РК №53/2 от 25.07.2024г) с проектными показателями разработки на 2025-2027гг.

По состоянию на 01.01.2026г общий пробуренный фонд месторождения составляет 86 скважины. В добывающем фонде числится 57 скважина, из которых действующих - 56 скважин, из них 48 скважин - фонтанные, 2 скважины - механизированные (НДГ), 6 скважин – механизированные (ЭЦН). В бездействующем фонде находися скважина №К020.

В нагнетательном фонде числятся 13 скважин, на дату составления отчета 12 скважин находятся в действующем фонде.

В консервации находится одна скважина– №К007.

Ликвидированы 15 скважин.

Характеристика фонда скважин представлена в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин на 01.01.2026г

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объект КТ-II	Всего
		№ скважин	
Фонд добывающих скважин	Всего		**57**
	В т.ч: действующие		**56**
	Из них: фонтанные	К-002, К-003, К-004, К-005, К-006, К-008, К-009, К-016, К-017, К-018, К-019, К-021, К-022, К-023, К-026, К-039, К-040, К-042, К-044, К-045, К-046, К-048Д, К-049, К-051, К-052, К-055, К-065, К-068, К-071, К-077, К-086, К-097, К-104, К-123, К-125, К-126, К-128, К-132, К-134, К-135, К-137, К-140, К-143, К-202, К-204, К-306, К-343, К-344	**48**
	механизированные (ЭЦН)	К-047, К-056, К-058, К-064, К-142, К-612	**6**
	механизированные (НДГ)	К-073, К-098	**2**
	В бездействии	К-020	**1**
	Всего		**13**

Фонд нагнетательных скважин	В т.ч: действующие	К-001, К-024, К-054, К-091, К-095, К-102, К-103, К-122, К-130, К-131, К-139, К-141	**12**
	В бездействии	К-105	**1**
В консервации		К007	**1**
Ликвидированные скважины		П-2, П-3 , 62, 81, 82, 84, 85, 86, 88, 92, 94, 96, 99, 106	**15**
Общий фонд скважин			**86**

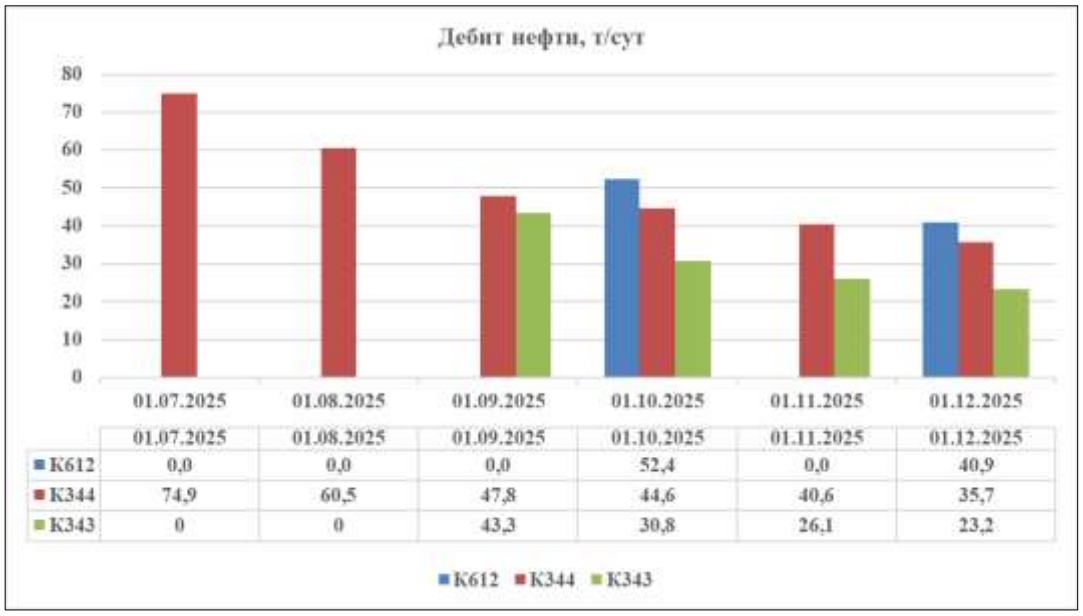
По типу скважин на месторождении пробурены вертикальные и наклонно-направленные скважины. На текущий момент 59,4% добывающих скважин наклонно-направленные, оставшиеся 40,6% - вертикальные.

В 2025г на месторождении Кожасай были пробурены скважины К343, К344, К612.

Скважина К344 была введена в эксплутацию из бурения в июле 2025г. Начальный дебит 74,9 т/сут. Текущий дебит нефти составляет 35,7 т/сут и обводненностью 0,1%.

Скважина К343 была введена в эксплуатацию из бурения в середине сентября 2025г. Начальный дебит нефти составил 43,3 т/сут. Текущий дебит нефти составляет 23,2 т/сут.

Скважина К612 была введена в эксплуатацию из бурения в середине октября 2025г. Начальный дебит 52,4 т/сут. Скважина в ноябре перевелась на механизированный фонд (ЭЦН). Текущий дебит нефти составляет 40,9 т/сут и обводненностью 21,7%.



	01.07.2025	01.08.2025	01.09.2025	01.10.2025	01.11.2025	01.12.2025
К612	0,0	0,0	0,0	52,4	0,0	40,9
К344	74,9	60,5	47,8	44,6	40,6	35,7
К343	0	0	43,3	30,8	26,1	23,2

Рисунок 3.2.1 – График дебита нефти в скважинах №К612,К344,К343

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти представлено в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2 – Распределение фонда добывающих скважин по дебитам нефти на 01.01.2026г

Тип скважин	**Дебит нефти, т/сут**				**Итого**
	<10	10-20	20-30	30-40	
Вертикальные	5	10	5	2	22
Наклонно-направленные	8	19	6	1	34
Итого	13	29	11	3	56
%					100

Как видно из таблицы 3.2.2, на дату отчета дебит нефти ниже 10 т/сут установлен в 18 скважинах, с дебитом нефти в промежутках 10-20 т/сут работают 29 добывающих скважин. Дебит нефти в промежутках 20-30 т/сут работают 11 скважин. На дату 01.01.2026г 3 скважин работают с дебитом нефти 30-40 т/сут. С максимальным дебитом, который составил 40,9 т/сут работает 1 вертикальная скважина.

Таблица 3.2.3 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по газовому фактору на 01.01.2026г

Газовый фактор, м3/т	Тип и кол-во скважин			Скважины	
	Всего	ВС	НН	Вертикальные	Наклонно-направленные
<400	1	1	0	К018	
400-500	4	3	1	К056,К026,К130	К042
500-700	8	2	6	К003,К021	К097,К058,К077,К040,К020,К064
700-900	2	1	1	К048Д	К017
900-1100	6	2	4	К046,К004	К008,К016,К128,К123
1100-1300	2	1	1	К002	К142
1300-1500	3	3		К071,К009,К019	
1500-1700	6	1	5	К086	К126,К135,К202,К068,К125
1700-2100	4	0	4		К140,К005,К134,К204
2100-2600	4	1	3	К052	К047,К039,К143
2600-3200	3	2	1	98,К006	К051
3500<	13	4	9	К022,К0306,К023,К344	К044,К073,К045,К137,К049,К104,К055,К065,К132
Итого	56	21	35		

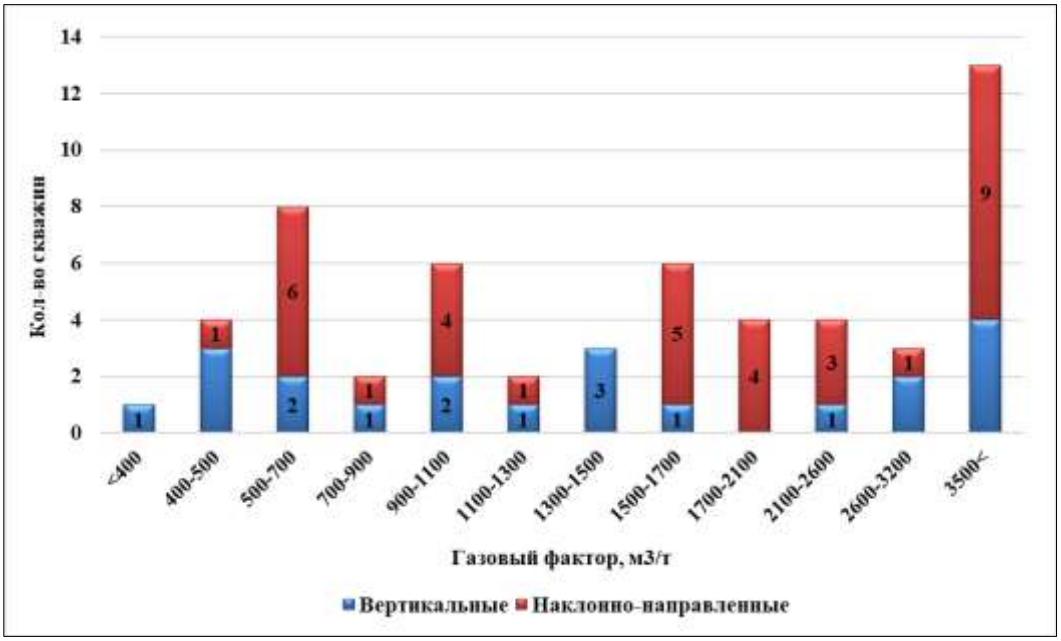


Рисунок 3.2.2 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по газовому фактору на 01.01.2026г

Как видно из таблицы 3.2.3 и рисунка 3.2.1 по состоянию на 01.01.2026г промысловые газовые факторы по скважинам изменяются в широком диапазоне от 378,0 м3/т (К018) до 8571 м3/т (К132), в среднем по месторождению – 1902,5 м3/т.

Скважина К077 была включена в наблюдательный фонд в начале 2015г из-за периодических работ, вызванных резким ростом газового фактора. В августе 2021 года она

была исключена из наблюдательного фонда, однако в марте 2022 года возобновила свою деятельность из-за внезапного увеличения газового фактора до 10902,7 м3/т. На момент отчета скважина работает с газовым фактором на уровне 8571,3 м3/т.

Высокий газовый фактор по скважине наблюдается в связи с прорывом газа из ГШ на КТ-II-1. На рис. 3.2.5 представлена структурная карта по КТ-II-1, где выделена зона газовой шапки. По причнине, которой наблюдается увеличение газового фактора в добывающих скважинах данной зоны.

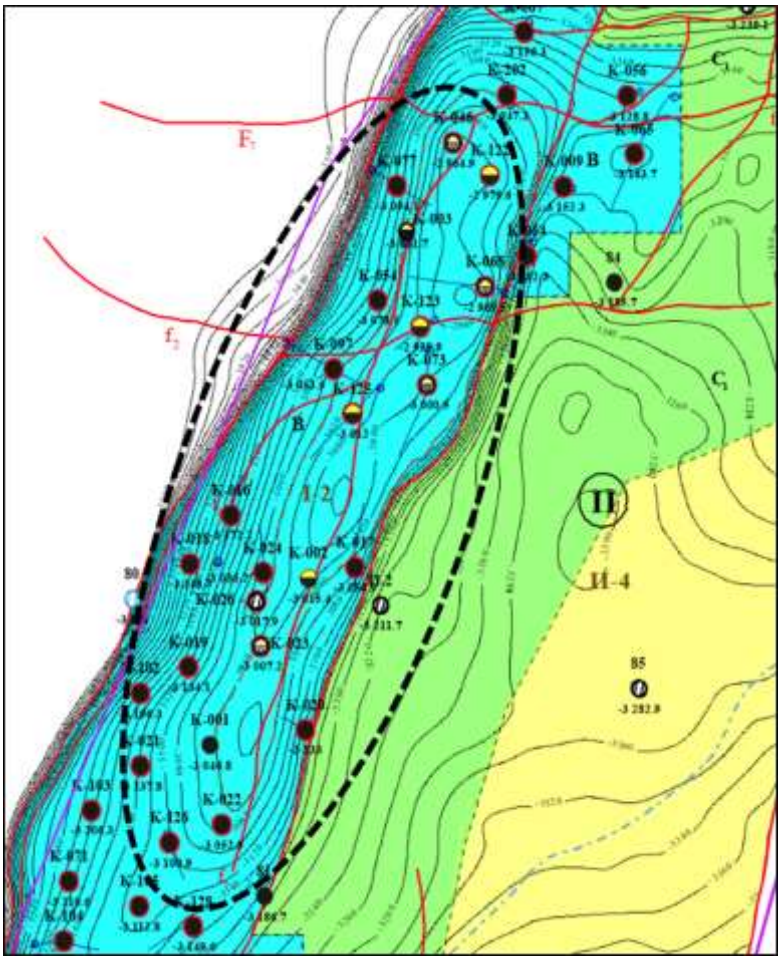


Рисунок 3.2.3 – Структурная карта по КТ-II-1

В качестве подтверждения в скважине №К077 было проведено исследования по профилю притока (рис. 3.2.6), по которой наблюдается увеличенный газовый фактор в верхних интервалах перфораций КТ-II-1.

Zones m	Qw res. m3/D	Qo res. m3/D	Qg res. m3/D	W O G
Inf. 1 (3420.5-3426.0)	0.00	0.00	59.77	
Inf. 2 (3433.5-3440.5)	0.00	0.00	386.39	
Inf. 3 (3455.5-3458.0)	0.00	0.00	0.00	
Inf. 4 (3470.0-3478.0)	0.00	0.91	171.70	
Inf. 5 (3481.0-3493.0)	0.00	1.38	103.55	
Inf. 6 (3499.5-3515.0)	0.00	1.67	37.37	
Inf. 7 (3542.5-3553.2)	0.00	6.77	73.46	
Inf. 8 (3553.2-3560.5)	0.00	4.55	35.70	
Inf. 9 (3571.5-3578.0)	0.00	2.02	25.88	

Рисунок 3.2.4 – Результаты исследования по профилю притока в скважине К077

Аналогичная ситуация наблюдается и в других добывающих скважинах данной зоны. В связи с чем газовый фактор может достигать до 10 тыс.м^3/т. Учитывая данную ситуацию недропользователем регулярно проводятся исследование по профилю притока с целью выявления прорыва газ и ее последующей изоляции газа.

Значения коэффициента эксплуатации добывающих скважин варьируют от 0,97 доли ед. (2024г) и 0,94 доли ед. (в 2025г). В 2025г наблюдается снижение коэффициента эксплуатации по причине остановки скважин с целью ограничения газового фактора. Остановка скважин при этом варьируется от 1 часа до 1 календарного месяца.

Коэффициенты использования в 2025г составил 1 доли.ед, в бездействующем фонде 1 скважина (К020), в 2025г коэффициент снизился до 0,98 доли.ед., и в бездействующем фонде 2 скважины (К077, К135). В 2023г. составил 1,00 доли.ед.

Динамика значений коэффициентов эксплуатации и использования добывающих скважин представлена на рисунке 3.2.7.

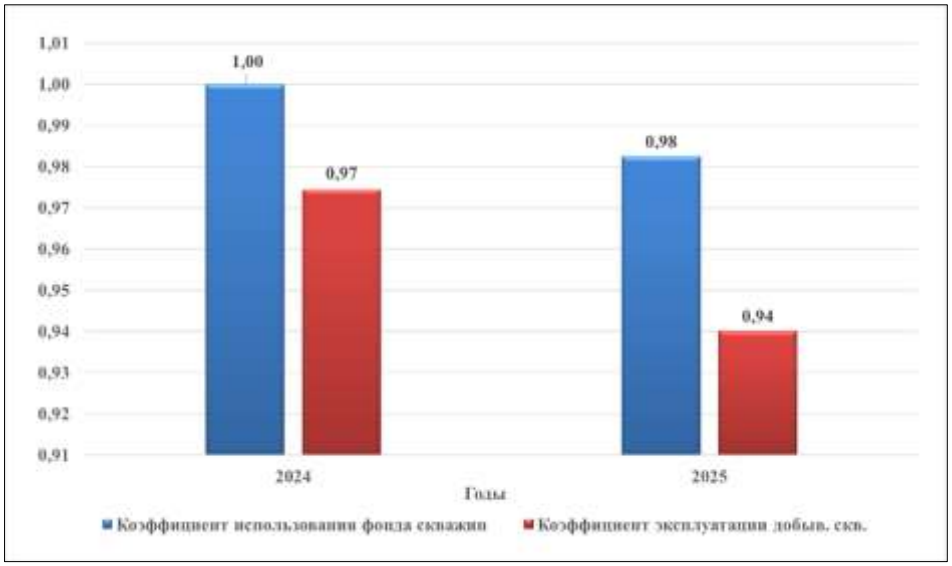


Рисунок 3.2.5 – Динамика значений коэффициентов эксплуатации и использования добывающих скважин

Закачка воды с целью поддержания пластового давления на месторождении Кожасай осуществляется с 2007г. Всего нагнетательный фонд составляет 13 скважин, из них 9 вертикальных, 4 наклонно-направленные скважины.

Таблица 3.2.4 – Распределение фонда нагнетательных скважин по приемистости (по состоянию на 01.01.2026г)

Средняя приемистость, м³/сут	Тип и кол-во скважин			Скважины	
	Всего	ВС	НН	Вертикальные	Наклонно-направленные
<40	1	1	-	К122	-
40-70	5	4	1	К130,К102,К095,К103	К141
70-90	3	1	2	К091	К139,К024
>90	3	2	1	К001,К054	К131
Итого	12	8	4		

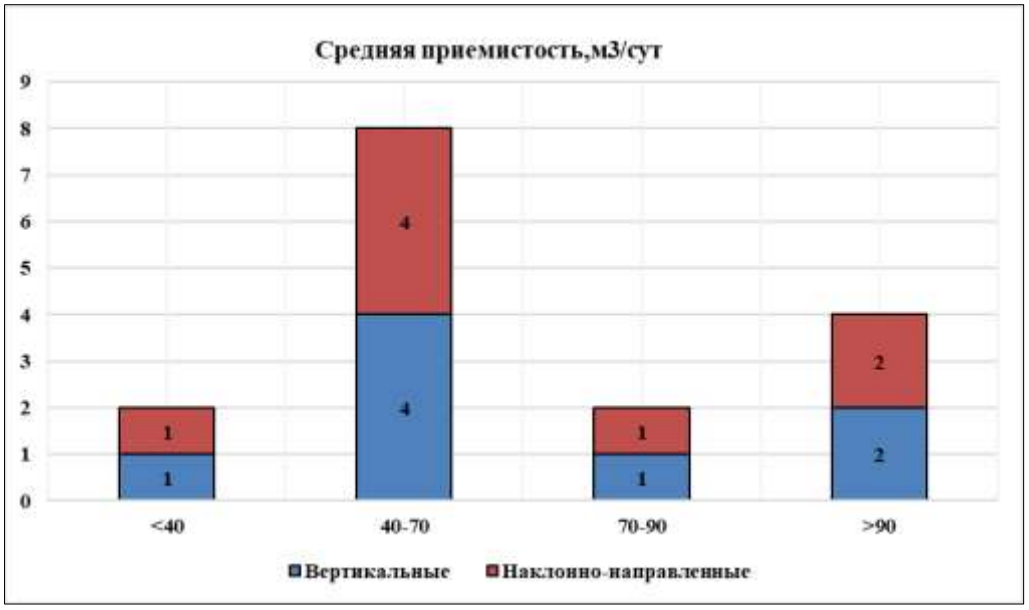


Рисунок 3.2.6 – Распределение фонда нагнетательных скважин по приемистости (по состоянию на 01.01.2026г)

Распределение фонда нагнетательных скважин относительно приемистости, представленная в таблице 3.2.4 и на рисунке 3.2.3, показывает, что вертикальная скважина К122 характеризуются минимальными объемами закачки воды, приемистостью 14,1 м³/сут, соответственно, тогда как максимальное количество скважин (3 скважины) работают приемистостью в диапазоне >90 м3/сут. Максимальными объемами закачки воды выделяется вертикальная скважина К054, приемистость которой на 01.12.2025 составила 160,9 м³/сут.

Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки

В 2021г был выполнен «Проект разработки месторождения Кожасай» (Протокол ЦКР РК №18\8 от 14.10.2021г) с утвержденными показателями на 2021-2024гг.

В 2022г выполнен «Пересчет извлекаемых запасов газа растворенного в нефти месторождения Кожасай», (Протокол ГКЗ РК №2454-22-У от 14.12.2022г), в рамках которого утверждены запасы растворенного в следующих количествах и по категориям:

Растворенный газ:

$B+C_1$ – 255 726 млн.м^3 геологические, в том числе извлекаемые – 20 393,1 млн.м^3;

C_2 – 2 624 млн.м^3 геологические, в том числе извлекаемые – 2 092,6 млн.м^3.

Промышленную нефтеносность месторождения Кожасай составляют продуктивные пласты КТ-II-I и КТ-II-II, объединённые в один объект разработки.

Действующим документом является «Анализ разработки...» 2024 года выполненым Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» (Протокол ЦКРР РК №53/2 от 25.07.2024г) с проектными показателями разработки на 2025-2027гг.

Динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению на 01.01.2024г представлена на рисунку 3.2.9.

За период реализации действующего документа с 2024 по 01.01.2026 гг на месторождении Кожасай были пробурены скважины №К343, К344, К612.

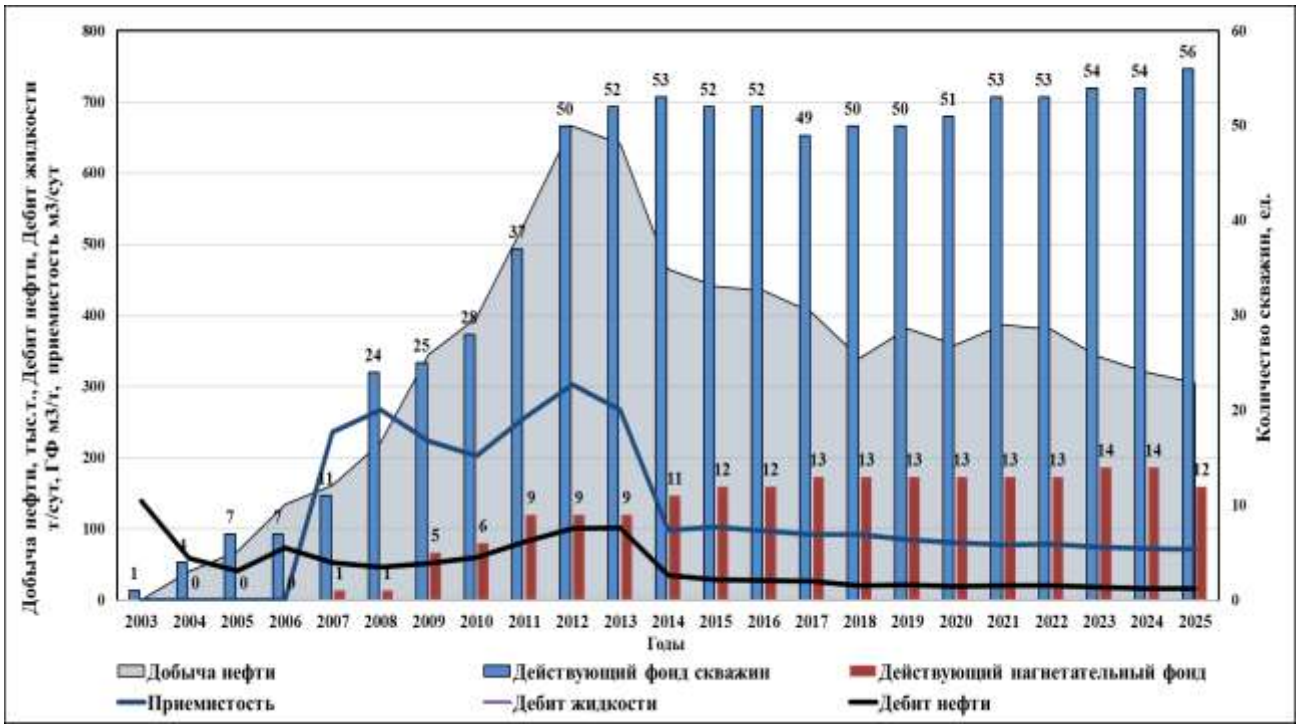


Рисунок 3.2.7 – Технологические показатели разработки месторождения с начала разработки

По состоянию 01.01.2026г с начала разработки отобрано 7770,1 тыс.т нефти, 7890,1 тыс.т жидкости и 6690,1 млн.м^3 растворенного газа. Отобрано 34,6% от начальных извлекаемых запасов, текущий КИН на отметке 0,068 доли ед. при утвержденных 0,196 доли ед.

В 2024г добыча нефти составила 319,9 тыс.т, при действующем фонде добывающих скважин 54 ед. Средний дебит добывающих скважин составил 16,6 т/сут. Добыча жидкости

составила 329,5 тыс.т. Среднегодовая обводненность – 2,9%. Закачка рабочего агента составила 338,4 тыс.м^3, при приемистости – 71,9 т/сут. Добыча газа составила 619,2 млн.м^3, при газовом факторе – 1935,3 м^3/т. Темп отбора от НИЗ и ТИЗ составило 1,4% и 2,1%.

В 2025г добыча нефти составила 305,5 тыс.т, при действующем фонде добывающих скважин 57 ед. Средний дебит добывающих скважин составил 15,9 т/сут. Добыча жидкости составила 320,5 тыс.т. Среднегодовая обводненность – 4,7%. Закачка рабочего агента составила 308,8 тыс.м^3, при приемистости – 75,1 т/сут. Добыча газа составила 581,1 млн.м^3, при газовом факторе – 1902,5 м^3/т. Темп отбора от НИЗ и ТИЗ составило 1,4% и 2,0%.

В 2025г были пробурены скважины К343, К344, К612. Среднесуточный дебит нефти новых скважин составляет 41,8 т/сут, жидкости 49,0 т/сут.

Таблица 3.2.5 – Месторождение Кожасай. Технологические показатели разработки за 2024-2025гг

№№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2024	2025
1	Добыча нефти	тыс.т	319,9	305,5
	в том числе: из новых скважин	тыс.т	0,0	13,2
	из переходящих скважин	тыс.т	319,9	292,2
2	Накопленная добыча нефти	тыс.т	7464,6	7770,1
3	Добыча жидкости	тыс.т	329,5	320,5
	в том числе: из новых скважин	тыс.т	0,0	15,5
	из переходящих скважин	тыс.т	329,5	305,0
4	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	7569,5	7890,1
5	Добыча газа	млн.м³	619,2	581,1
6	Накопленная добыча газа	млн.м³	6109,1	6690,2
7	Текущий газовый фактор	м³/т	1935,3	1902,5
8	Обводненность среднегод. по весу	%	2,9	4,7
9	Фонд добывающих скважин на конец года	ед	54	57
10	Ввод новых добывающих скважин	ед	0	3
11	Фонд действующих скважин на конец года	ед	54	56
12	Выбытие добывающих скважин	ед	1	0
13	Ввод нагнетательных скважин под закачку	ед	-	-
14	Действ. фонд нагн. скв. на конец года	ед	14	12
15	Закачка рабочего агента годовая	тыс.м³	338,4	308,8
	накопленная	тыс.м³	5401,1	5709,8
16	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях текущая	%	54,3	51,4
17	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях накопленная	%	37,4	38,0
18	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти	т/сут	16,6	15,9
19	по жидкости	т/сут	17,1	16,7
20	Среднесуточный дебит новых скважин по нефти	т/сут	0,0	41,8
	по жидкости	т/сут	0,0	49,0
21	Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины	м³/сут	73,1	71,9
23	Темп отбора от НИЗ	%	1,4	1,4
24	Темп отбора от текущих запасов	%	2,1	2,0
25	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	33,3	34,6
26	Текущий КИН	д.ед.	0,065	0,068
27	Коэффициент использования фонда скважин	д.ед.	1,00	0,98
28	Коэффициент эксплуатации добыв. скв.	д.ед.	0,97	0,94
29	Коэффициент эксплуатации нагн. скв.	д.ед.	0,90	0,98

Характеристика закачки воды

В качестве основного метода воздействия эксплуатационных объектов предлагается метод поддержания пластового давления закачкой воды.

Для водообеспечения нагнетательных скважин на месторождении используется в качестве источника вода из водозаборных скважин.

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

Согласно проектным решениям «Анализа разработки...» 2025г разработка месторождения Кожасай предусматривается с организацией системы поддержания пластового давления. Фонд нагнетательных скважин формируется путем перевода из добывающих скважин после отработки на нефть. В качестве рабочего агента для ППД используют воды альб-сеноманских отложений.

Компенсация отборов жидкости закачкой воды была начата в декабре 2007 года после перевода под закачку добывающей скважины К-001, которая расположена в центральной части Ю-З участка.

На отчетную дату с начала организации системы ППД всего под закачку переведены 13 скважин, скважина №К007 в консервации. За 2025 год перевод скважин под закачку не производился. В действующем нагнетательном фонде 12 ед, скважина № 105 находится в бездействии.

На дату отчета, накопленная закачка воды в целом по месторождению составляет 5709,8 тыс. м3, накопленная компенсация оценивается на уровне 38,0%.

Распределение нагнетательных скважин по текущей приемистости приведено на рисунке 3.3.1. Скважины характеризуются текущей приемистостью от 14,1 м3/сут (№К122) до 160,9 м3/сут (№ К054). В среднем среднегодовая приемистость по скважинам составляет 71,9 м3/сут.

Таблица 3.2.6 – Распределение фонда нагнетательных скважин по приемистости по состоянию на 01.01.2026г

Средняя приемистость, м^3/сут	Тип и кол-во скважин			№№ скв.	
	Всего	В	НН	Вертикальные	Наклонно-направленные
<40	1	1	-	К105	-
40-70	5	5	-	К130,К102,К095,К103,К091	
70-90	4	2	2	К001,К054	К141,К139
>90	2	-	2		К131,К024
Итого	12	8	4		

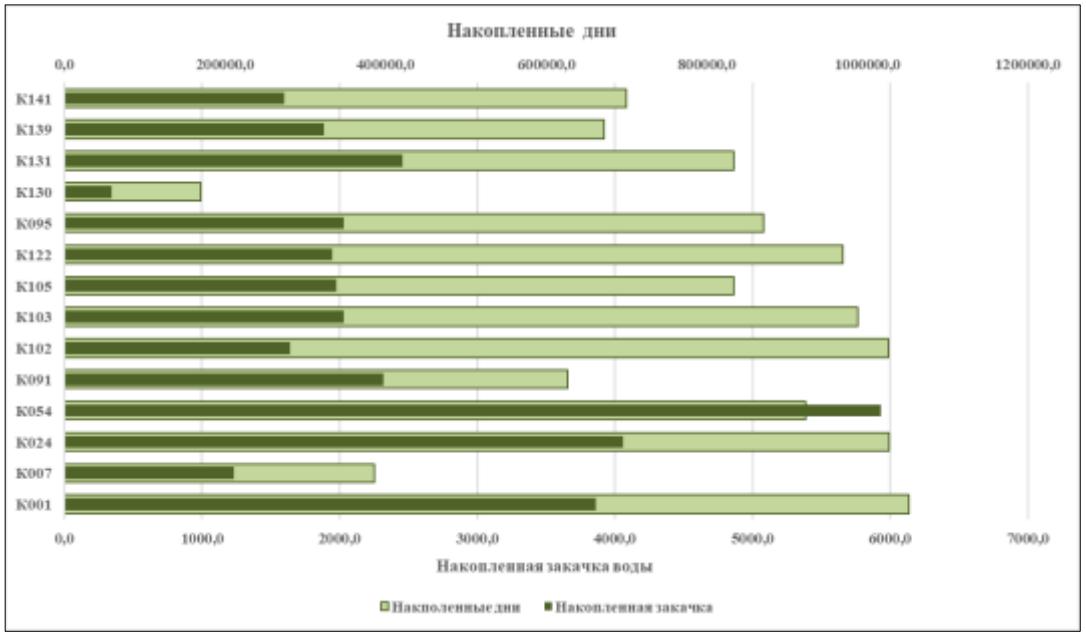


Рисунок 3.2.8 – Накопленное время нагнетания, объемы закачки воды по скважинам на 01.01.2026 г

На рисунке 3.3.1 графически представлены накопленные время нагнетания и объемы закачки воды по скважинам. Суммарное время работы нагнетательных скважин с начала нагнетания составляет 64637,7 суток. Здесь выделяется скважина К054, по которой за сравнительно одинаковое время работы относительно других скважин объемы закачки воды значительно выше, что говорит о высокой приемистости данной скважины. Большие объемы суммарной закачки воды приходятся на скважины К001, К024 и К054, которые относительно длительное время находятся под нагнетанием. Скважины К141,К102,К139, К122,К095,К103 как видно из графика, характеризуются низкими значениями суммарной закачки воды и соответственно приемистости.

За 2024г уровни добычи нефти составил 319,9 тыс. т, объем закачки воды – 338,4 тыс. м^3; текущая компенсация отборов жидкости в пластовых условиях – 54,3%; коэффициенты эксплуатации и использования составили 0,97 и 1,0 д.ед.; средняя приемистость скважин – 73,1 м^3/сут.

За 2025г уровни добычи нефти составил 305,5 тыс. т, объем закачки воды – 308,8 тыс. м^3; текущая компенсация отборов жидкости в пластовых условиях – 51,4%; коэффициенты эксплуатации и использования составили 0,98 и 1,0 д.ед.; средняя приемистость скважин – 71,9 м^3/сут.

За анализируемый период на месторождении проведены исследования по определению профиля приемистости нагнетательных скважин. По результатам исследований в скважинах К091 наблюдается возможное нарушение гемретичности эксплуатационной колонны, в связи с чем рекомендуется провести повторные исследования на герметичность с последующей изоляцией при её выявлении.

Стоит отметить, что в большинстве случаев по результатам исследования наблюдается неравномерное распределение приемистости в интервалах нагнетательных скважин. Данный фактор подтверждает информацию о высокой неоднородности пластов КТ-II-1 и КТ-II-2. Несмотря на снижение приемистости нагнетательных скважин значительного выравнивания профиля приемистости в скважинах не наблюдается. В дальнейшем недропользователю рекомендуется продолжить проведение исследований по определению профиля приемистости, с целью контроля за разработкой и в случае выявления заколонных перетоков, их последующей изоляции.

С начала организации закачки по всем нагнетательным скважинам отмечается постепенное снижение приемистости, рост и стабилизация трубного давления. Также по скважинам отмечается наличие затрубного давления, что может быть вызвано плохой изоляцией межтрубных пакеров, либо нарушением целостности НКТ.

Приемистость нагнетательных скважин, также, как и дебиты скважин по нефти, обусловлена геологическими условиями залегания скважин, ФЕС и степенью зональной и слоистой неоднородностей продуктивного горизонта, а также качеством закачиваемого рабочего агента, временем эксплуатации и технологическими режимами работы скважин.

Основной причиной снижения приемистости нагнетательных скважин, несомненно, является низкая проницаемость коллекторов продуктивного горизонта. Текущее забойное давление нагнетательных скважин составляет 53,1-58,8 МПа.

На месторождении проведено исследование по определению совместимости закачиваемой воды с пластовой. ТОО НИИ Каспиймунайгаз выполнен «Отчет по результатам лабораторных исследований физико-химических показателей вод, их стабильности и совместимости на месторождении Кожасай». В работе были проанализированы на совместимость проб воды из скважины К001 и смеси вод из скважин К-019 и К-105. Исследование совместимости в лабораторных условиях заключается в смешении исходных вод в заданных соотношениях, выдержки определенного времени для реагирования и определении веса выделившегося осадка.

Для исследования совместимости на основе отфильтрованных проб были приготовлены смеси исходных вод в соотношениях 100:0, 90:10, 80:20, 70:30, 60:40, 50:50, 40:60, 30:70, 20:80, 10:90, 0:100, которые затем помещались на встряхиватель - качалку и перемешивались в течение 4-х часов. Образующийся осадок отфильтровывается через доведенный до постоянного веса бумажный фильтр «синяя лента» и высушивается при температуре 110°С. Далее фильтр с осадком взвешивается на аналитических весах и определяется вес осадка.

Проведенные лабораторные работы с реальными смесями показали отсутствие осадка за счет их химической совместимости.

Результаты исследований представленных проб показали, что смешение альбсеноманской воды из скважины К-001 и смеси вод из скважин К-019 и К-105 не привело к осадкообразованию, что обусловлено их химической совместимостью.

Смеси вод стабильны по карбонату кальция. Можно сделать вывод о том, что альбсеноманская вода совместима со смесью вод из скважин К019 и К105 и применима для закачки в пласт. Однако воды не стабильны по сульфату кальция и склонны к гипсообразованию.

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Для проведения анализа, в качестве основы приняты начальные геологические и извлекаемые запасы нефти, состоящих на государственном балансе РК и промысловые данные учета добычи нефти и воды по эксплуатационному объекту по состоянию на 01.01.2026г.

Промышленную нефтеносность месторождения Кожасай составляют продуктивные пласты КТ-II-I и КТ-II-II, объединённые в один объект разработки. Согласно пересчету запасов (ПЗ-2017) нефти начальные балансовые запасы нефти категории $B+C_1$ в пределах контрактной территории составляют 115 046 тыс.т, извлекаемые – 22 433 тыс.т, КИН – 0,195 доли ед.

На месторождении геологическими нарушениями выделено шесть разрабатываемых блоков. Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов по блокам и по категориям $B+C_1$ представлено на рисунке 3.2.4. Основная доля извлекаемых запасов месторождения сконцентрирована в блоке I-2 и составляют 39% или 8620тыс.т. от общих извлекаемых запасов месторождения.

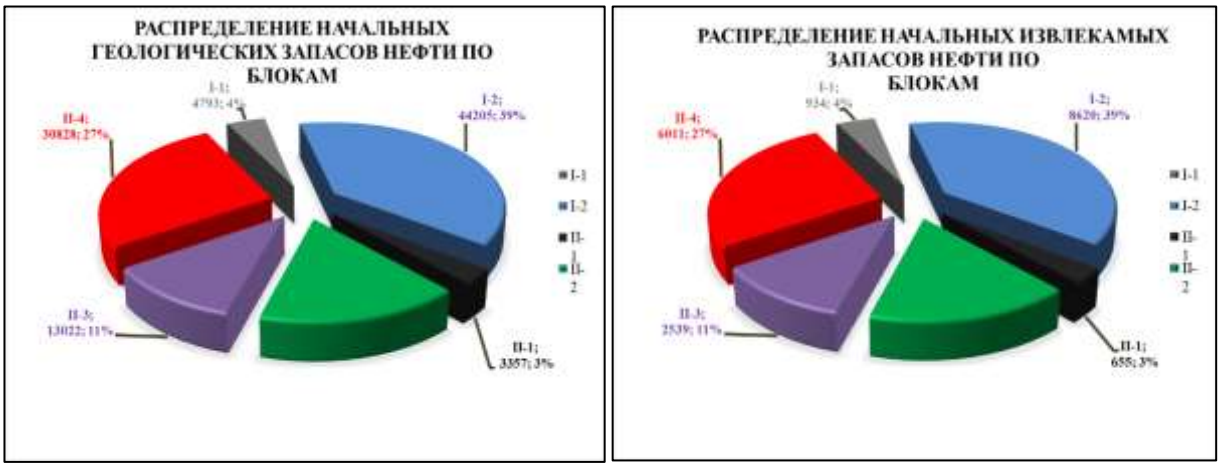


Рисунок 3.2.9 – Распределение балансовых и извлекаемых запасов нефти по блокам

По состоянию на 01.01.2026г накопленная добыча нефти по месторождению составляет 7770,1 тыс.т. В целом с начала разработки отобрано 34,6% от начальных извлекаемых запасов нефти, при обводненности добываемой продукции – 4,7%. В целом по месторождению значение текущего КИН равно 6,8%. Распределение накопленной добычи нефти и достигнутых на дату анализа КИН по блокам и месторождению в целом представлено на рисунке 3.2.4. Основная доля накопленной добычи нефти приходится на блок I (60,3%), по которому текущее значение КИН составляет 11,2%. Блок I-2 является самым разбуренным блоком по отношению к другим блокам.

В рамках ПР-2021г для достижения утвержденного значения КИН по всем блокам было рекомендовано дополнительное бурение добывающих скважин для увеличения охвата залежей разработкой.

Также необходимо дальнейшее разбуривание неохваченных выработкой участков залежи, а также проведение мероприятий по интенсификации добычи нефти.

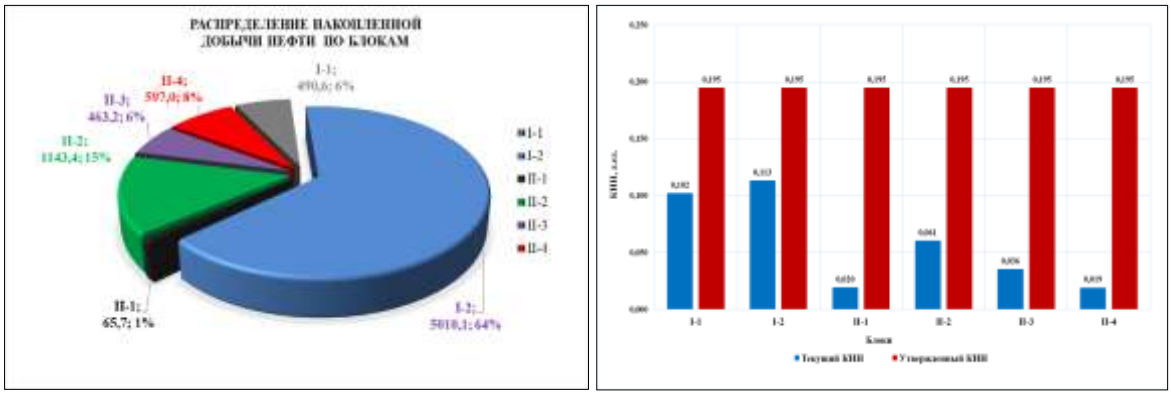


Рисунок 3.2.10 – Распределение накопленной добычи нефти и значений КИН по блокам

Блок I-I

Данный блок содержит 4,2% от начальных запасов месторождения или 934 тыс.т. Накопленная добыча нефти составила 490,6 тыс.т, что составляет 6,3% от накопленной добычи месторождения. Выработанность извлекаемых запасов и темп отбора от НИЗ составляют соответственно 52,5% и 1,5%. На данном блоке расположены 2 добывающие и 1 нагнетательная скважина. Добывающий фонд работает с минимальной обводненностью. Порода коллектора характеризуется как гидрофобная.

Блок I-2

Данный блок содержит 38,4% от НИЗ месторождения. Накопленная добыча нефти составила 8620 тыс.т, что составляет 64,5% от накопленной добычи в целом по месторождению. Выработанность извлекаемых запасов и темп отбора от НИЗ составляют соответственно 58,1% и 2,0%. Основная доля нагнетательных скважин расположена на данном блоке. Добывающий фонд работает с минимальной обводненностью. Порода коллектора характеризуется как гидрофобная.

Блок II-1

На блок II-1 приходится 2,9% от НИЗ месторождения. Накопленная добыча нефти составила 65,7 тыс.т, что составляет менее 0,8% от накопленной добычи в целом по месторождению. Выработанность извлекаемых запасов и темп отбора от НИЗ составляют соответственно 10,0% и 0,7%. На данном блоке работает одна добывающая скважина К-056, которая на дату отчета работает с дебитом нефти 14,5т/сут.

Блок II-2

На блок II-2 приходится 16,4% от НИЗ месторождения. Накопленная добыча нефти составила 1143,4 тыс.т, что составляет 14,7% от накопленной добычи в целом по месторождению. Выработанность извлекаемых запасов и темп отбора от НИЗ составляют соответственно 31,1% и 1,7%. На данном блоке расположены 8 добывающих и 1

нагнетательная скважина.

Блок II-3

На данный блок приходится 11,3% от НИЗ месторождения. Накопленная добыча нефти составляет 463,2 тыс.т, при этом выработанность и темп обора от НИЗ составили соответственно 18,2% и 0,9%. На блоке расположена 4 добывающих скважин. На данном блоке система ППД не реализована. В рамках ДПР-2026г предусмотрено дополнительное разбуривание блока и работы по организации системы поддержания пластового давления путем закачки воды.

Блок II-4

Данный блок содержит 26,8% извлекаемых запасов месторождения. Накопленная добыча нефти составляет 597,0 тыс.т, при этом выработанность запасов составляет 9,9%, темп отбора от НИЗ 0,5%. Добывающие скважины блока расположены в основном в северной части близ блоков II-1 и II-2, за исключением одной скважины К086, которая располагается в западной части близ блока I-2.

Основные показатели выработки запасов нефти месторождения Кожасай представлены в таблице 3.2.6.

Таблица 3.2.7 – Основные показатели выработки запасов нефти месторождения Кожасай

Показатели	Блоки						Месторождение
	I-1	I-2	II-1	II-2	II-3	II-4	
Балансовые запасы нефти по В+С1, тыс.т	4793	44205	3357	18841	13022	30828	115046
Извлекаемые запасы нефти по В+С1, тыс.т	934	8620	655	3674	2539	6011	22433
Утвержденный КИН, %	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
Добыча нефти за 2025г, тыс.т	14,1	169,9	4,7	61,0	24,1	31,7	305,5
Накопленная добыча нефти, тыс.т	490,6	5010,1	65,7	1143,4	463,2	597,0	7770,1
Накопленная добыча газа	550,9	4455,7	21,8	794,9	583,7	283,3	6690,2
Текущий КИН, %	10,2	11,3	2,0	6,1	3,56	1,9	6,8
Темп отбора от НИЗ, %	1,5	2,0	0,7	1,7	0,9	0,5	1,4
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3,1	4,5	0,8	2,4	1,1	0,6	2,0
Текущая добыча жидкости, тыс.т/год	14,1	180,4	5,2	61,1	25,1	34,5	320,5
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	493,2	5102,3	72,9	1148,8	465,8	607,0	7890,1
Текущая обводненность, %	0,22	5,85	10,53	0,19	4,00	8,17	4,70
Текущая закачка воды, тыс. м3/год	0,0	292,1	0,0	16,7	0,0	0,0	308,8
Накопленная закачка воды, тыс. м3	211,6	5096,9	0,0	401,3	0,0	0	5709,8
Отбор от НИЗ,%	52,5	58,1	10,0	31,1	18,2	9,9	34,6
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	443,4	3609,9	589,3	2530,6	2075,8	5414,0	14662,9
Действ. фонд добывающих скважин на конец года, ед	2	34	1	8	4	7	56

Остаточные запасы нефти на 1 действующую добывающую скважину, тыс.т	221,7	106,2	589,3	316,3	519,0	773,4	261,8
Действ. фонд нагн. скважин	0	11	0	1	0	0	12
Средний дебит по нефти, т/сут	19,3	14,5	13,6	20,9	17,5	14,8	15,9
Средний дебит по жидкости, т/сут	19,4	15,4	15,2	20,9	18,2	16,1	16,7
Средняя приемистость, м3/сут		74,3		46,0			71,9
Текущая компенсация, %	0,0	111,9	0,0	17,8	0,0	0,0	65,8
Компенсация отбора с начала разработки, %	28,1	66,2	0,0	22,8	0,0	0,0	47,8

На рисунке 3.2.12 представлено распределение начальных извлекаемых запасов по выделенным блокам и по пластам КТ-II-1, КТ-II-2 месторождения Кожасай.

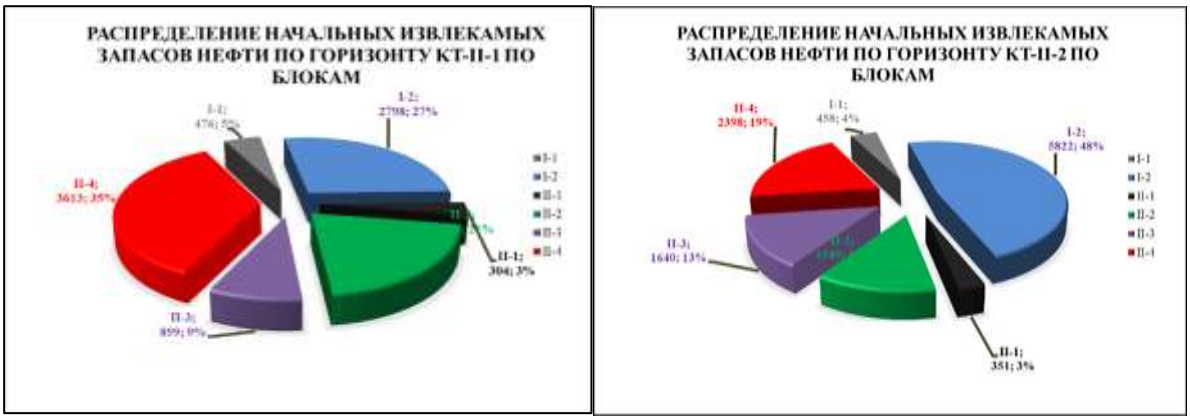


Рисунок 3.2.11 – Распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по пластам блокам

Большая часть начальных геологических и извлекаемых запасов нефти промышленной категории приходится на блок I-2. В таблице 3.2.7 представлены запасы по категории B+C1 в пределах контрактной территории по пластам.

Таблица 3.2.8 – Запасы нефти объекта КТ-II

Наименование	Пласты объекта КТ-II	
	КТ II-1	КТ II-2
Начальные балансовые запасы нефти (утв., кат. B+C_1), тыс.т	52388	62658
Начальные балансовые запасы нефти (утв., кат. C_2), тыс.т	10462	1405
Извлекаемые запасы нефти (утв., кат. B+C_1), тыс.т	10215	12218
Извлекаемые запасы нефти, тыс.т (утв., кат. C_2.)	1528	205
Коэффициент извлечения нефти (утв.), доли ед.	0,196	0,196

В целом по месторождению КИН достиг значения 0,068 доли ед. при утвержденном 0,195 доли ед. Ввиду сложного геологического строения месторождения и карбонатным типом коллектора, снижения пластового давления и слабого влияния системы ППД, запасы месторождения являются трудно извлекаемыми.

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

До 2000 года месторождение находилось в консервации, а с 2000г недропользователем является ТОО «Казахойл Актобе», имеющее лицензию на право пользование недрами в РК серии ГКИ №1009 (нефть) от 19.10.1998г.

В 2021г был выполнен «Проект разработки месторождения Кожасай» (Протокол ЦКР РК №18\8 от 14.10.2021г) с утвержденными показателями на 2021-2024гг.

Действующим документом является «Анализ разработки месторождения Кожасай», утвержденным ЦКР Республики Казахстан (Протокол ЦКРР РК №53/2 от 25.07.2024г) на 2025-2027гг. В данном АР-2024г был утвержден 3 вариант разработки с поэтапной ликвидации скважин на территории Кокжиде.

Промышленную нефтеносность месторождения Кожасай составляют продуктивные пласты КТ-II-I и КТ-II-II, объединённые в один объект разработки.

Динамика основных технологических показателей разработки месторождения Кожасай за анализируемый период (2024-01.01.2026гг) приведена в таблице 3.1.5.

По состоянию на 01.01.2026 г. на балансе предприятия числятся 86 скважин, из них добывающие – 57, нагнетательные – 13, в консервации - 1.

За 2024г по месторождению добыто 319,9 тыс.т нефти; 329,5 тыс.т жидкости; 619,2 млн.м^3 газа, соотвественно при проектном 375,6 тыс.т нефти; 393,0 тыс.т жидкости; 620,7 млн.м^3 газа.

Отклонение от проектного уровня добычи нефти составляет -17,4%. Не выполнение плана связано с отменой бурения трех эксплуатационных скважин (К344, К050, К304), предусмотренных документом ПР-2021 на 2024 год. Основной причиной является изменение стратегии освоения в обновленном отчете АР-2024 (по состоянию на 01.01.2024 г.). В связи с особым статусом территории Кокжиде и необходимостью защиты подземных вод, был утвержден 3-й вариант разработки, предполагающий поэтапную ликвидацию скважин на территории Кокжиде. Из-за этих ограничений бурение скважин К304 и К050 было отменено, а по скважине К344 произведено перераспределение и изменение планов в рамках новой стратегии недропользования на данном участке.

Фактически среднегодовой дебит нефти составляет 16,6 т/сут, при проектном значении 21,6 т/сут. Газовый фактор составляет 1935,3 м3/т, при проектном 1652,6 м3/т.

Темп отбора от НИЗ и ТИЗ составляют 1,4 и 2,1% соответственно, при проектных значениях 1,7 и 2,4%.

Закачка составляет 338,4 тыс.м3, при проектном 373,2 тыс.м3. Среднесуточная приемистость составляет 73,1 м3/сут, при проектном 63,1 м3/сут.

Выработка запасов составила 33,3%, при проектном значении 33,4%. Текущий КИН составил 0,065 доли ед., что соответствует проектному значению.

Фонд добывающих и нагнетательных скважин и составляет 54 ед и 14 ед., при проектном значении 51 ед. и 17 ед.

За 2025г по месторождению добыто 305,5 тыс.т нефти; 320,5 тыс.т жидкости; 581,1 млн.м3 газа, соотвественно при проектном 311,8 тыс.т нефти; 331,0 тыс.т жидкости; 596,3 млн.м3 газа.

Фактически среднегодовой дебит нефти составляет 15,9 т/сут, при проектном значении 18,4 т/сут. Газовый фактор составляет 1902,5 м3/т, при проектном 1912,4м3/т. Темп отбора от НИЗ и ТИЗ составляют 1,4 и 2,1% соответственно, при проектных значениях 1,4 и 2,0%.

Закачка составляет 308,8 тыс.м3, при проектном 278,6 тыс.м3. Среднесуточная приемистость составляет 71,9 м3/сут, при проектном 80,8 м3/сут.

Выработка запасов составила 34,6%, при проектном значении 34,7%. Текущий КИН составил 0,068, что соответствует проектному значению.

Фонд добывающих и нагнетательных скважин и составляет 57 ед и 13 ед., при проектном значении 49 ед. и 9 ед.

В утвержденном АР-2024 на 2025г было заложено бурение трех добывающих скважин №К343, К344, К612.

Скважина №344 велась в эксплуатацию в июле 2025г, текущий дебит нефти составляет 35,7 т/сут.

Скважина №К343 велась в эксплуатацию в сентябре 2025г, текущий дебит нефти составляет 23,2 т/сут.

Скважина №К612 велась в эксплуатацию в октябре 2025г, текущий дебит нефти составляет 40,9 т/сут.

Мероприятия по ликвидации 10 эксплуатационных скважин на месторождении Кокжиде (согласно АР-2024 на 2025 г.) были пересмотрены на основании итогового отчета института КазНИТУ. В ходе научно-исследовательской работы по теме "Геоэкологические и гидрогеологические исследования..." было установлено отсутствие загрязнения подземных вод нефтепродуктами. Согласно выводам экспертов, многолетняя деятельность нефтедобывающих компаний не оказала негативного влияния на качественные характеристики питьевых вод песчаного массива. Данное заключение подтверждает экологическую безопасность эксплуатации фонда и возможность продолжения буровых работ на указанной территории.

С 2024-2025гг наблюдается уменьшение добычи нефти с 319,0 тыс.т до 305,5 тыс.т по причине снижение дебита нефти с 16,6 т/сут до 15,9 т/сут. Также одной из причин невыполнения плана стало отклонение фактических показателей по новым скважинам (13,2 тыс. т при плане 22,6 тыс. т). Данное отставание вызвано смещением сроков ввода объектов в эксплуатацию на конец года и более низким дебитом по сравнению с проектными значениями.

В целом по месторождению за 2025 год отклонений по добыче нефти не наблюдается. При этом фактически наблюдается тенденция снижения дебитов нефти текущих добывающих скважин в связи со снижением пластового и забойного давления ниже давления насыщения, приводящим к увеличению газового фактора. Одним из ключевых факторов снижения дебитов нефти является прорыв газа из газовой шапки. В связи с чем, начиная с 2025г осуществлялась остановка скважин по причине технического ограничения газа и проведения мероприятии по газоизоляций, приводящая к снижению коэффициента эксплуатации.

Таблица 3.2.9 – Сравнение основных проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению

Показатели	Ед. изм.	2024г		2025г	
		проект ПР-2021	**факт**	**проект** АР-2024	**факт**
Добыча нефти	тыс.т	375,6	319,9	311,8	305,5
Накопленная добыча нефти	тыс.т	7574,5	7464,6	7786,5	7770,1
Добыча жидкости	тыс.т	393,0	329,5	331,0	320,5
Накопленная добыча жидкости	тыс.т	7681,2	7569,5	7916,3	7890,1
Добыча газа	млн.м³	620,7	619,2	596,3	581,1
Накопленная добыча газа	млн.м³	5976,2	6109,1	6698,7	6690,2
Текущий газовый фактор	м³/т	1652,6	1935,3	1912,4	1902,5
Обводненность среднегод. по весу	%	4,4	2,9	5,8	4,7
Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	51	54	49	57
Ввод новых добывающих скважин	ед.	3	0	3	3
Фонд действующих скважин на конец года	ед.	51	54	49	56
Выбытие добывающих скважин	ед.	1	1	8	0
в том числе под закачку	ед.		1		0
Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед.	17	14	9	13
Ввод нагнетательных скважин под закачку	ед.	0	-	0	-
Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	2	0
Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	17	14	9	12
Закачка рабочего агента годовая	тыс.м³	372,2	338,4	278,6	308,8
накопленная	тыс.м³	5324,1	5401,1	5679,3	5709,8
Компенсация отборов жидкости	%	54,0	54,3	45,0	51,4
накопленная	%	39,2	37,4	37,5	38,0
Среднесуточный дебит скважины по нефти	т/сут	21,6	16,6	18,4	15,9
по жидкости	т/сут	22,7	17,1	19,6	16,7
Среднесуточный дебит новых скважин по нефти	т/сут	0,0	0,0	46,0	41,8
по жидкости	т/сут	0,0	0,0	46,0	49,0
Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины	м³/сут	63,1	73,1	80,8	71,9
Темп отбора от НИЗ	%	1,7	1,4	1,4	1,4
Темп отбора от текущих запасов	%	2,4	2,1	2,1	2,0
Отбор от НИЗ	%	33,4	33,3	34,7	34,6
Текущий КИН	д.ед.	0,065	0,065	0,068	0,068
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	д.ед.	0,95	0,97	0,95	0,94
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв.	д.ед.	0,95	0,90	0,95	0,98

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

Добавить модель

Этап создания цифровых фильтрационных моделей выполняется после этапа построения геологической модели и проведения необходимого анализа геолого-промысловой информации и данных геофизического контроля об объектах разработки.

Все расчеты по фильтрационным моделям выполняются с использованием программного обеспечения тНавигатор, загружались данные о конструкции скважин, месячные замеры дебитов нефти, газа и воды, режимы работы скважин, замеры забойных давлений в виде стандартных исторических файлов с начала разработки, а также данные о перфорациях.

Апскейлинг гидродинамического грида

Обновление гидродинамической модели месторождения Кожасай выполнено по состоянию на 01.01.2026г.

Геологическая модель была укрупнена для проведения гидродинамических расчетов. При выборе геометрических параметров модели и фактического содержания трехмерных массивов данных были учтены особенности геологического строения пластов и предполагаемые методы воздействия на пласт в планируемых вариантах разработки.

С целью уменьшения количества расчетных ячеек было выполнено послойное масштабирование модели, при этом сохранились и количественные характеристики ФЕС, и объем запасов в пределах моделируемого участка. Размерность сетки по латерали осталась прежней 75×75 м, укрупнение проведено за счет уменьшения количества вертикальных слоев. В итоге средний размер ячеек по вертикали составил 2.9 м (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**.1). Общее число ячеек по гидродинамической модели – 6308157.

Таблица 3.3.1 – Сопоставление размерности 3Д сеток

Модель	x	y	z	i	j	k
Геологическая	75	75	0.46	109	303	1254
Гидродинамическая	75	75	2.9	109	303	191

Ремасштабирование свойств проведено с учетом статистических данных (рис 4.2.1). С целью сохранения неоднородности ФЕС модели ремасштабируемые свойства матричной среды усреднялись в укрупненную сетку с учетом взвешивания по кубу коллектора. При сопоставлении геологостатистических разрезов ГМ и ГДМ наблюдается высокая сходимость в интервалах осреднения (рисунок 4.2.2). Свойства трещиноватой составляющей ремасштабировались напрямую из модели трещин.

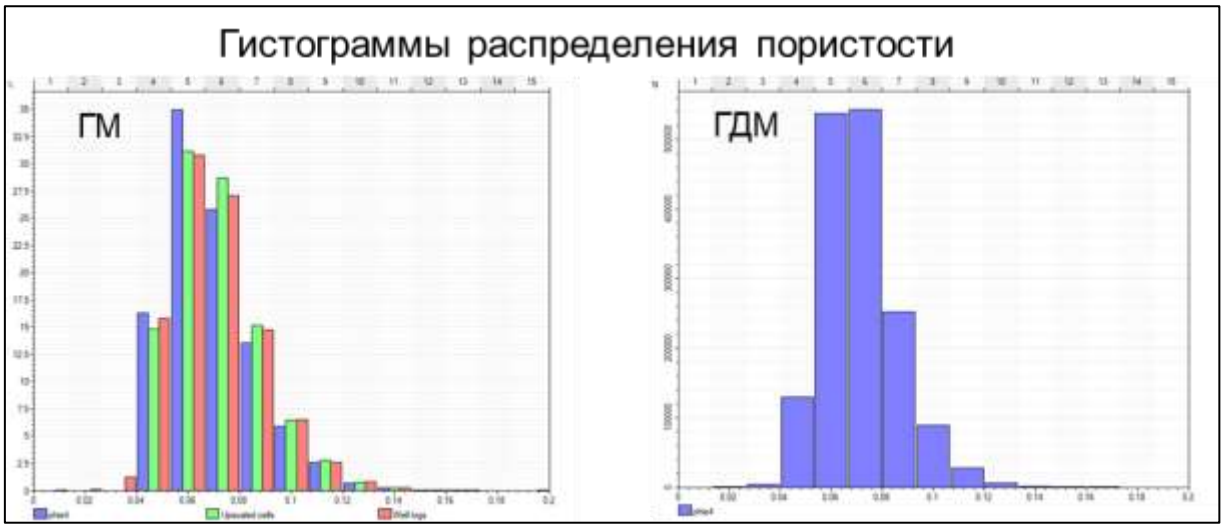


Рисунок 3.3.1 – Сопоставление гистограмм распределения пористости в ГМ и ГДМ

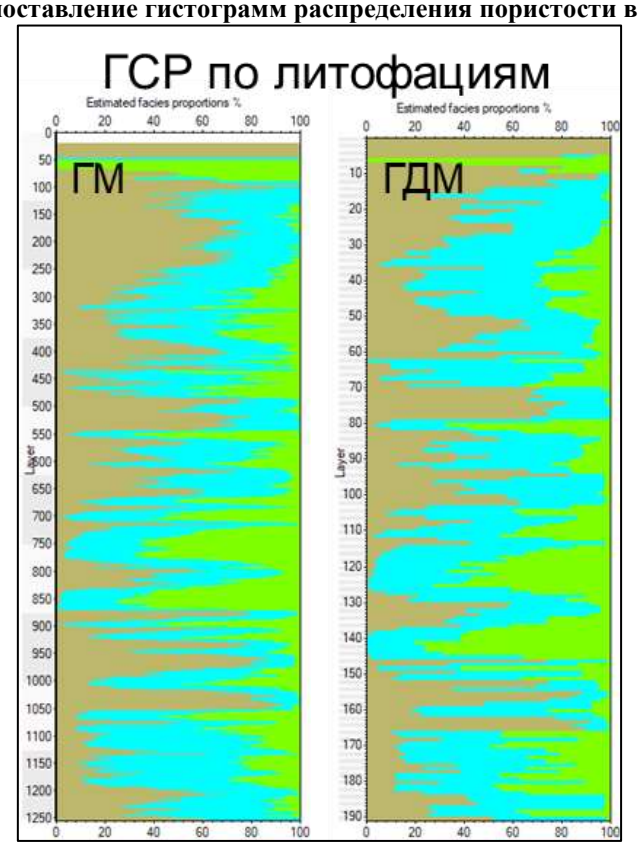


Рисунок 3.3.2 – Сопоставление ГСР моделей

После ремасштабирования и проверки качества осреднения по статистическим данным, были сопоставлены запасы нефти и подсчетные параметры, суммарное расхождение составило 0,1%, что свидетельствует о качественном переходе с геологической сетки.

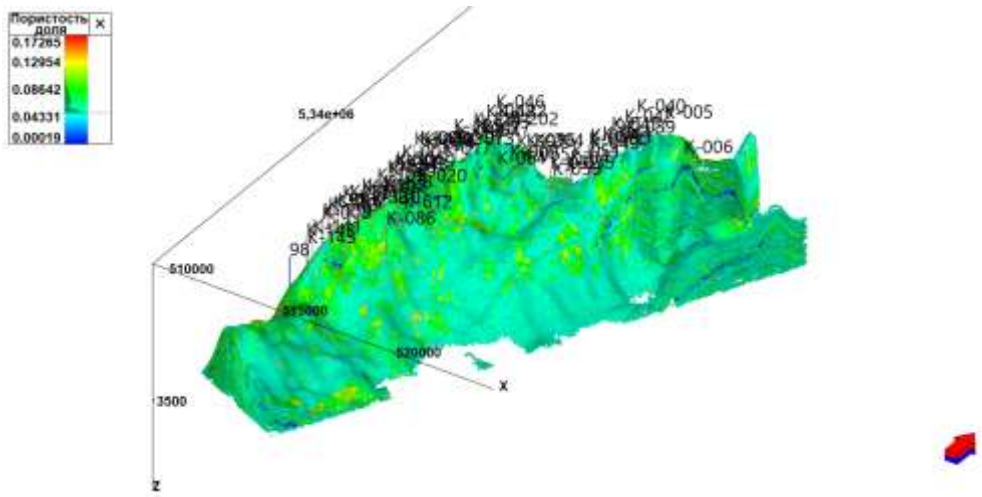


Рисунок 3.3.3 – Куб пористости

Таблица 3.3.2 – Сопоставление подсчетных параметров ГМ и ГДМ

Модель	Эффективный объем продуктивных пород, тыс. м3	Эффективный поровый объем продуктивных пород, тыс. м3	Эффективный поровый нефтенасыщенный объем, тыс. м3	Начальные геологические запасы, тыс.т
Геологическая модель	19263104	5279985	270589	139740
ПЗ-2017	16056271	4466620,8	250752	129635
Гидродинамическая модель	19262762	5303466	270853	139876
Разница ГДМ / ГМ, %	0%	0%	0%	0%
Разница ГДМ / ПЗ, %	20%	19%	8%	8%

Все расчеты по фильтрационным моделям выполняются с использованием программного комплекса тНавигатор. Для перехода к расчетам фильтрационной модели в Petrel Reservoir Engineering были созданы модели свойств, включая модель PVT-свойств, относительных проницаемостей и инициализация модели.

Физико-химические свойства флюидов

На момент утверждения отчета «ПР-2021г» свойства пластовой нефти месторождения Кожасай были представлены результатами исследования 120 проб нефти. Компонентный состав газа газовой шапки был представлен на основе одной пробой из скважины №91. После утверждения отчета на месторождении была отобрана одна новая глубинная проба по скв. К-306. Исследования пробы проведены в лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». По результатам исследования по новой пробе были замерены отличающиеся параметры пластовой нефти по сравнению с ранее отобранными пробами. В частности, по пробе по результатам стандартной сепарации было замерено низкое значение газосодержание и связанного с ним давление насыщения по сравнению ранее отобранными представительными пробами. Причина таких отличии параметров по пробе скорее всего, связано с низкими термобарическими условиями по скважине.

В целом на дату текущего отчета свойства пластовой нефти в целом по толще КТ-II исследованы на основе 121 проб (98 глубинных и 23 рекомбинированных). Из них 84 проб пластового флюида по 1-му блоку и 37 проб по второму блоку.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях исследованы по 95 пробам. Из них после «ПР-2021г» исследована 1 новая проба.

Отбор проб выполнялся в пробоотборники ПГПр, ПГ-1000, ПГ-3-40, ВПП-300. Лабораторные исследования пластового флюида проводились в лабораториях Атырауского филиаола ТОО "КМГ Инжиниринг", Гипровостокнефть, НИПИнефтегаз. Эксперименты проводились на установке Fluid Eval, Chandler Engineering.

Начальные термобарические условия были приняты по данным опробования скважин. Были приняты термический и барический коэффициенты которые составили 2°С и 0,726 на 100 м соответственно.

Результаты исследования всех проб пластовой нефти толщи КТ-II представлены в табличном приложении П.4.3.1.1. Диапазоны изменения и среднее значения параметров пластовой нефти по пробам представлены в таблице 4.3.1.1.

Таблица 3.3.3 – Сопоставление подсчетных параметров ГМ и ГДМ

Наименование	КТ-II							
	Блок I-1							
	На дату проектирования				На дату анализа			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее
	скв	проб			скв	проб		
Давление насыщения газом, МПа	34	53	19,5-29,5	24,20	34	53	19,5-29,5	24,20
Газосодержание, $м^3/т$	34	53	164-327,5	259,0	34	53	164-327,5	259,0
Плотность пластовой нефти при температуре исследования., $кг/м^3$	34	53	579,5-733,1	666,2	34	53	579,5-733,1	666,2
Вязкость пластовой нефти при температуре исследования, мПа*с	34	49	0,15-1,00	0,46	34	49	0,15-1,00	0,46
Объемный коэффициент нефти при стандартной сепарации	34	53	1,390-1,776	1,596	34	53	1,390-1,776	1,596
Температура исследования проб, ºС	34	53	64,2-83,0	72,5	34	53	64,2-83,0	72,5

продолжение таблица 3.3.3

Наименование	КТ-II							
	Блок II-2							
	На дату проектирования				На дату анализа			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее
	скв	проб			скв	проб		
Давление насыщения газом, МПа	14	20	20,1-27,2	23,5	14	20	20,1-27,2	23,5
Газосодержание, $м^3/т$	14	20	169,4-309,4	250,2	14	20	169,4-309,4	250,2
Плотность пластовой нефти при температуре исследования., $кг/м^3$	14	20	621,7-734,7	678,3	14	20	621,7-734,7	678,3
Вязкость пластовой нефти при температуре исследования, мПа*с	14	20	0,31-0,75	0,50	14	20	0,31-0,75	0,50
Объемный коэффициент нефти при стандартной сепарации	14	20	1,330-1,660	1,565	14	20	1,330-1,660	1,565
Температура исследования проб, ºС	14	20	67,0-75,3	72,0	14	20	67,0-75,3	72,0

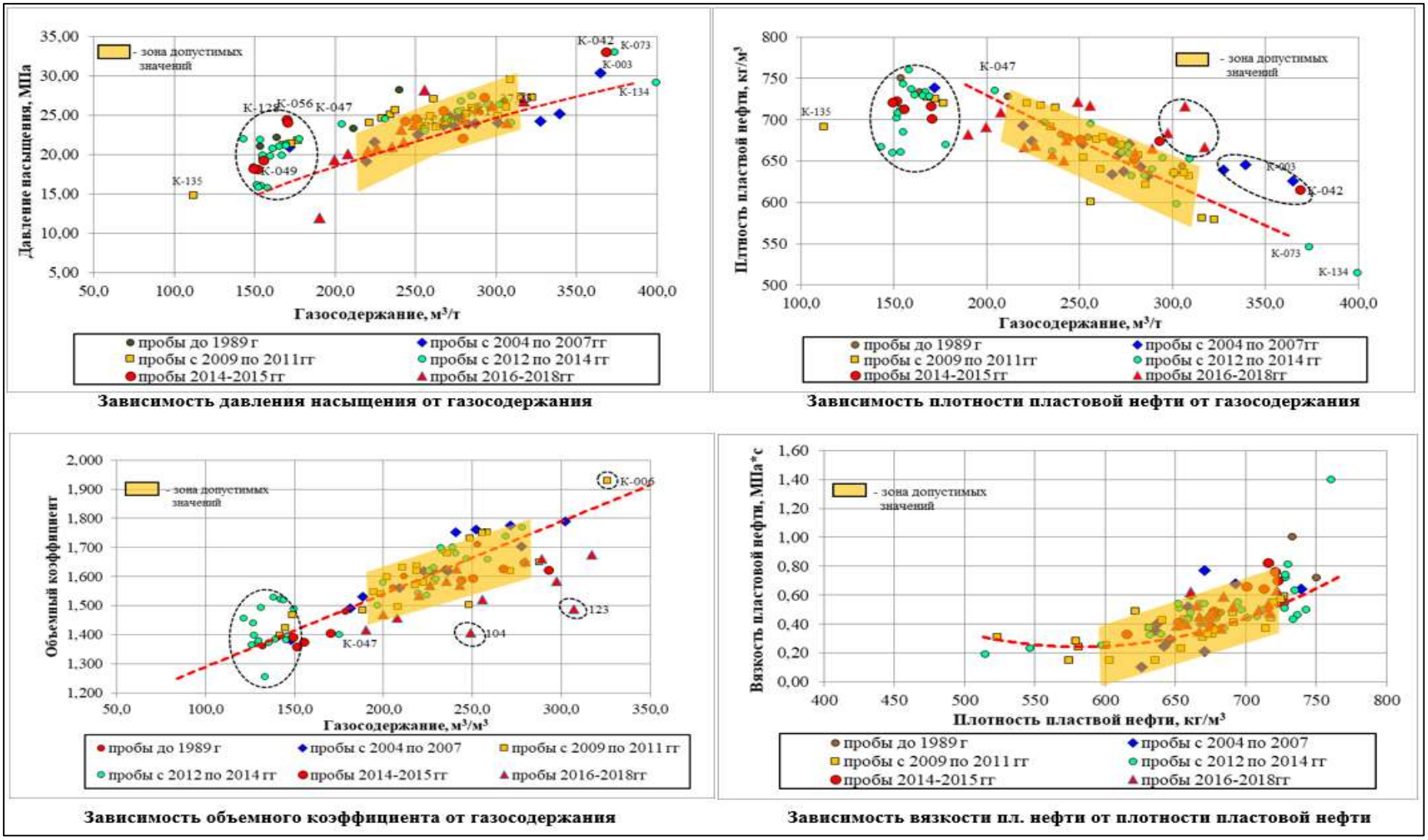


Рисунок 3.3.4 – Анализ зависимости флюидальной модели

На основе данных PVT проб прошедших валидацию был произведен анализа изменения компонентного состава и свойств нефти по глубине погружения в следствии механизмов гравитационной сегрегации (рис 3.4). По результатам анализа установлено изменение C7+ в диапозоне от 24 до 30 моль %, C1 от 45 до 50 моль %, ГФ от 190 до 250 м3/м3, давление насыщение от 230 до 260 м3/м3 в диапозоне глубин 3200 до 3400 м. Так же отмечается увеличение моль % C1 и соответственно ГФ в более поздних образцах. Так же был произведен анализ вариации композиционного состава и свойств по площади месторождения, отличия в параметрах пластовой нефти между блоками не наблюдаются.

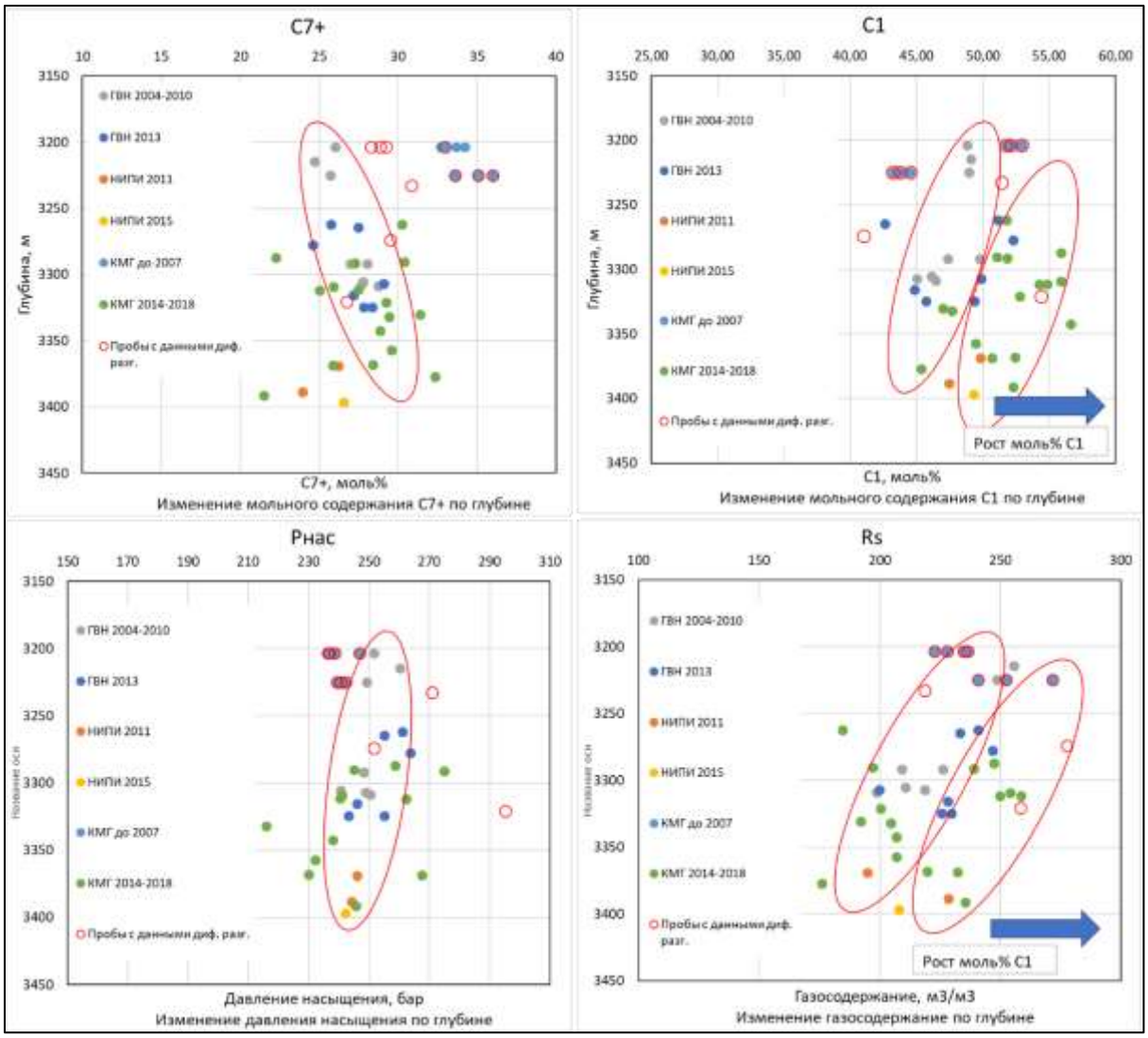


Рисунок 3.3.5 – Анализ зависимости компонентного состава флюидальной модели

Для создания PVT модели флюида в программном продукте PVTi выбраны пробы с композиционным составом соответствующий начальному состоянию верхней части пласта, средней части пласта и кондиционная проба с полным набором PVT исследований (Рис. 4.3.1.3).

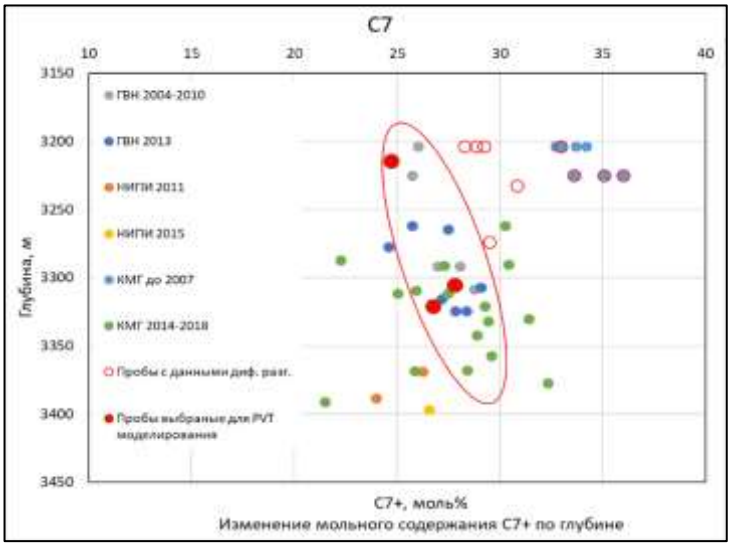


Рисунок 3.3.6 – Расположение выбраных проб по глубине

В первоначальной гидродинамической модели месторождения Кожасай модель флюида была построена в модуле “черная нефть”. В 2020г. результаты лабораторных анализов были пересмотрены, в целях усовершенствования гидродинамической модели.

На основе пересмотренного пластового флюида был выполнен переход гидродинамической модели от модели черной нефти в композиционную с двумя PVT регионами. Переход был произведен без потерь в качестве адаптации к историческим показателям. Ниже таблица свойств (табл. 4.3.1.3) и графики компонентного содержания для дальнейшего использования в гидродинамической модели (рис 4.3.1.4 и 4.3.1.5).

Таблица 3.3.4 – Физико-химические свойства компонентного состава пластового флюида

Компонент	Критическая температура, К	Критическое давление, Бара	Критический объём, м3/кг-моль	Ацентрический фактор	Молекулярная масса, кг/кг-моль	Критический Z-фактор
H2S	373,2	89,3686	0,0984942980953937	0,1	34,08	0,28368
N2+C1	188,358	45,5819	0,0986737816658981	0,00911	16,2851	0,2872
CO2+C2+C	338,728	46,6955	0,173975205373534	0,13193	36,6577	0,28846
IC4-C6	461,76	33,8639	0,307940472731186	0,23823	69,5564	0,27162
C7-C15	570,987	25,7929	0,637738215211748	0,61432	139,9888	0,34649
V16-C27	674,675	18,3873	1,23670086630253	0,95927	282,6147	0,40538
C28-C80	888,499	11,14	2,60131898170592	1,26682	527,6257	0,39228

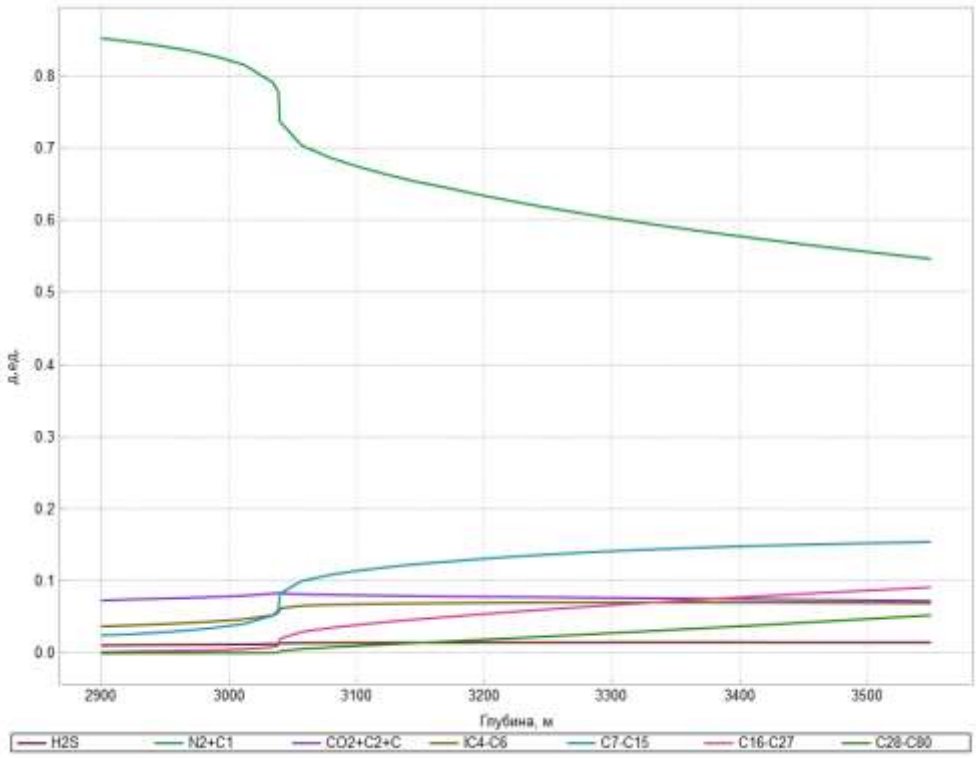


Рисунок 3.3.7 – Компонентное содержание по глубине

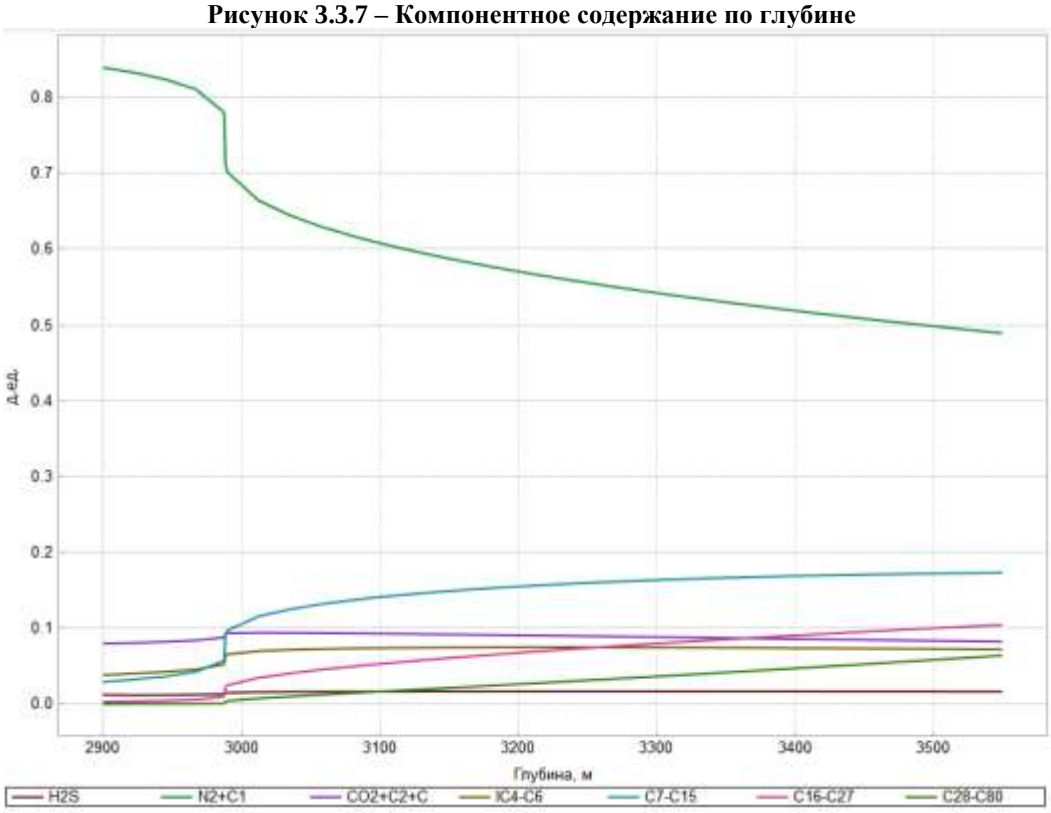


Рисунок 3.3.8 – Компонентное содержание по глубине

Фильтрационно-емкостные свойства коллектора

Для построения в симуляционной модели кривых ОФП и капиллярного давления (SCAL), были собраны все имеющиеся данные по спец. исследованиям керна. Исследования керна проводились на 28 скважинах (П-2; П-3; 62, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 91, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 104, 106, К-001, К-002, К-003, К-004, К-007).

Исследования по определению ОФП для нефти и воды проводились лишь по двум скважинам К-001 и К-002 (таблица 4.3.2.1 и 4.3.2.2). На рисунке ниже (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**2.1) представлена модель ОФП по скважине К-001, по образцу керна №2808, отобранной с глубины 3238,39м, пористостью 12,5% и газопроницаемостью 1,63мД.

Таблица 3.3.5 – Результаты экспериментов по скважине К-002

№ п/п	Наименование образца	Глубина отбора образца, м	Сухой вес образца, г	Объем цилиндрического образца, см3	Длина образца, см	Диаметр образца, см	Объем зерна образца, см3	Объем пор, см3	Пористость, %	Объёмная плотность породы, г/см3	Минералогическая плотность породы, г/см3	Проницаемость по газу, мД
1	020902010C03H	3346.47	128.00	52.06	4.66	3.77	47.53	4.54	8.7	2.46	2.69	0.640
2	020902019C02H	3355.28	128.80	52.02	4.67	3.77	47.81	4.22	8.1	2.48	2.69	0.820
3	020902020C02H	3356.86	124.30	52.01	4.66	3.77	46.08	5.93	11.4	2.39	2.70	1.150
4	020902023C04H	3367.90	124.90	51.94	4.66	3.77	46.35	5.58	10.8	2.41	2.70	1.790
5	020902025C04H	3369.60	128.20	51.85	4.65	3.77	47.49	4.36	8.4	2.47	2.70	0.900
6	020902030C01H	3380.14	127.40	51.86	4.65	3.77	47.18	4.67	9.0	2.46	2.70	1.000
7	020902030C05H	3380.87	127.30	51.75	4.64	3.77	47.16	4.59	8.9	2.46	2.70	0.980
8	020902033C03H	3383.70	127.10	52.10	4.67	3.77	47.09	5.01	9.6	2.44	2.70	1.240
9	020902037C01H	3538.80	127.00	51.99	4.66	3.77	47.08	4.91	9.4	2.44	2.70	0.650
10	020902037C05H	3539.55	124.90	51.97	4.66	3.77	46.26	5.72	11.0	2.40	2.70	1.320

Таблица 3.3.6 – Результаты экспериментов по скважине К-001

№ режима эксперимента	Доля воды во входном потоке, %	Доля нефти во входном потоке, %	Насыщенность водой, %	Насыщенность нефтью, %	Фазовая проницаемость по воде, мД	Относительная проницаемость по воде	Фазовая проницаемость по нефти, мД	Относительная проницаемость по нефти
1	0	100	27.0	73.0	0.000	0.000	0.029	1.000
2	0	100	32.1	67.9	0.000	0.000	0.018	0.631
3	20	80	44.3	55.7	0.003	0.111	0.004	0.146
4	40	60	50.0	50.0	0.005	0.181	0.003	0.089
5	60	40	55.3	44.7	0.008	0.265	0.002	0.058
6	80	20	59.4	40.6	0.011	0.369	0.001	0.030
7	100	0	63.6	36.4	0.014	0.490	0.000	0.000
8	100	0	65.0	35.0	0.016	0.561	0.000	0.000

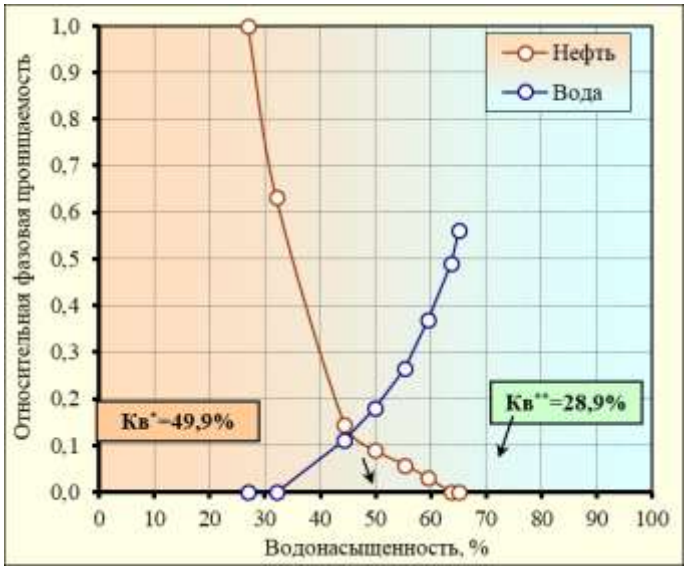


Рисунок 3.3.9 – Определение ОФП по скважине К-001, образец 2808

По данным ПЗ-2007г Определение остаточной водонасыщенности и кривых капиллярного давления проводились по 30 образцам из двух скважин.

Для 27 образцов из скважины К-001 выполнено определение остаточной водонасыщенности и кривых капиллярного давления методом центрифугирования для системы “газ, вытесняющий воду” при Ркмах=2МПа, а также методом полупроницаемой мембраны были определены кривые капиллярного давления при Ркмах = 0,4МПа на 3 образцах из скважины №88.

Полученные данные по достигнутой водонасыщенности, принятой за остаточную, представлены на рисунке ниже (рис 4.3.2.2). Средний угол смачиваемости по гидрофильной и гидрофобной части приведены в таблице ниже (4.3.2.3). По результатам смачиваемости по Амотт все исследованные образцы характеризуются как гидрофильной

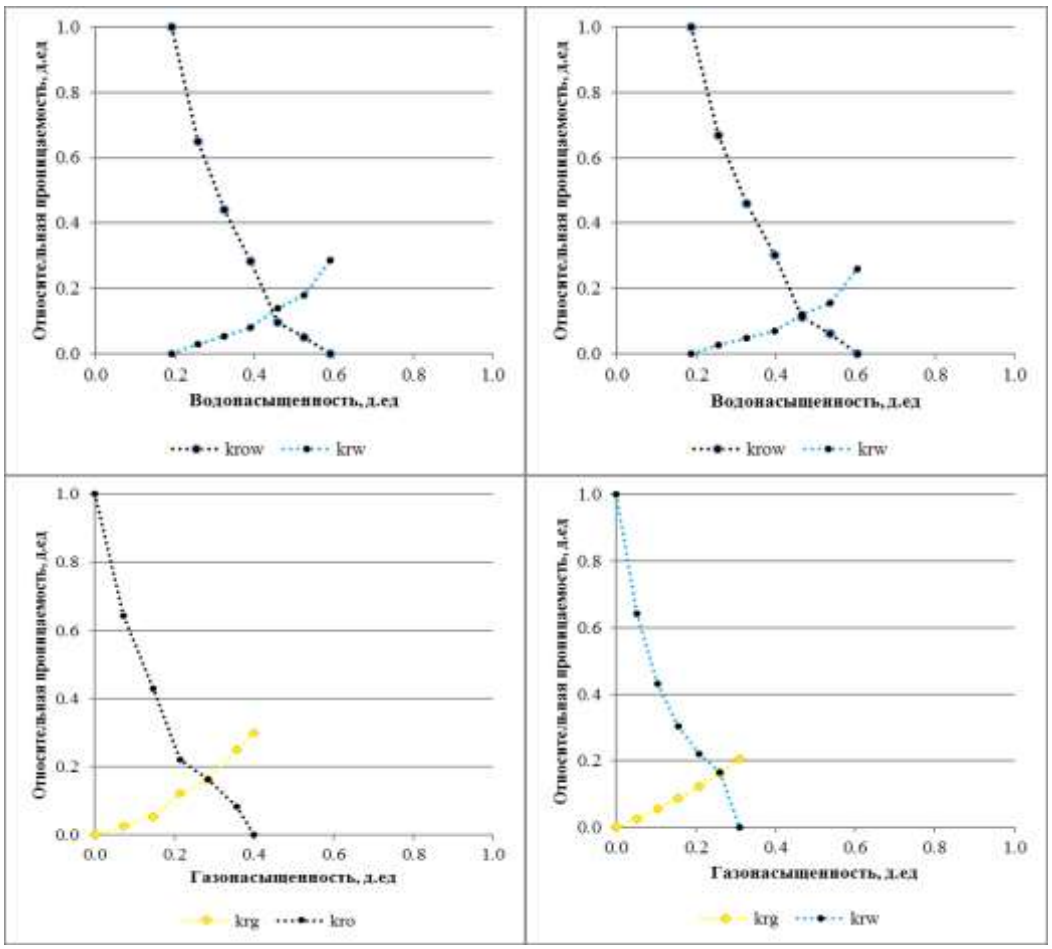


Рисунок 3.3.10 – Определение ОФП по скважине К-002

В конце 2018г было проведено исследование керна по скважинам К-001 и К-002. Из представленного объема кернового материала по скважине К-001, и К-002 месторождения Кожасай было отобраны 76 цилиндрических образца для изучения фильтрационно-емкостных свойств. Фактически количество отобранных цилиндрических образцов для стандартного исследования составляет 73 ед. Определение относительных фазовых проницаемостей проводились с соблюдением условий максимально приближенных пластовым: Рпл –22,59МПа, Тпл – 71,30С.

Таблица 3.3.7 – Результаты определения смачиваемости образцов пород

№ п/п	Наименование породы	Глубина отбора, м	Средний краевой угол смачивания, Θо		Коэффициент гидрофобизации	Зоны смачиваемости поверхности
			гидрофильной части	гидрофобной части		
Скважина К-001						
1	Известняк	3265,14	206:5=41,20	712:6=118,66	0,55	I-II-III
2	Известняк	3272,68	174:5=34,80	1126:11=102,36	0,69	I-II-III
3	Известняк	3282,65	206:6=34,33	826:9=91,77	0,60	I-II-III
4	Известняк	3436,98	252:8=31,50	756:7=108,0	0,47	I-II-III
5	Известняк	3441,73	236:7=33,71	894:8=111,75	0,53	II-III
6	Известняк	3444,92	90:2=45,0	1136:15=91,73	0,88	II-III
7	Известняк	3505,72	132:3=44,0	1220:12=101,66	0,80	I-II-III
8	Известняк	3510,65	182:5=36,40	1070:12=89,17	0,71	I-II-III
9	Известняк	3513,40	490:13=37,69	168:2=84,0	0,13	I-II
10	Известняк	3618,90	304:9=33,77	546:6=91,0	0,40	I-II-III
11	Известняк	3620,57	184:5=36,80	1132:11=102,90	0,69	I-II-III

12	Известняк	3622,17	278:8=34,72	748:8=93,50	0,50	I-II-III
Скважина К-003						
1	Известняк	3250,44	136:5=27,20	764:8=95,50	0,61	I-II-III
2	Известняк	3253,10	300:8=37,50	346:4=86,50	0,33	I-II
3	Известняк	3256,93	522:14=37,28	90:1=90,0	0,06	I-II
4	Известняк	3350,20	152:4=38,00	268:6=44,67	0,60	I-II
5	Известняк	3350,57	272:7=38,86	452:5=90,40	0,42	I-II-III
6	Известняк	3350,94	414:13=31,85	330:4=82,50	0,23	I-II
Скважина К-007						
1	Известняк	3655,79	148:4=37,0	512:6=85,33	0,60	I-II
2	Известняк	3657,81	168:4=42,0	776:9=86,22	0,69	I-II
3	Известняк	3658,90	210:6=35,0	760:8=95,0	0,57	I-II-III
4	Известняк	3659,47	176:5=35,20	456:5=91,20	0,50	I-II-III
5	Известняк	3659,81	284:9=31,56	360:4=90,0	0,31	I-II-III
6	Известняк	3661,23	458:10=45,80	454:5=90,80	0,33	I-II
7	Известняк	3663,81	454:16=28,37	218:2=109,0	0,11	I-II-III

Примечание: I – гидрофильная, II – промежуточная, III - гидрофобная

Кривые капиллярного давления и функция Леверетта (J), полученные по данным центрифугирования образцов пород (2011 г.) представлены на рисунке 8. Кривые капиллярного давления дифференцированы для пород с Кп = 6-8, 8-10, 10-12 и >12 % и по ним могут быть получены значения водонасыщенности в зависимости от Н в классах пористости, но без учета проницаемости (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**2.2 а).

Функция Леверетта, как и зависимость Кпр-Кп, дифференцирована по параметру ((Кпр/Кп)0,5), то есть на одинаковой высоте над уровнем свободной воды водонасыщенность пород с параметром (Кпр/Кп)0,5<2 будет ниже, чем для пород, емкостно-фильтрационные свойства которых, соответствуют соотношению (Кпр/Кп)0,5=2-3. По результатам исследований керна, имеющихся на сегодняшний день, для большинства образцов параметр (Кпр/Кп)0,5<2 и, соответствующая таким породам функция Леверетта рекомендуется для оценки водонасыщенности пород при известных Кп и Кпр (**Ошибка! Источник ссылки не найден.** б).

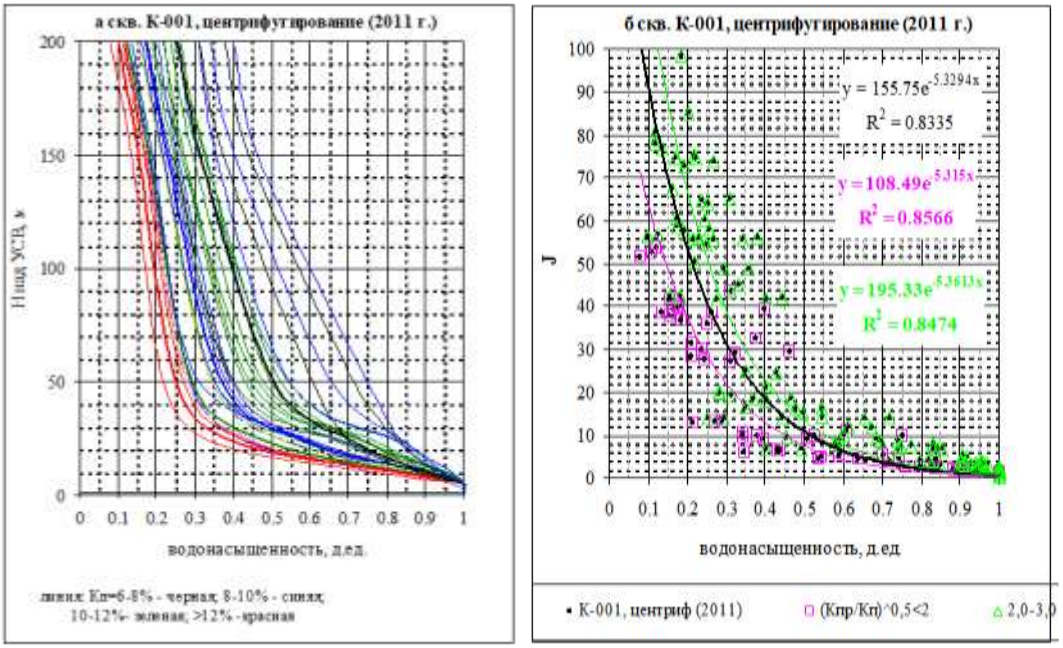


Рисунок 3.3.11 – Определение кривых капиллярного давления

А также в конце 2018г были исследованы 30 образцов из скважин К-001 и К-002 для определения электрических свойств образцов керна, в том числе для определения кривых капиллярного давления.

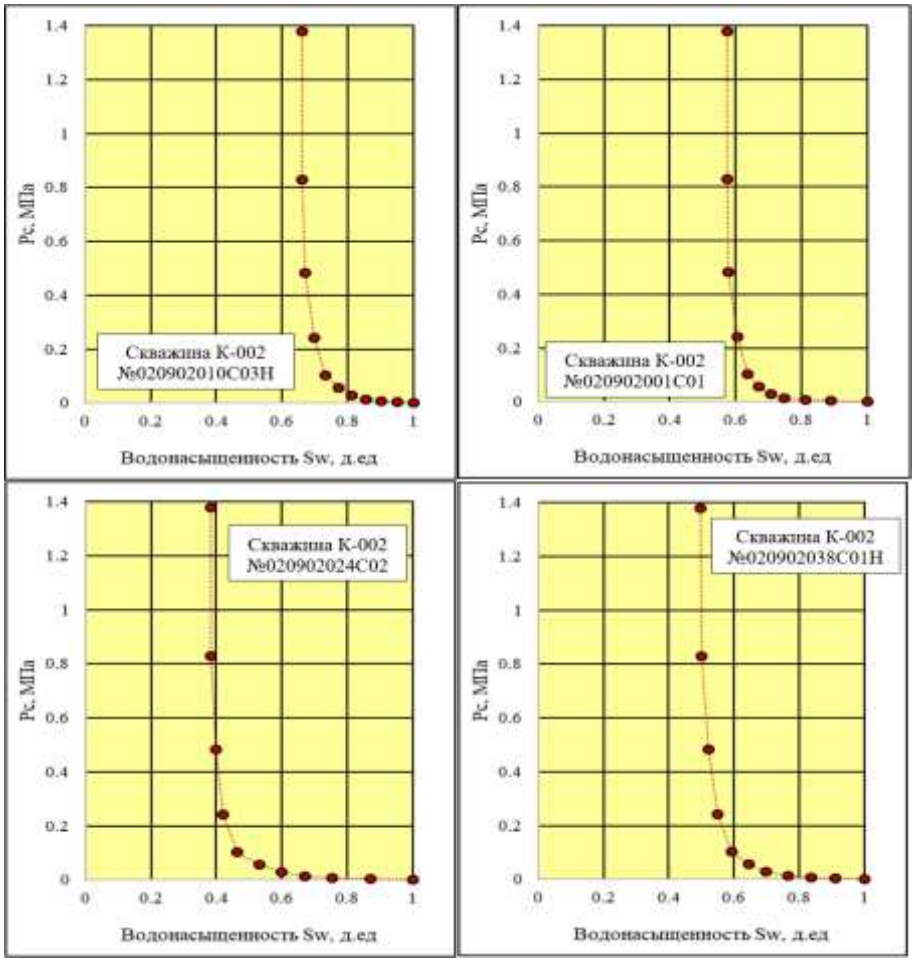


Рисунок 3.3.12 – Кривые капиллярного давления по скважине К-002

На месторождения Кожасай лабораторные исследования по анализу ОФП проведены по 2 скважинам К-001 (1 исследование в системе нефть/вода) и К-002 (по 10 экспериментов в системе нефть/вода, нефть/газ, вода/газ). Для использования в ГДМ за базу приняты эксперименты по скважине К-002.

Ниже на графике представлены кривые ОФП примененные в модели:

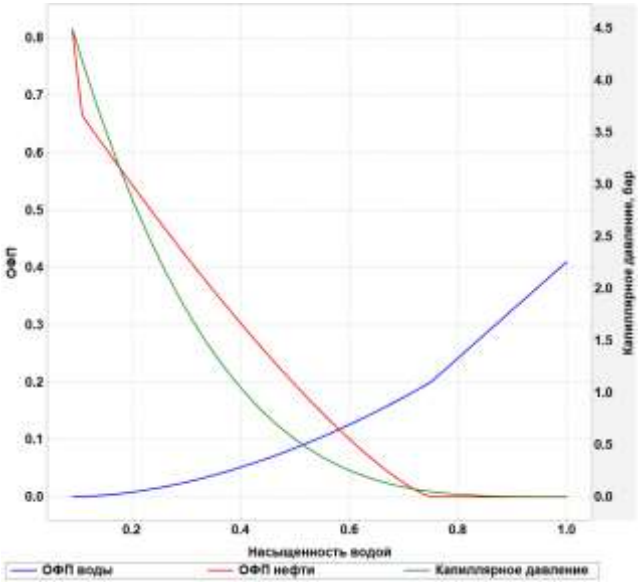


Рисунок 3.3.13 – ОФП в системе нефть-вода

Начальные условия

Начальные условия в пласте задавались распределением давления и насыщенности по ячейкам на начало разработки, т.е. соответствовали статическому равновесию пласта. Инициализация модели выполнена в Petrel RE. Равновесное состояние моделей задавалось в соответствии с принятыми контактами и корректировалось по результатам расчетов.

Все контакты (ВНК и ГНК) были уточнены по данным скважины К-001 (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**), на основе ПЗ-2017г. Водонефтяной контакт (ВНК) для всех пластов КТ-II принят единым на отметке -3504 м, газонефтяной контакт (ГНК) по КТ-II-1 разделен по блокам, для блока 1 принят на отметке -3039м, а для блока 2 на отметке -3148м.

Таблица 3.3.8 – Обоснование принятых в модели контактов

Скважина	Блок	подблок	пачка	По данным опробования				По данным ГИС			
				Нижняя отметка газа, м	Верхняя отметка нефти, м	Нижняя отметка нефти, м	Верхняя отметка воды, м	Нижняя отметка газа, м	Верхняя отметка нефти, м	Нижняя отметка нефти, м	Верхняя отметка воды, м
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
К-002	I	I-2	КТ-II-1	-3034,1	-3039,5			-3036,9	-3039,2		
К-003		I-2			-3046,4			-3039,1	-3039,1		
К-023		I-2						-3039,7	-3039,7		

К-073		I-2						-3036,4	-3039,6		
98		I-2			-3393,4						
ГНК -3039 м											
91	II	II-2		-3138,2	-3161,7			-3142.4	-3156.1		
86		II-2		-3112,7	-3163,7			-3128.7	-3150.5		
62		II-2		-3148,7				-3147,7	-3154,3		
87		II-2		-3141,1	-3145,1			-3148.1	-3151.7		
ГНК -3148 м											
81	I	I-2	КТ-II-1 + КТ-II-2			-3435,8				-3488.8	-3494.6
95		I-2				-3489,2	-3530,2			-3496.6	-3497.8
98		I-2				-3444,4	-3504,4			-3497	-3504.8
К-001		I-2				-3493,8				-3494.5	
К-007		I-1				-3490,8				-3490.7	-3494.9
К-016		I-2				-3494				-3494.7	-3529.1
К-017		I-2				-3409,1	-3499,2			-3494.6	-3498,9
К-018		I-2								-3491.1	-3512.8
К-022		I-2								-3480.2	-3492
К-071		I-2								-3494,9	-3495.7
К-102		I-2								-3495.0	-3504.2
К-103		I-2								-3495.0	-3518.7

Продолжение таблицы 3.3.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
К-140		I-2								-3487.7	-3493.4
П-3	II	II-2	КТ-II-1 + КТ-II-2			-3370,8	-3610,8			-3490.5	-3493.3
62		II-2				-3438,7	-3516,7			-3481.5	-3505.7
86		II-2				-3458,7				-3496.4	-3517.2
91		II-2				-3429,2				-3495.4	
92		II-1				-3444,7				-3474.7	-3491.4
94		II-2				-3432,6				-3493.8	-3500.1
99		II-2				-3464,2				-3487.3	-3503.7
106		II-2				-3437				-3440.23	-3496
К-006		II-2				-3435,5				-3496.3	-3502.2

К-044		II-2					-3471,5			-3497.1	-3497.7
К-055		II-2				-3466,2				-3466.8	
К-047		II-2				-3494,1*				-3467.9	
К-058		II-2				-3460				-3467.7	
К-086		II-2				-3465,9	-3486,7			-3482.1	-3486.5
ВНК -3494.5 м											

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

При адаптации истории разработки месторождения, его части или объекта оценивается достоверность входных параметров, и уточняются:

- параметры внешней области;
- геологическая и фильтрационная модели и запасы нефти и газа;
- фильтрационные и емкостные параметры объекта;
- функции относительных фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды;
- энергетическая характеристика объекта;
- характер вскрытия нефтяного пласта в скважинах (забойные давления, скин-фактор).

Воспроизведение истории разработки проведено на основе стандартного подхода, в основу которого положены следующие допущения:

1.История разработки моделировалась заданием на скважинах фактических отборов нефти, газа и воды, а также коэффициента эксплуатации.

2.В процессе воспроизведения истории разработки уточнялись модифицированные фазовые проницаемости и абсолютная проницаемость.

При адаптации истории было установлено, каким способом индивидуальные особенности модели воздействуют на дальнейшие показатели разработки. Для этого модель адаптировалась по сходимости динамики пластового давления при контроле по добыче жидкости, при достижении достаточной сходимости контроль вводился по добыче нефти.

Для каждой скважины был создан входной исторический файл, который содержит всю необходимую информацию (интервал перфорации, связь с координатной сеткой (x, y, z), внутренний диаметр колонны и т.д.).

На основе базы данных был создан входной файл, содержащий исторические показатели добычи нефти, воды, газа и забойных давлений по гидродинамической модели за период с 01.12.2003г по 01.01.2026г.

Для анализа качества настройки модели на период истории были произведены сравнения графиков расчетного дебита нефти, воды и объема закачки с историческими данными.

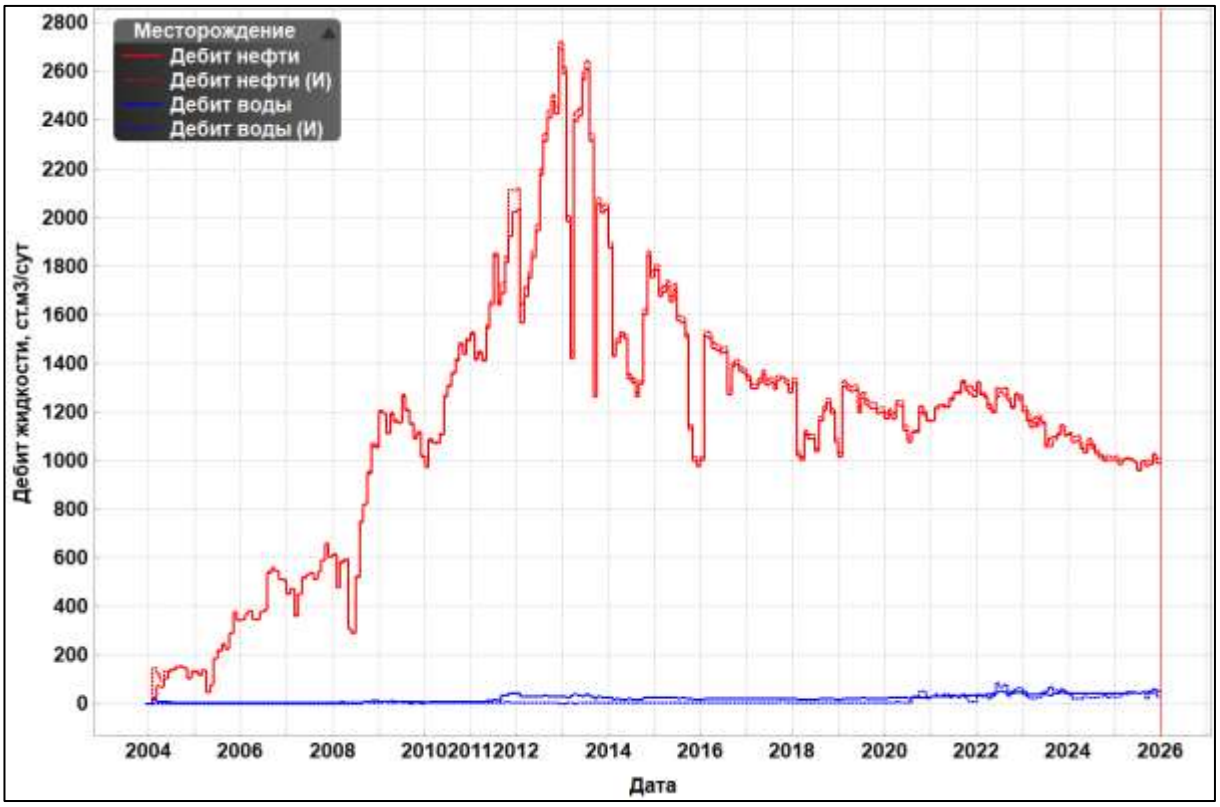


Рисунок 3.3.14 – График адаптации дебита нефти (линии-расчет, точки-факт)

По графику выше (Рис. 4.4.1) можно отметить хорошую сходимость расчетного дебита нефти и воды с фактическими данными.

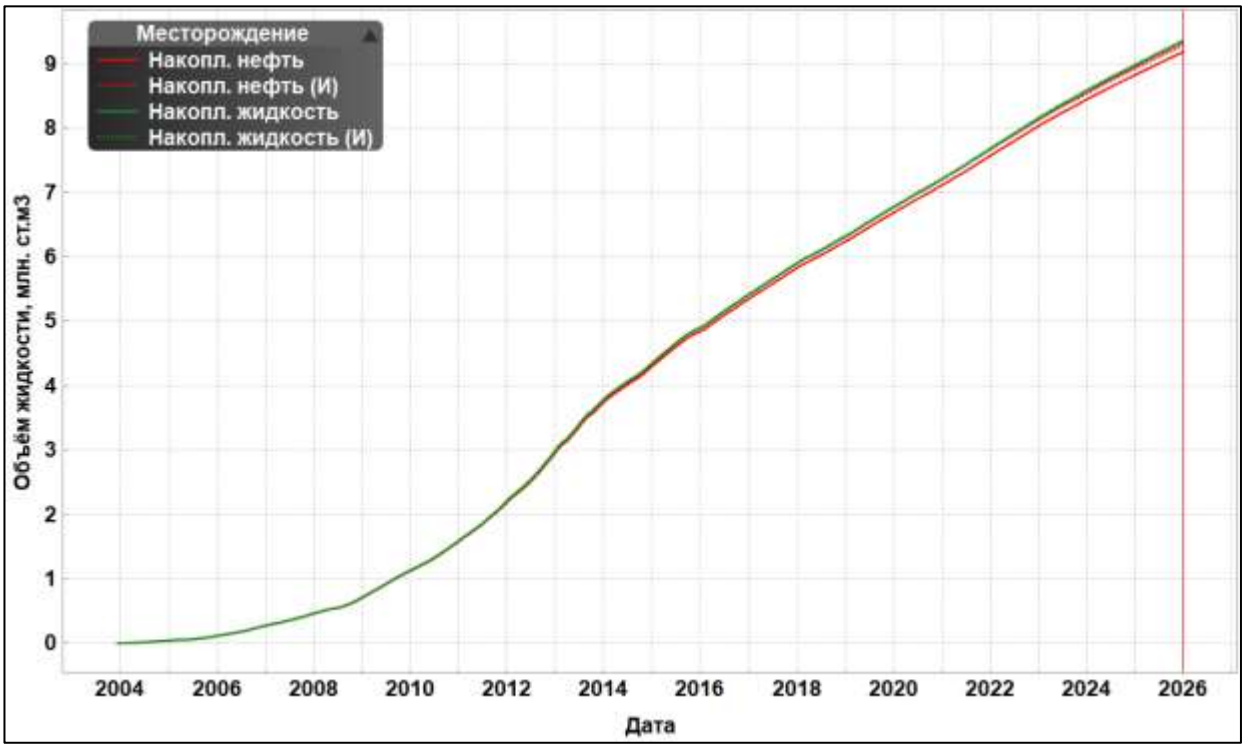


Рисунок 3.3.15 – График адаптации накопленной добычи нефти и жидкости (линии-расчет, точки-факт)

Накопленная нефть по месторождению (Рис. 4.4.2), по модели расходится от фактической накопленной нефти на 1%, а накопленная жидкость по месторождению расходится от фактических данных на 0%, что в допустимых пределах расхождения 5%.

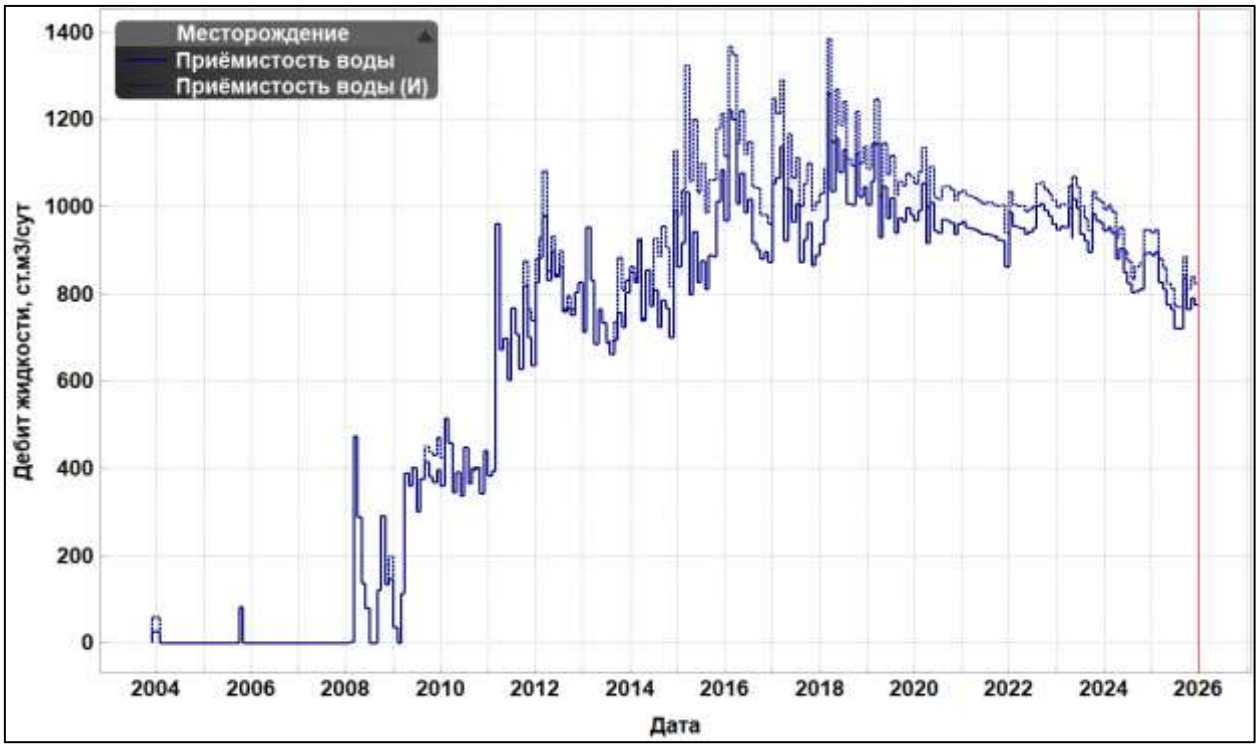


Рисунок 3.3.16 – График адаптации приемистости воды (линии-расчет, точки-факт)

Адаптация приемистости воды по месторождению выполнена удовлетворительно. Модель в целом корректно воспроизводит историческую динамику закачки и основные тренды изменения приемистости. При этом в отдельные периоды расчетные значения немного ниже фактических, что может быть связано с неопределенностью фильтрационно-емкостных свойств и режимов работы нагнетательных скважин. В целом результаты адаптации считаются приемлемыми для дальнейших расчетов и прогноза разработки.

Адаптация по скважинам

При адаптации истории было установлено, каким способом индивидуальные особенности модели воздействуют на дальнейшие показатели разработки. Для этого модель адаптировалась по сходимости динамики пластового давления при контроле по добыче жидкости.

В целом большая часть добывающих скважин имеет хорошую адаптацию по накопленной добыче жидкости и нефти.

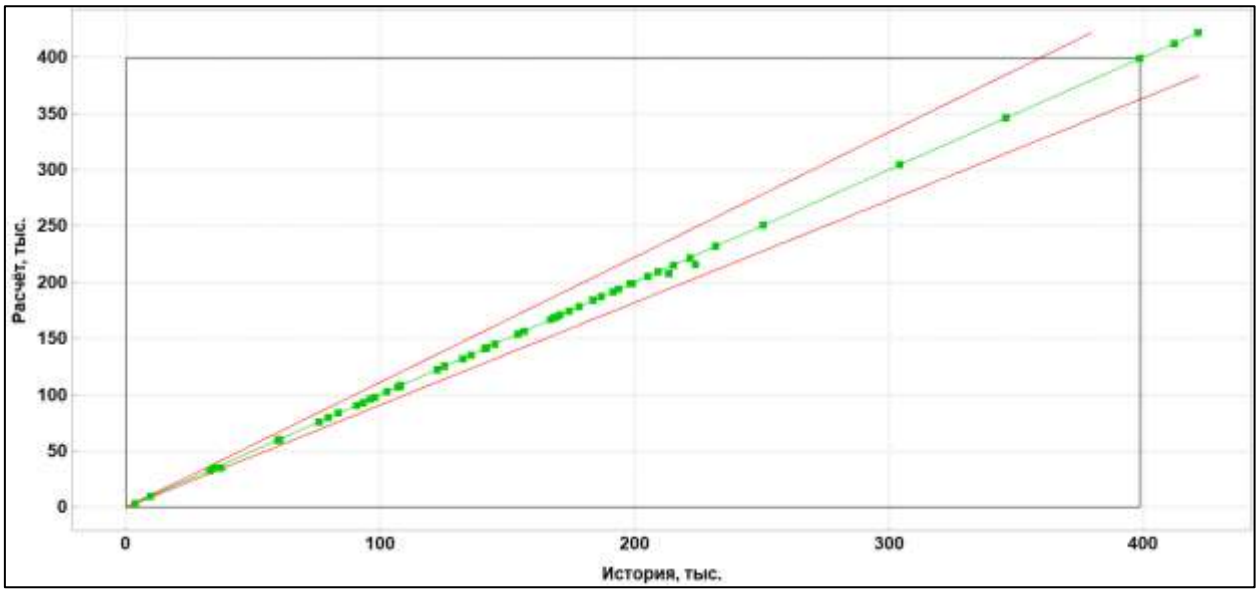


Рисунок 3.3.17 – Кросс-плот накопленной добычи жидкости

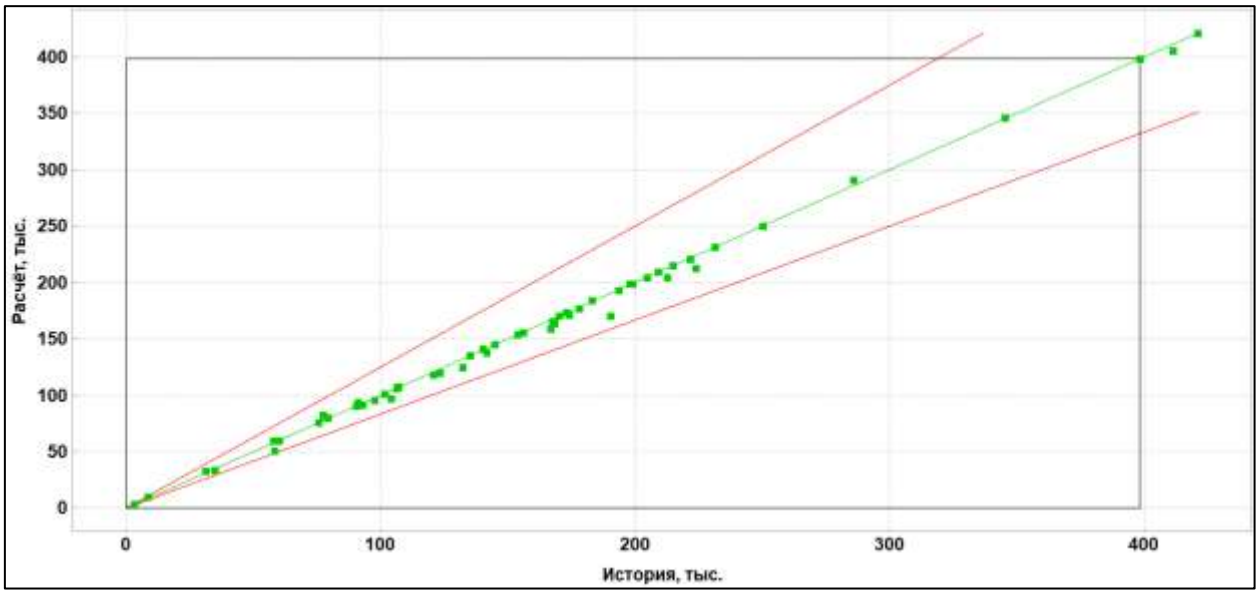


Рисунок 3.3.18 – Кросс-плот накопленной добычи нефти

Ниже представлена адаптация дебита нефти, воды и забойного давления по целевым скважинам (Рис. 4.5.3-4.5.12).

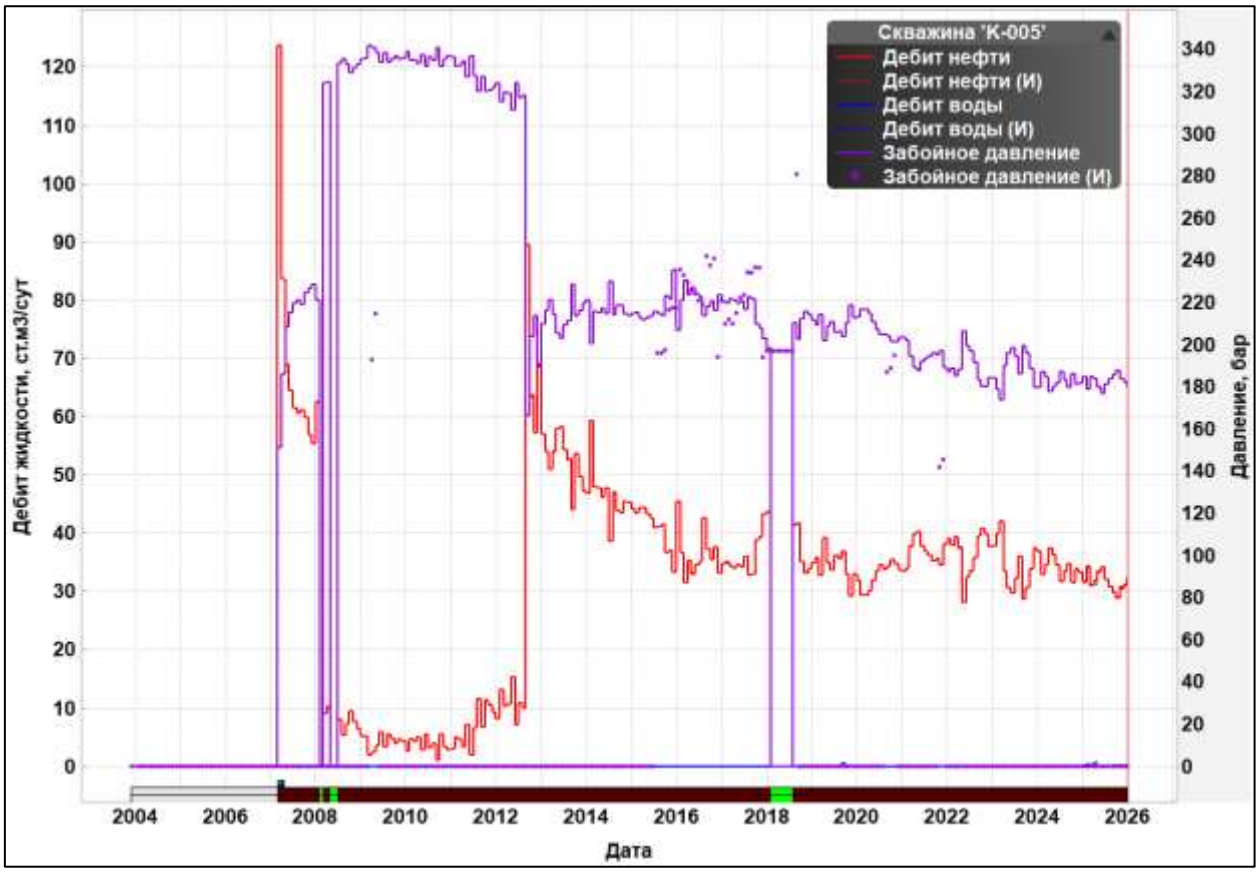


Рисунок 3.3.19 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-005

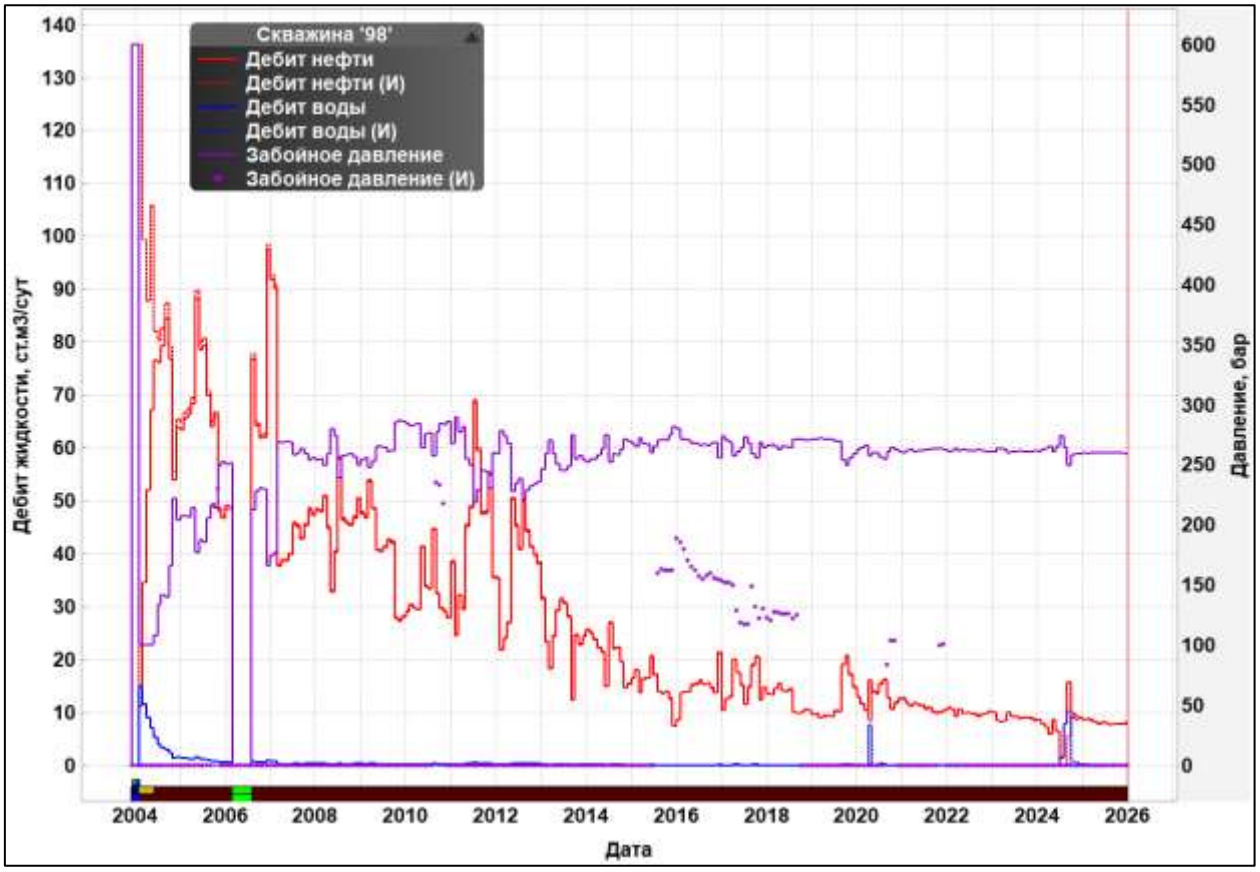


Рисунок 3.3.20 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №98

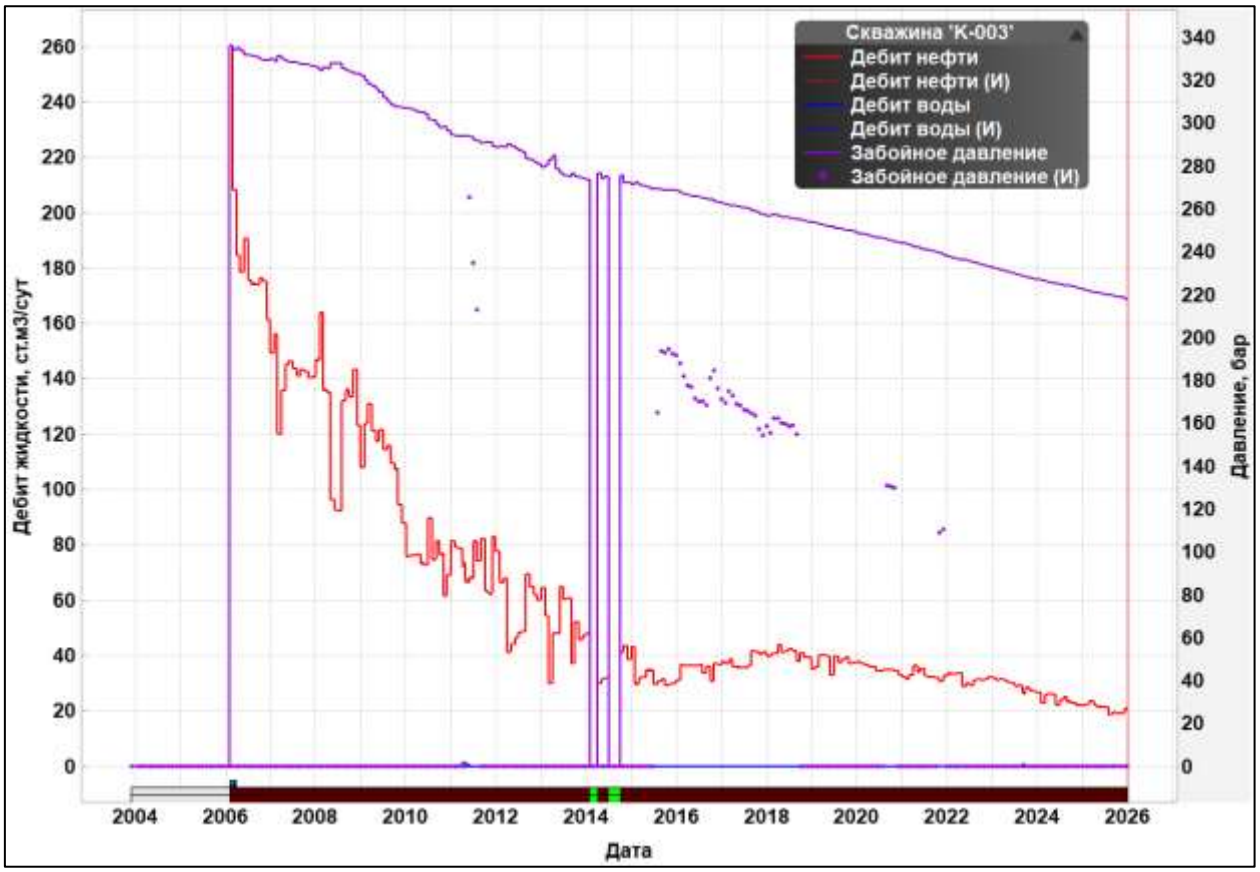


Рисунок 3.3.21 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-003

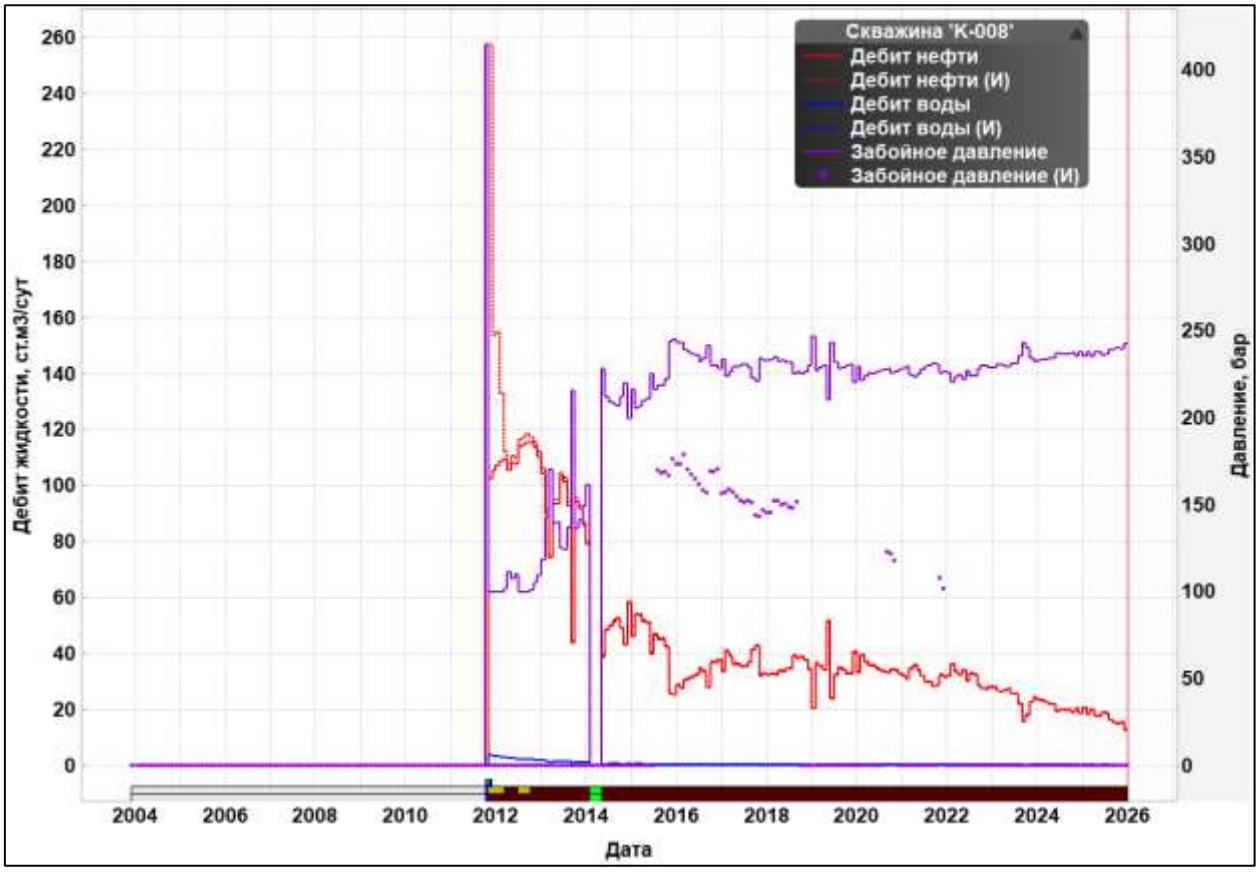


Рисунок 3.3.22 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-008

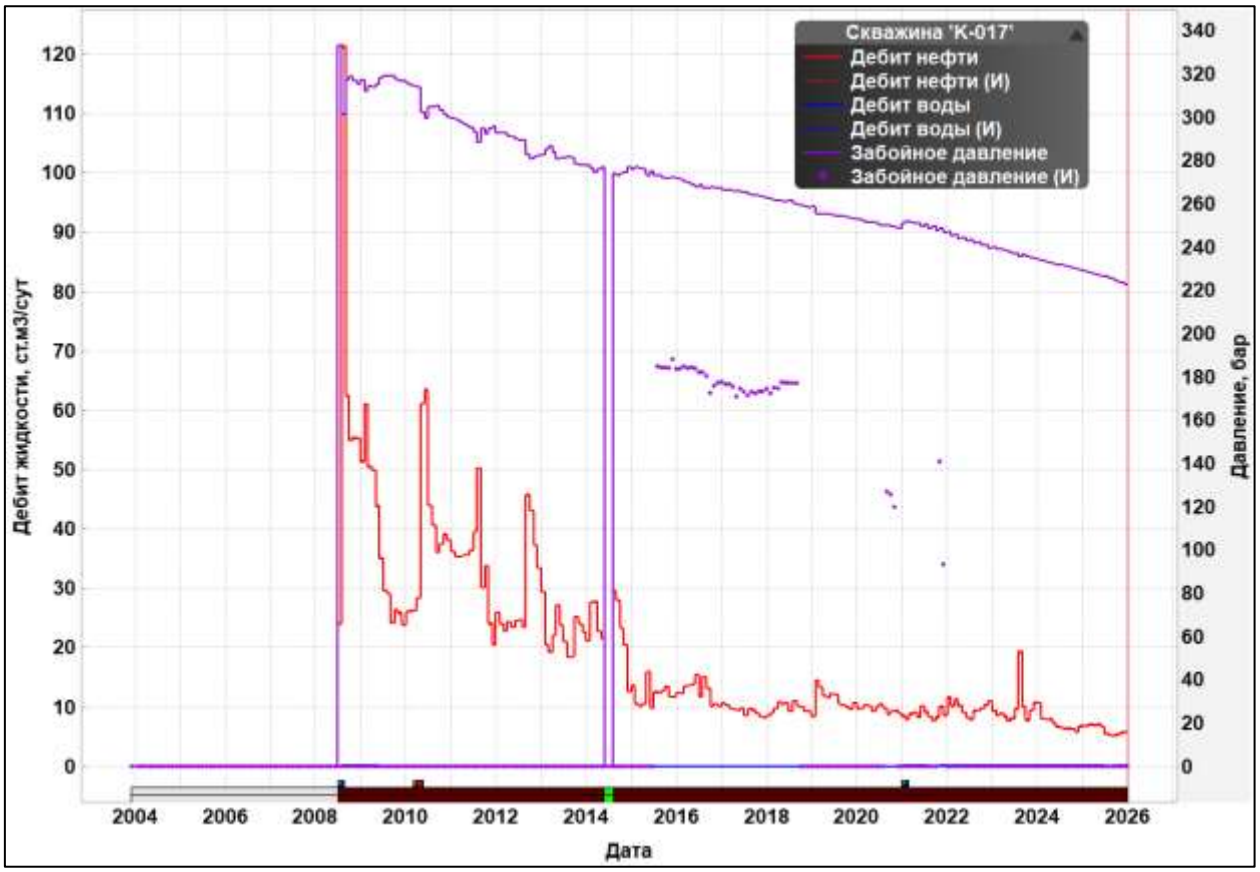


Рисунок 3.3.23 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-017

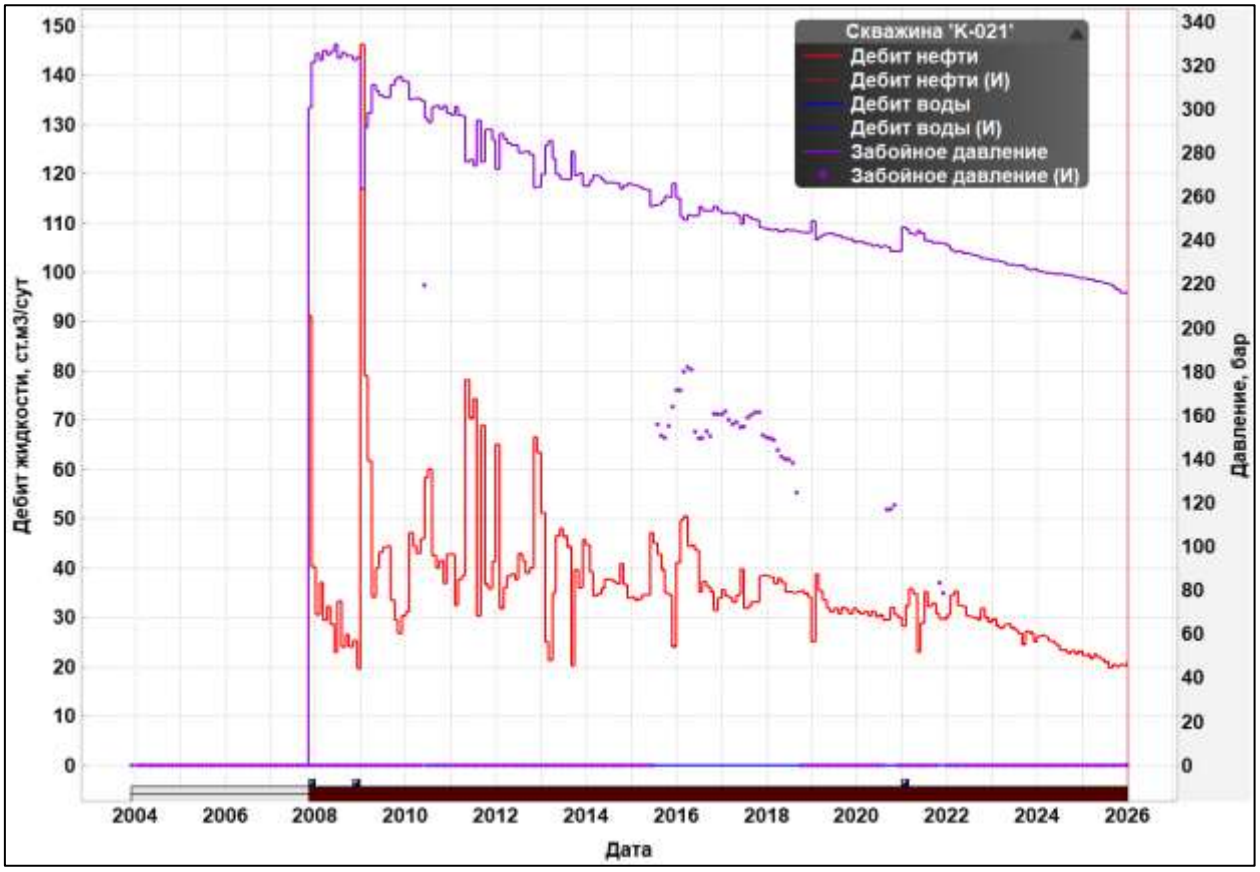


Рисунок 3.3.24 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-021

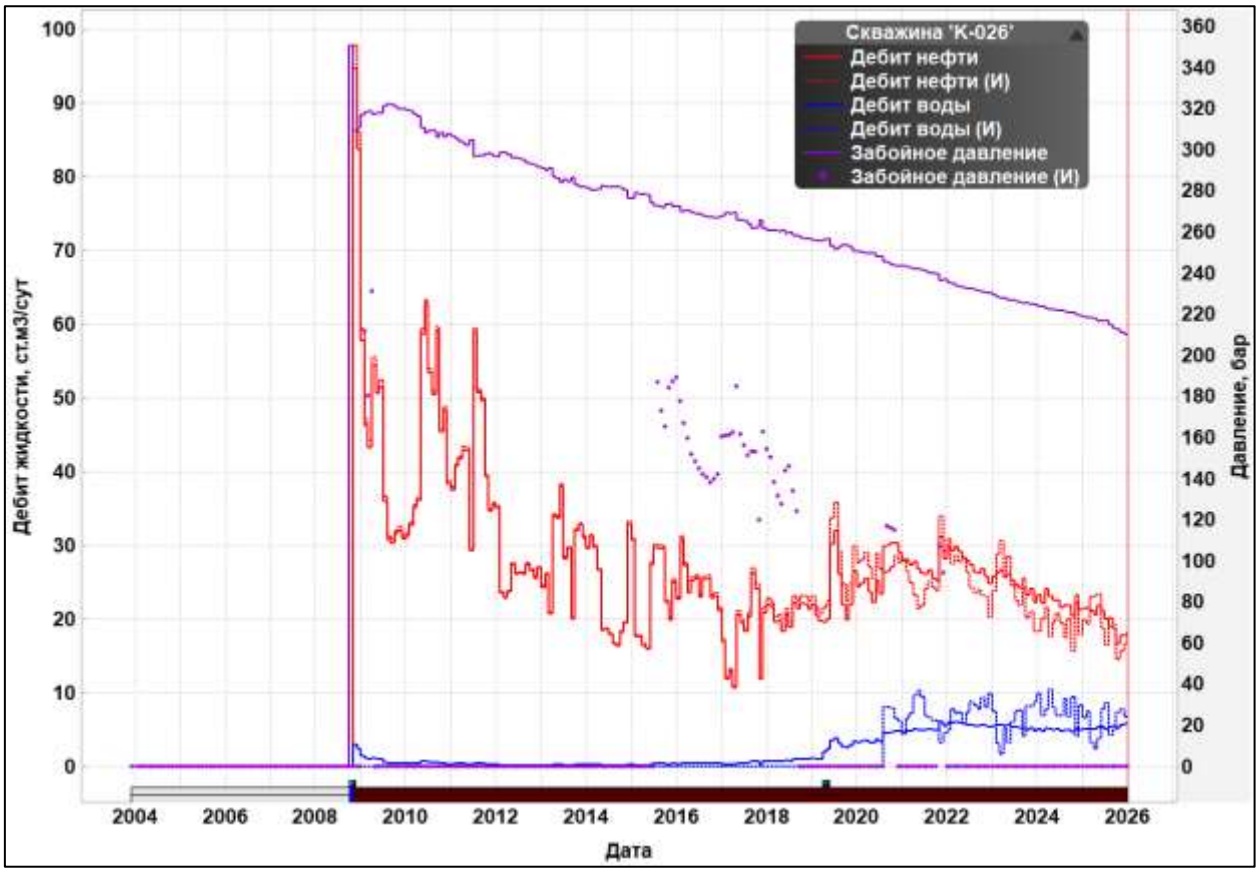


Рисунок 3.3.25 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-026

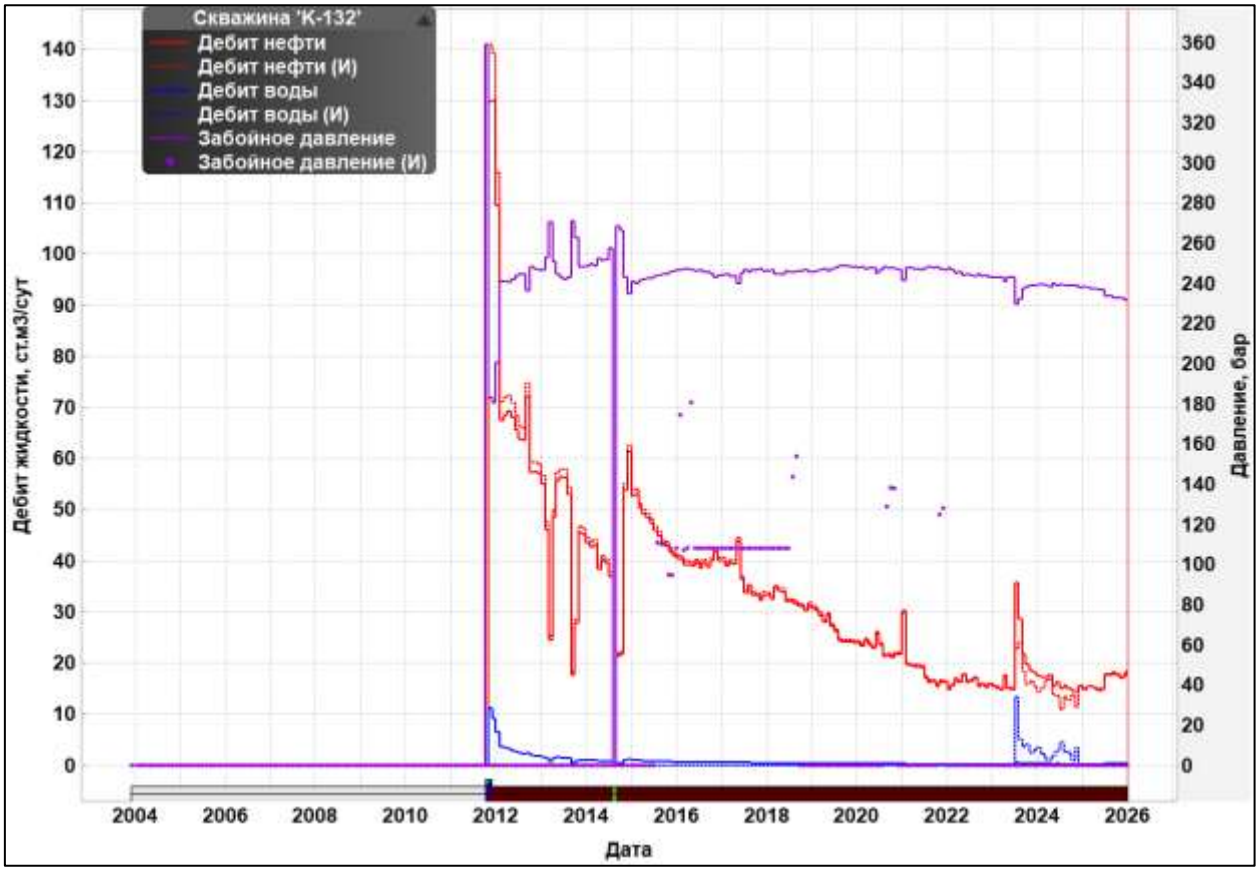


Рисунок 3.3.26 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-132

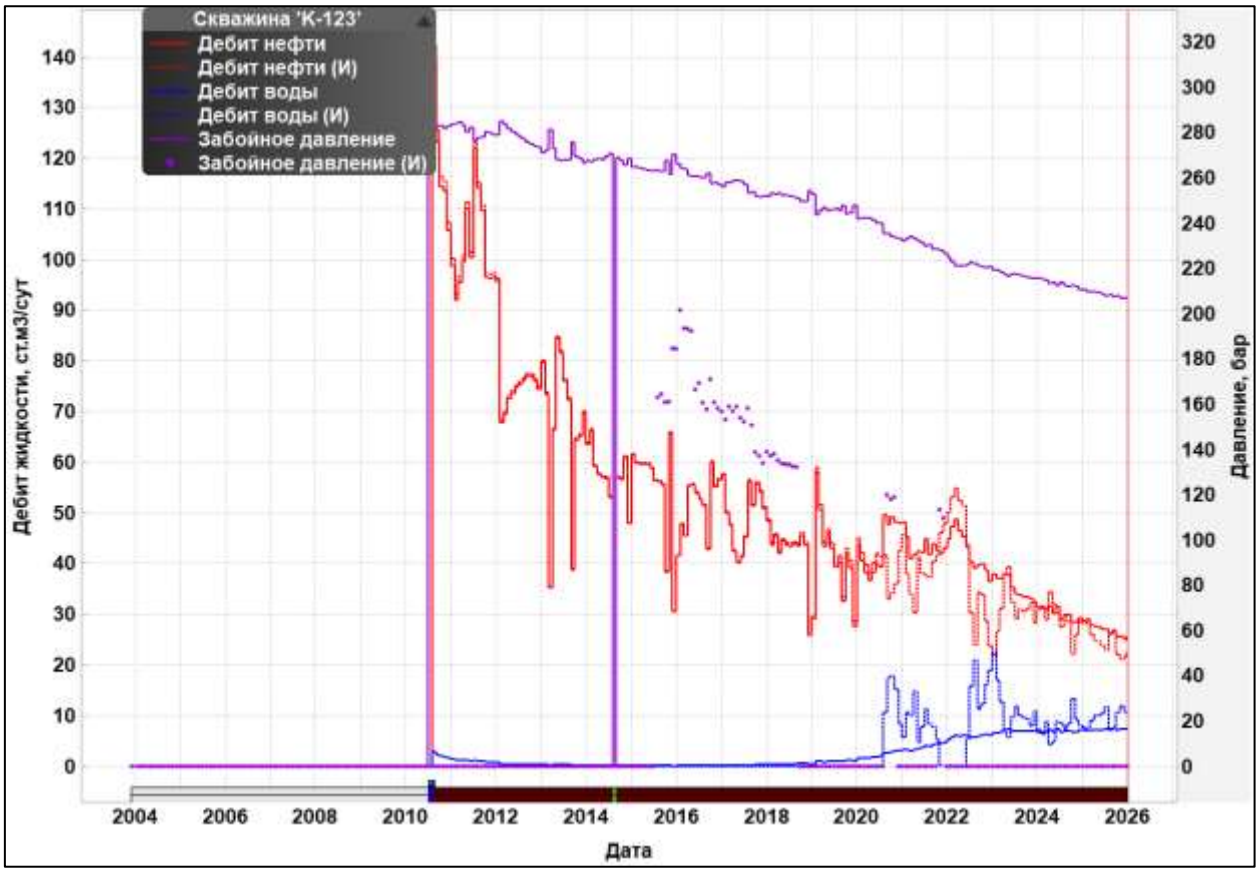


Рисунок 3.3.27 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-123

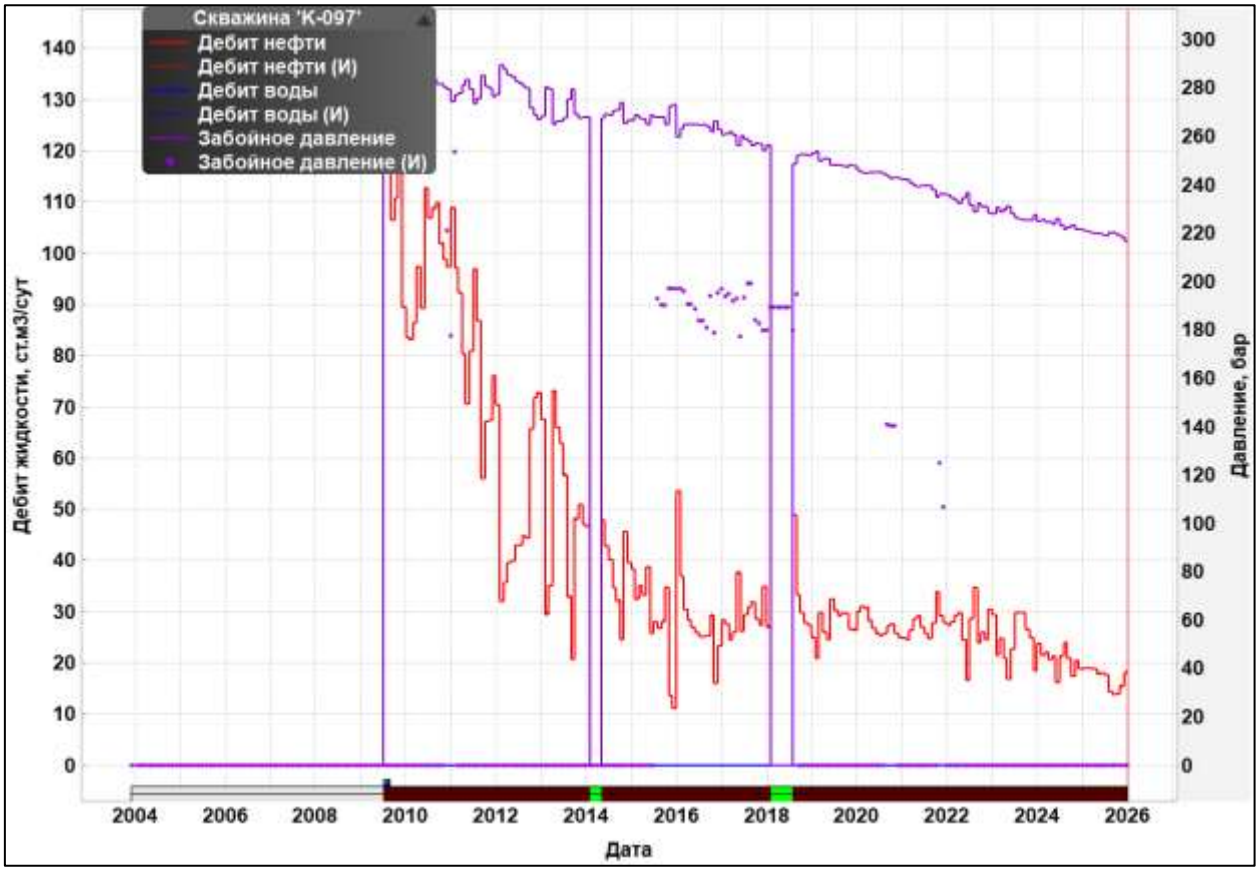


Рисунок 3.3.28 – Дебиты жидкости, нефти и забойное давление – скв №К-097

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

Установление эффективной системы разработки напрямую зависит от правильного выделения эксплуатационных объектов. При выделении эксплуатационных объектов на месторождении Кожасай, наряду с экономической целесообразностью и технологической эффективностью на первый план выходит геологическое строение. Месторождение Кожасай приурочено к одноименному подсолевому поднятию, сложенному карбонатными породами и осложненному серией тектонических нарушений.

На месторождении, в разрезе карбонатной толщи КТ-II выделены две продуктивные пачки КТ-II-I и КТ-II-II. В результате переобработке и переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д в 2018г скорректировано блочное строение месторождения Кожасай, тектонические нарушения прослеживаются через всю площадь месторождения и делят ее на три больших блока: западный (I), центральный (II) и восточный (III). В южной части I блока и в северной части II блока выявлены газовые шапки.

Выделенные блоки характеризуются близкими значениями геолого-геофизических параметров, залежи обладают идентичными свойствами нефти и газа. На основании вышеизложенного предлагается сохранить разработку нефтяной залежи КТ-II, как единого эксплуатационного объекта.

Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики месторождения

Параметры	Ед. изм.	КТ-II-I	КТ-II-II
Средняя глубина залегания	м	-3500	-3500
Тип залежи		массивно-пластовая, газонефте-насыщенная	массивно-пластовая, газонефте-насыщенная
Тип коллектора		карбонатный	карбонатный
Площадь нефтеносности запасов категории C_1	тыс.м^2	41043,3	26188,3
Средняя общая толщина	м	176,1	323,7
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	32,8	89,3
Средняя газонасыщенная толщина	м	25,2	-
Коэффициент нефтенасыщенности	доли ед.	0,63	0,62
Средняя проницаемость по керну*10^{-3}	мкм^2	0,55	0,48
Средняя пористость по керну	доли ед.	0,10	0,10
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,2	0,4
Коэффициент расчлененности	доли ед.	17,4	24
Начальная пластовая температура	^{0}С	72,5	72
Начальное пластовое давление	МПа	33,8	34,4
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,401	0,343
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м^3	666,7	650,3
Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м^3	835,6	836,3
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,483	1,543
Содержание серы в нефти	%	0,82	0,82

Содержание парафина в нефти	%	3,51	3,51
Давление насыщения нефти газом	МПа	24,2	23,5
Газосодержание нефти	$м^3/т$	234,5	261,2
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,5	0,5
Плотность воды в пластовых условиях	$т/м^3$	1,056	1,056
Средняя продуктивность	$м^3/(сут*МПа)$	9,51	9,51
Начальные балансовые запасы нефти по категории $B+C_1$	тыс.т	53419	63041
Начальные балансовые запасы нефти по категории C_2	тыс.т	11511	1664
Начальные извлекаемые запасы нефти по категории $B+C_1$	тыс.т	10417	12292
Начальные извлекаемые запасы нефти по категории C_2	тыс.т	1682	243
КИН	доли ед.	0,195	0,195

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В 2021г был составлен проектный документ «Проект разработки месторождения Кожасай», утвержденный ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №18/8 от 14.10.2021г), с утверждением показателей разработки на период 2021-2024гг.

Согласно проектному документу был выделен единый эксплуатационный объект КТ-II, состоящий из двух пластов.

Действующим документом на основании которого в настоящее время разрабатывается месторождения Кожасай, является «Анализ разработки месторождения Кожасай», составленная ТОО «КМГ Инжиниринг» утвержденный ЦКРР РК Протоколом №53/2 от 25.07.2024г.

На основе технико-экономических расчетов и трех проанализированных вариантов к реализации был принят 3 вариант, предусматривающий бурение 30 добывающих скважин: 16 вертикальных, 12 наклонно-направленных (4 куста по 3 скважины) и 2 горизонтальных скважин. Также запланированы работы по переводу 8 скважин под нагнетание и повторному КГРП в 45 скважинах. Также предусматривает поэтапную ликвидацию 33 эксплуатационных скважин (2025-2028гг) на территории Кокжиде (28 добывающих и 5 нагнетательных).

В рамках настоящего проекта для регулирования дальнейшей разработки месторождения рассмотрены 2 варианта разработки, рассматривающие бурение новых скважин с проведением программой геолого-технических мероприятии на фонде пробуренных скважин и оптимизации системы ППД.

Вариант 1 (базовый) предусмотрено проведение всех запланированных мероприятий в рамках АР-2025, включая бурение 27 добывающих скважин: 13 вертикальных, 12 наклонно-направленных и 2 горизонтальных скважин. Также запланированы работы по переводу 6 скважин под нагнетание и ряд ГТМ по 25 добывающим и 11 нагнетательным скважинам. Без ликвидации переходящих скважин на

территории Кокжиде. При этом бурение проектных скважин на Кокжиде не предусматривается

Вариант 2 (рекомендуемый). В данном варианте предусматривается проведение мероприятий с учетом бурения на территории Кокжиде: бурение 52 добывающих скважин из них 40 вертикальных, 10 наклонно-направленных и 2 горизонтальные скважины. Также запланированы работы по переводу 22 скважин под нагнетание и ряд ГТМ по 25 добывающим и 11 нагнетательным скважинам.

Программа бурения на территории массива Кокжиде актуализирована с учетом выводов итогового отчета института КазНИТУ. В рамках научно-исследовательской работы «Геоэкологические и гидрогеологические исследования...» было подтверждено отсутствие загрязнения подземных вод нефтепродуктами. Экспертное заключение свидетельствует о том, что многолетняя нефтедобыча не оказала негативного воздействия на качество питьевых вод. Данные выводы обосновывают экологическую безопасность недропользования и позволяют продолжить реализацию планов по бурению на данном участке.

Согласно протоколу от 15.01.2026г совещания по вопросам экологической безопастности месторождения подземных вод Кокжиде принято решение, что проведение работ по бурению новых скважин на территории Кокжиде допускается при разработке и соблюдении «Перечень технологических требований по недропользованию на территории песчаного массива Кокжиде»

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 3.4.2.

Таблица 3.4.2 – Месторождение Кожасай (объект КТ-II). Исходные данные по вариантам разработки промышленной категории запасов

Параметр	Вариант	
	1	**2**
Общий эксплуатационный фонд, ед.	96	112
в т.ч. добывающих	70	76
водонагнетательных	26	36
Фонд скважин для бурения, ед.	27	52
в т.ч. добывающих	27	52
водонагнетательных	-	-
Перевод под закачку воды, ед.	6	22
Коэффициент эксплуатации, д.ед.	0,95	0,95

Таблица 3.4.3 – Адресная программа ГТМ по 1 варианту разработки

№№ п/п	Год	Скважины	Скважина	Вид мероприятия
1	2026	К347	ВС	Бурение
2	2026	К402	ВС	Бурение
3	2026	К417Н	НН	Бурение
4	2027	ГС1	ГС	Бурение
5	2027	К528Н	НН	Бурение
6	2027	К418Н	НН	Бурение
7	2028	К339	ВС	Бурение
8	2028	К357	ВС	Бурение

9	2028	К355	ВС	Бурение
10	2029	К407Н	НН	Бурение
11	2029	К408Н	НН	Бурение
12	2029	К409Н	НН	Бурение
13	2030	К401	ВС	Бурение
14	2030	К356	ВС	Бурение
15	2030	ГС2	ГС	Бурение
16	2031	К413Н	НН	Бурение
17	2031	К414Н	НН	Бурение
18	2031	К415Н	НН	Бурение
19	2032	К410Н	НН	Бурение
20	2032	К411Н	НН	Бурение
21	2032	К412Н	НН	Бурение
22	2033	К348	ВС	Бурение
23	2033	К610	ВС	Бурение
24	2033	К353	ВС	Бурение
25	2034	К358	ВС	Бурение
26	2034	К351	ВС	Бурение
27	2034	К360	ВС	Бурение

Таблица 3.4.4 – Адресная программа ГТМ по 2 варианту разработки

№№ п/п	Год	Скважины	Тип скв	Вид мероприятия
1	2026	К347	ВС	Бурение
2	2026	К402	ВС	Бурение
3	2026	К417Н	НН	Бурение
4	2027	ГС1	ГС	Бурение
5	2027	К528Н	НН	Бурение
6	2027	К418Н	НН	Бурение
7	2028	К644	ВС	Бурение
8	2028	К516	ВС	Бурение
9	2028	К624	ВС	Бурение
10	2029	К328	ВС	Бурение
11	2029	К355	ВС	Бурение
12	2029	К357	ВС	Бурение
13	2029	К339	ВС	Бурение
14	2030	К534	ВС	Бурение
15	2030	К649Н	НН	Бурение
16	2030	К531	ВС	Бурение
17	2030	К322	ВС	Бурение
18	2031	К512	ВС	Бурение
19	2031	К520	ВС	Бурение
20	2031	К405	ВС	Бурение
21	2031	К539	ВС	Бурение
22	2032	К304	ВС	Бурение
23	2032	К508Н	НН	Бурение
24	2032	К303	ВС	Бурение
25	2032	К342	ВС	Бурение
26	2033	К407Н	НН	Бурение
27	2033	К505Н	НН	Бурение
28	2033	К518Н	НН	Бурение
29	2033	К332	ВС	Бурение
30	2034	К305	ВС	Бурение
31	2034	К517	ВС	Бурение
32	2034	К702	ВС	Бурение
33	2034	К614	ВС	Бурение

34	2035	К309	ВС	Бурение
35	2035	К503Н	НН	Бурение
36	2035	К403	ВС	Бурение
37	2035	К514	ВС	Бурение
38	2036	К043	ВС	Бурение
39	2036	ГС2	ГС	Бурение
40	2036	К641	ВС	Бурение
41	2036	К623	ВС	Бурение
42	2037	К060Н	НН	Бурение
43	2037	К511	ВС	Бурение
44	2037	К648	ВС	Бурение
45	2037	К629	ВС	Бурение
46	2038	К312	ВС	Бурение
47	2038	К318	ВС	Бурение
48	2038	К625	ВС	Бурение
49	2038	К618	ВС	Бурение
50	2039	К519	ВС	Бурение
51	2039	К346	ВС	Бурение
52	2039	К354	ВС	Бурение

3.4.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В соответствии с проектными решениями разработка объекта осуществляется с поддержанием пластового давления. Закачка воды начата в 2007г. Для водообеспечения нагнетательных скважин на месторождении используетя в качестве источника вода из водозаборных скважин.

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

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

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

Для расчета дебита нефти проектных добывающих скважин применена формула Дюпюи расчета фактической продуктивности несовершенной скважины, которая при расчете дебитов нефти новых скважин опирается на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов и продуктивность скважин, полученную при проведении ГДИС, по следующей формуле:

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

где:

k – проницаемость, мД;

h – мощность интервала перфорации, м;

R_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор, доли ед.;

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

Расчёт дебита горизонтальной нефтяной скважины производился по методу Джоши. Преимущества скважин с горизонтальным стволом наилучшим образом можно обосновать путем простого анализа работы скважины. Поведение горизонтальной скважины анализируется, когда приток пластовой жидкости происходит по всей длине горизонтального ствола в продуктивном пласте, что отвечает открытому стволу, с хвостовиком, имеющим щелевидные отверстия, или перфорированной колонне с достаточно высокой плотностью, что позволяет не учитывать дополнительные фильтрационные сопротивления за счет перфорации, а также скин-эффект, обусловленный загрязнением призабойной зоны.

Формула Джоши:

$$Q = \frac{K_h h \Delta P}{\mu B_o \left\{ ln\left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right] + \frac{\beta h}{L} ln \frac{\beta h}{(\beta + 1) r_c} + 1 \right\}} \qquad (3.4.2)$$

$$a = \frac{L}{2}\left[0{,}5 + \sqrt{0{,}25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4}\right]^{0{,}5} \quad \beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \qquad (3.4.3)$$

где:

μ – вязкость жидкости, сП;

r_{eh} – радиус контура питания, м;

r_c – радиус ствола скв., м;

B_o – объемный коэффициент;

L – длина горизонтального ствола, м;

S – скин фактор;

K_h – горизонтальная проницаемость

K_v – вертикальная проницаемость

h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

ΔP – депрессия.

Средние значения проницаемости, оптимальной депрессии и других параметров взяты по результатам ГДИС рассчитываемой скважины или, при отсутствии исследований, по соседним скважинам. При отсутствии необходимых параметров по соседним скважинам для расчета использовались средние значения по объектам.

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

3.4.5 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 $\left(\frac{h_{H\min}}{h_{эф.внз}}\right)$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$k_1^1 = 1 - \left(\frac{h_{H\min}}{h_{эф.внз}}\right)^2,$$

$$\frac{h_{H\min}}{h_{эф.внз}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{A_2}{1 - A_2} \cdot \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \frac{\gamma_H}{\gamma_B}\right)},$$

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:

$$k_B = k_1^{'} \cdot k_1^{''} \cdot k_2 = k_1 \cdot k_2 \text{ ,}$$

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.

Определение коэффициента вытеснения нефти в системе «нефть-вода».

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 к пластовым за счет использования модельных жидкостей с обязательным созданием и поддержанием пластового давления и пластовой температуры. По результатам экспериментов по определению ОФП оценен коэффициент вытеснения нефти газом и коэффициент вытеснения нефти водой. остаточная водонасыщенность по толще КТ-II-I равна 0,27 доли ед., по толще КТ-II-II в среднем составляет 0,389 доли ед. Остаточная нефтенасыщенность соответственно составляет 0,35 и 0,161 доли ед. Используя значение остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности вычислен коэффициент вытеснения равной для пачки КТ-II-I – 0,521 доли ед., для пачки КТ-II-II – 0,737 доли ед.

Обоснование количества резервных скважин

Количество резервных скважин по всем вариантам разработки рекомендуется принимать в количестве 10 % от общего фонда скважин по варианту. Такое значительное число резервных скважин обосновывается тем, что эксплуатационные объекты являются многопластовыми и резервные скважины необходимы будут в процессе разработки для частичного разукрупнения многопластовых объектов. В качестве резервных

предусматриваются 11 скважин со следующими номерами: №№650, 651, 652, 653, 654, 655, 656, 657, 658, 659, 660.

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

Общие положения

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

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

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

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

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

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

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

Доходная часть

Нормативы реализации УВ

В основу экономических показателей вариантов разработки заложены прогнозные цены на нефть, основываясь на макропоказателях НК Казмунайгаз на период 2026-2030гг, как показано в таблице 3.5.1 Цены на нефть в течение всего срока разработки изменяются с учетом эскалации 2,5% с 2030г. Недропользователь предоставляет скидку на стоимость товарной нефти при реализации на экспорт.

Транспорт продукции

Транспортные расходы, приведенные в таблице 3.5.1, по реализации товарной продукции, учитываются при определенных принятых допущениях и включают в себя:

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

Таблица 3.5.1 – Маркетинговые показатели

Наименование показателей	Ед. изм.	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Обменный курс доллара	Тг/долл	540	540	540	540	540
Реализация по направлениям						
НЕФТИ						
На экспорт	%	37%	38%	39%	29%	38%
На внутренний рынок	%	63%	62%	61%	71%	62%
ТОВАРНОГО ГАЗА						
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
СУГ						
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
Транспортные тарифы по направлениям						
НЕФТИ						
На экспорт	тг/тонн	24934,31	24934,31	24934,31	24934,31	24934,31
На внутренний рынок	тг/тонн	10300,76	9294,70	10707,75	10707,75	10707,75
Цены по направлениям						
НЕФТИ						
Скидка на экспорт	тг/тонн	25660,80	25660,80	21772,80	21772,80	21772,80
На экспорт	тг/тонн	207619,2	207619,2	211507,2	211507,2	211507,2
На внутренний рынок	тг/тонн	105000,0	110000,0	115000,0	115000,0	115000,0
ТОВАРНОГО ГАЗА						
на внутренний рынок	тг/тыс.м.^{3}	6517,50	6517,50	6517,50	6517,50	6517,50
СУГ						
на внутренний рынок	тг/тонн	59722,00	59722,00	59722,00	59722,00	59722,00

Расходная часть

Капитальные вложения

Капитальные вложения включают в себя:

- Бурение скважин;
- Обустройство скважин;
- Обустройство месторождения;
- Закуп ОС и НМА.

Таблица 3.5.2 – Нормативы расчета капитальных вложений

Капитальные вложения	**Ед.изм.**	**Значения**
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	2 788 504
Ввод из бурения 1 куст(4скважины)	тыс.тг.	3 545 367
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	4 285 534
Ввод из бурения водозаборных	тыс.тг.	207 000
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	216 735
Обустройство скважины	тыс.тг.	120 000
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	60 846

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитаны в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти.

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на материалы;
- затраты на электроэнергию;
- оплата труда и обучение персонала;
- услуги сторонних организаций производственного характера;
- общеадминистративные затраты;
- затраты на страхование;
- амортизационные отчисления.

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

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

Административные расходы рассчитаны как условно-постоянные расходы.

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

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

При расчете капитальных и эксплуатационных затрат использовалась инфляция в 5% (согласно макропрогнозу НК КМГ) с 2026-2030гг., с 2030г. – 2,5%.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.3 – Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг./скв	9914,05
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг./скв	252,88
Услуги связи	тыс.тг./скв	46,22
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг./скв	20,39
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг./скв	1163,18
Охрана труда	тыс.тг./скв	369,56
Охрана объектов	тыс.тг./скв	1914,15
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг./скв	2058,97
Исследования	тыс.тг./скв	643,70
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг./скв	154,48

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг./скв	14,13
Мониторинг	тыс.тг./скв	412,24
ТБ и пожарная охрана	тыс.тг./скв	1565,37
Стандартизация	тыс.тг./скв	94,83
Ремонт оборудования	тыс.тг./скв	733,33
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг./скв	1024,27
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг./скв	98,16
НИР	тыс.тг./скв	2655,48
Услуги по аренде нефтедобывающего оборудования	тыс.тг./скв	6225,68
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг./скв	260,83
Транспортные расходы	тыс.тг./скв	6687,78
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания	тыс.тг./скв	1302,37
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг./скв	4322,08
Текущий ремонт скважин	тыс.тг./скв	1395,96
ООС	тыс.тг./скв	156,48
Аутстаффинг	тыс.тг./скв	3127,12
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг./скв	1781,11
Страхование	тг./т.ж	748,2
Прочие	тыс.тг./скв	134,4
ГСМ и топливо	тг./т.ж	14,6
Энергия	тг./т.ж	1268,3
Расходы по переработке газа	тг./тыс.м3	7813,0
Материалы (в том числе хим реагенты)	тг./т.ж	511,5
Э/энергия		
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тыс.тг./тыс.квтч	49,00
Расход э/энергии на мех. добычу	квт.ч/тн.ж.	21,70
Расход э/энергии на ППН на 1 тонну	квт.ч/тн	9,89
Расход эл/энергии на сбор и внутрипромысловую транспортировку нефти	квт.ч/тн	5,07
Расход э/энергии при ПГ	квт.ч/млн.м3	52,70
Стоимость химреагентов:		
Расход химреагентов для подготовки нефти	тг./кг	1583,46
Едкий натр	тг./кг	439,13
Катализатор "ИВКАЗ" для ускорения реакции при деменкаптанизации	тг./кг	15344,84
Расход химреагентов для подготовки воды	тг./кг	775,41
химреагентов для подготовки газа	тг./кг	1070,90
Расход химреагентов		
Расход химреагентов для подготовки нефти	кг/тн	0,015
Едкий натр	кг/тн	0,650
Катализатор "ИВКАЗ" для ускорения реакции при деменкаптанизации	кг/тн	0,0017
Расход химреагентов для подготовки воды	кг/тыс. м3	0,025
Расход химреагентов для подготовки газа	кг/000м3	0,550
Стоимость 1 скважино-операции по:		

Налоги и прочие платежи

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

- Налог на добычу полезных ископаемых по ставкам, согласно шкале (таблица 3.5.4, таблица 3.5.5);
- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.5.6)

- Экспортную таможенную пошлина, согласно шкале (таблица 3.5.7)
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%.
- Налог на сверхприбыль, согласно шкале (таблица 3.5.8).
- Социальный налог по ставке - 6%.
- Социальные отчисления – 5%.
- ОСМС – 3%.
- Налог на имущество по ставке 1,5%.

Таблица 3.5.4 – Ставки налога на добычу нефти

№ п/п	Объем годовой добычи	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 налога на добычу газа

Объем годовой добычи	**Ставки для реализации на внутренний рынок, %**
до1,00 млрд.м3 включительно	0,5%
до 2,00 млрд.м3 включительно	1,0%
свыше2,00 млрд.м3	1,5%

Таблица 3.5.6 – Ставки рентного налога на экспорт

№ п/п	Мировая цена	Ставка, %
1.	До 20 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	0
3.	До 40 долларов США за баррель включительно	0
4.	До 50 долларов США за баррель включительно	7
5.	До 60 долларов США за баррель включительно	11
6.	До 70 долларов США за баррель включительно	14
7.	До 80 долларов США за баррель включительно	16
8.	До 90 долларов США за баррель включительно	17
9.	До 100 долларов США за баррель включительно	19
10.	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11.	До120 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 3.5.7 – Шкала экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена	тг/тонну
1.	До 25 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	10
3.	До 35 долларов США за баррель включительно	20
4.	До 40 долларов США за баррель включительно	35
5.	До 45 долларов США за баррель включительно	40
6.	До 50 долларов США за баррель включительно	45
7.	До 55 долларов США за баррель включительно	50
8.	До 60 долларов США за баррель включительно	55
9.	До 65 долларов США за баррель включительно	60
10.	До 70 долларов США за баррель включительно	65
11.	До75 долларов США за баррель включительно	70
12.	До 80 долларов США за баррель включительно	75
13.	До 85 долларов США за баррель включительно	80
14.	До 90 долларов США за баррель включительно	85
15.	До 95 долларов США за баррель включительно	90
16.	До 100 долларов США за баррель включительно	95
17.	До 105 долларов США за баррель включительно	100
18.	До 115 долларов США за баррель включительно	115
19.	До 125 долларов США за баррель включительно	130
20.	До 135 долларов США за баррель включительно	145
21.	До 145 долларов США за баррель включительно	160
22.	До 155 долларов США за баррель включительно	176
23.	До 165 долларов США за баррель включительно	191
24.	До 175 долларов США за баррель включительно	206
25.	До 185 долларов США за баррель включительно	221
26.	От 185 долларов США за баррель и выше	236

Таблица 3.5.8 – Ставки налога на сверхприбыль

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

Ставка дисконтирования

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

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

С учетом результатов анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации разработки месторождения в настоящем отчете произведены расчеты технологических показателей разработки в 2-х вариантах.

В качестве рекомендуемого варианта предлагается к реализации 2 вариант разработки, в процессе реализации которого достигается максимальное извлечение запасов нефти.

При реализации рекомендуемого 2 варианта разработки накопленная добыча нефти по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2068г) составит 22470 тыс.т., достигаемый КИН – 0,195.

Прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов и месторождения в целом по 2 рекомендуемому варианту представлены в таблицах 4.1.1-4.1.2. Прогнозные технологические показатели разработки по 1 варианту представлены в таблицах П.4.1.1-П.4.1.2 в табличных приложениях.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, 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	
2026	3	3	0	76	0	11,4	0	0	0	0	60	13	16,0	17,3	67,7
2027	3	3	0	79	1	22,8	0	0	0	0	64	13	16,9	19,0	69,9
2028	3	3	0	82	0	34,2	1	1	1	0	66	14	17,4	20,1	79,1
2029	4	4	0	86	0	49,4	0	0	0	0	70	14	17,5	20,5	83,9
2030	4	4	0	90	0	64,6	1	1	1	0	73	15	17,7	20,7	83,8
2031	4	4	0	94	0	79,8	2	2	2	0	75	17	18,0	21,3	81,3
2032	4	4	0	98	0	95,0	2	2	2	0	77	19	18,0	21,4	79,2
2033	4	4	0	102	0	110,2	4	4	4	0	77	23	17,7	21,3	75,0
2034	4	4	0	106	0	125,4	3	3	3	0	78	26	17,3	21,2	69,5
2035	4	4	0	110	0	140,6	1	1	1	0	81	27	17,1	21,1	70,7
2036	4	4	0	114	0	155,8	2	2	2	0	83	29	17,0	21,2	69,2
2037	4	4	0	118	0	171,0	3	3	3	0	84	32	16,9	21,2	64,6
2038	4	4	0	122	0	186,2	2	2	2	0	86	34	16,5	21,0	64,3
2039	3	3	0	125	0	197,6	1	1	1	0	88	35	16,1	20,7	61,8
2040	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	88	35	15,7	20,3	60,3
2041	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	88	35	15,1	19,9	62,7
2042	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	88	35	14,6	19,4	61,0
2043	0	0	0	125	0	197,6	0	1	1	0	87	35	14,1	19,0	62,9
2044	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	87	35	13,7	18,6	60,9
2045	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	87	35	13,2	18,1	59,2
2046	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	87	35	12,7	17,7	61,1
2047	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	87	35	12,3	17,3	59,4
2048	0	0	0	125	0	197,6	0	1	1	0	86	35	11,9	16,9	57,5
2049	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	86	35	11,5	16,6	59,0
2050	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	86	35	11,1	16,2	57,3
2051	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	86	35	10,7	15,8	55,7
2052	0	0	0	125	0	197,6	0	1	1	0	85	35	10,4	15,5	56,9
2053	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	85	35	10,0	15,1	55,1
2054	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	85	35	9,7	14,8	53,6
2055	0	0	0	125	0	197,6	0	1	1	0	84	35	9,4	14,5	51,9
2056	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	84	35	9,1	14,2	52,9
2057	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	84	35	8,7	13,8	51,4
2058	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	84	35	8,4	13,5	50,0
2059	0	0	0	125	0	197,6	0	1	1	0	83	35	8,2	13,2	48,4
2060	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	83	35	7,9	12,9	46,9
2061	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	83	35	7,6	12,6	45,6
2062	0	0	0	125	0	197,6	0	0	0	0	83	35	7,4	12,4	44,3
2063	0	0	0	125	0	197,6	0	1	1	0	82	35	7,1	12,1	42,9
2064	0	0	0	125	0	197,6	0	1	1	0	81	35	6,9	11,8	41,4
2065	0	0	0	125	0	197,6	0	1	1	0	80	35	6,7	11,6	39,9
2066	0	0	0	125	0	197,6	0	1	1	0	79	35	6,5	11,4	38,4
2067	0	0	0	125	0	197,6	0	1	1	0	78	35	6,3	11,1	37,0
2068	0	0	0	125	0	197,6	0	1	1	0	77	35	6,1	10,9	35,7

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода), тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3		ГФ, м^3/т
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная	
2026	324,3	1,4	2,2	8094,4	36,1	0,070	351,4	46,9	8241,8	63,0	7,7	305,0	6014,8	46,9	38,2	625,925	7316,134	1930,0
2027	359,9	1,6	2,5	8454,3	37,7	0,073	404,1	63,1	8645,9	126,2	10,9	315,0	6329,8	42,8	38,4	707,235	8023,369	1965,0
2028	384,5	1,7	2,8	8838,8	39,4	0,077	444,6	74,1	9090,5	200,3	13,5	369,4	6699,3	46,3	38,8	761,360	8784,729	1980,0
2029	406,8	1,8	3,0	9245,6	41,2	0,080	474,4	88,1	9565,0	288,4	14,3	407,4	7106,6	48,0	39,2	774,860	9559,589	1905,0
2030	434,9	1,9	3,3	9680,5	43,2	0,084	508,1	97,5	10073,1	385,8	14,4	420,5	7527,1	46,3	39,6	791,588	10351,177	1820,0
2031	456,0	2,0	3,6	10136,5	45,2	0,088	538,2	107,6	10611,3	493,5	15,3	449,6	7976,7	47,0	39,9	784,260	11135,437	1720,0
2032	467,3	2,1	3,8	10603,8	47,3	0,092	557,2	115,8	11168,5	609,3	16,1	492,8	8469,5	50,0	40,4	757,004	11892,440	1620,0
2033	465,3	2,1	3,9	11069,1	49,3	0,096	561,4	131,2	11729,9	740,5	17,1	543,2	9012,7	55,0	41,0	728,223	12620,663	1565,0
2034	459,1	2,0	4,0	11528,2	51,4	0,100	560,5	136,5	12290,4	877,0	18,1	588,5	9601,2	60,0	41,9	688,709	13309,372	1500,0
2035	464,7	2,1	4,3	11992,9	53,5	0,104	573,6	141,6	12864,0	1018,7	19,0	649,1	10250,3	65,0	42,8	669,164	13978,536	1440,0
2036	478,1	2,1	4,6	12471,0	55,6	0,108	595,0	150,5	13459,1	1169,2	19,6	670,8	10921,1	65,0	43,7	659,797	14638,333	1380,0
2037	483,2	2,2	4,9	12954,3	57,7	0,113	606,7	166,1	14065,7	1335,3	20,3	681,3	11602,4	65,0	44,6	628,192	15266,525	1300,0
2038	480,9	2,1	5,1	13435,1	59,9	0,117	610,6	170,4	14676,3	1505,7	21,2	734,6	12337,0	70,0	45,6	597,226	15863,750	1242,0
2039	481,1	2,1	5,3	13916,2	62,0	0,121	617,4	175,4	15293,6	1681,1	22,1	739,3	13076,3	70,0	46,5	567,743	16431,493	1180,0
2040	473,1	2,1	5,6	14389,3	64,1	0,125	613,7	181,3	15907,3	1862,4	22,9	731,3	13807,7	70,0	47,3	528,873	16960,366	1118,0
2041	456,6	2,0	5,7	14845,9	66,2	0,129	599,4	190,7	16506,7	2053,1	23,8	761,3	14569,0	75,0	48,3	457,087	17417,452	1001,1
2042	440,7	2,0	5,8	15286,6	68,1	0,133	585,4	192,9	17092,2	2246,1	24,7	739,8	15308,7	75,0	49,1	408,084	17825,536	926,0
2043	423,8	1,9	5,9	15710,4	70,0	0,137	569,4	196,4	17661,6	2442,4	25,6	763,7	16072,4	80,0	50,0	362,971	18188,507	856,5
2044	407,7	1,8	6,1	16118,1	71,8	0,140	554,1	197,4	18215,7	2639,8	26,4	739,4	16811,8	80,0	50,9	322,962	18511,469	792,2
2045	393,5	1,8	6,2	16511,6	73,6	0,144	541,2	205,3	18756,8	2845,1	27,3	718,5	17530,3	80,0	51,6	288,339	18799,808	732,8
2046	379,8	1,7	6,4	16891,4	75,3	0,147	528,6	206,6	19285,5	3051,7	28,2	741,9	18272,2	85,0	52,5	257,427	19057,235	677,8
2047	366,6	1,6	6,6	17258,0	76,9	0,150	516,4	207,7	19801,9	3259,4	29,0	721,1	18993,3	85,0	53,3	229,829	19287,064	626,9
2048	352,5	1,6	6,8	17610,5	78,5	0,153	502,2	210,2	20304,1	3469,7	29,8	697,9	19691,2	85,0	54,0	204,416	19491,480	579,9
2049	339,1	1,5	7,0	17949,6	80,0	0,156	488,6	215,9	20792,7	3685,6	30,6	715,5	20406,7	90,0	54,7	181,880	19673,360	536,4
2050	327,3	1,5	7,3	18276,9	81,5	0,159	477,3	216,5	21270,1	3902,1	31,4	695,5	21102,2	90,0	55,5	162,381	19835,742	496,1
2051	315,9	1,4	7,6	18592,8	82,9	0,162	466,3	216,9	21736,3	4118,9	32,2	676,1	21778,3	90,0	56,1	144,973	19980,715	458,9
2052	303,8	1,4	7,9	18896,6	84,2	0,164	453,5	218,7	22189,8	4337,7	33,0	690,8	22469,1	95,0	56,8	128,939	20109,654	424,5
2053	292,2	1,3	8,3	19188,8	85,5	0,167	441,2	223,2	22631,0	4560,8	33,8	668,9	23138,0	95,0	57,5	114,721	20224,375	392,6
2054	282,0	1,3	8,7	19470,8	86,8	0,169	431,0	223,1	23061,9	4783,9	34,6	650,3	23788,3	95,0	58,1	102,423	20326,798	363,2
2055	271,2	1,2	9,2	19742,0	88,0	0,172	419,1	224,5	23481,0	5008,4	35,3	629,5	24417,8	95,0	58,7	91,092	20417,890	335,9
2056	260,9	1,2	9,7	20002,9	89,2	0,174	407,7	223,2	23888,7	5231,7	36,0	641,7	25059,5	100,0	59,3	81,046	20498,936	310,7
2057	251,8	1,1	10,4	20254,6	90,3	0,176	398,3	227,6	24287,0	5459,3	36,8	623,9	25683,4	100,0	59,9	72,357	20571,293	287,4
2058	243,0	1,1	11,2	20497,7	91,4	0,178	389,1	227,0	24676,1	5686,3	37,5	606,7	26290,1	100,0	60,5	64,600	20635,893	265,8
2059	233,7	1,0	12,1	20731,3	92,4	0,180	378,3	227,9	25054,4	5914,2	38,2	587,3	26877,4	100,0	61,0	57,452	20693,345	245,9
2060	224,8	1,0	13,2	20956,1	93,4	0,182	368,0	226,1	25422,4	6140,3	38,9	568,8	27446,1	100,0	61,5	51,114	20744,460	227,4
2061	216,9	1,0	14,7	21173,0	94,4	0,184	359,5	229,6	25782,0	6369,9	39,7	553,1	27999,2	100,0	62,0	45,635	20790,094	210,4
2062	209,4	0,9	16,6	21382,4	95,3	0,186	351,3	228,5	26133,2	6598,4	40,4	537,9	28537,1	100,0	62,4	40,742	20830,837	194,6
2063	201,3	0,9	19,2	21583,7	96,2	0,188	341,5	229,1	26474,8	6827,5	41,0	520,7	29057,8	100,0	62,9	36,233	20867,070	180,0
2064	192,9	0,9	22,7	21776,6	97,1	0,189	330,5	228,5	26805,2	7056,0	41,6	502,0	29559,8	100,0	63,3	32,109	20899,179	166,5
2065	184,8	0,8	28,2	21961,4	97,9	0,191	319,7	231,8	27124,9	7287,8	42,2	483,9	30043,6	100,0	63,6	28,453	20927,632	154,0
2066	177,0	0,8	37,5	22138,4	98,7	0,192	309,3	231,0	27434,2	7518,7	42,8	466,3	30510,0	100,0	64,0	26,553	20954,185	150,0
2067	169,6	0,8	57,6	22308,0	99,4	0,194	299,1	230,1	27733,3	7748,8	43,3	449,4	30959,4	100,0	64,3	25,435	20979,620	150,0
2068	162,4	0,7	100,0	22470,4	100,2	0,195	289,2	229,1	28022,5	7977,9	43,8	433,0	31392,4	100,0	64,6	24,363	21003,984	150,0

Таблица 4.1.3 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта

№№	Наименование	Объект разработки
		КТ-II
1	Плотность сетки доб.+нагнет. скв., га/скв.	54,7
2	Проектный уровень добычи нефти, тыс.т/год	483,2
3	Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	2,2
4	Год выхода на проектный уровень	2037
5	Продолжительность проектного уровня, годы	1
6	Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т/год	617,4
7	Проектный уровень добычи попутного газа, млн.м^3/год	791,6
8	Проектный уровень закачки воды (раб. агентов), тыс.м^3/год	763,7
9	Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	112
	в том числе: добывающих	77
	нагнетательных	35
10	Фонд скважин для бурения, всего, шт.	52
	в том числе: добывающих	52
	нагнетательных	0
11	Фонд резервных скважин, шт.	11
12	Фонд скважин-дублеров, шт.	0
13	Накопленная добыча за проектный период, тыс.т:	
14	нефти	14 700,3
15	жидкости	20 132,1
16	Накопленная добыча с начала разработки:	
17	нефти, тыс.т	22 470,4
18	жидкости, млн.т	28 022,5
19	Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,195
20	Средняя обводненность к концу разработки, %	43,8

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 4.1.4 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей.

Таблица 4.1.4 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей

№№ п/п	Параметры	Объект
		КТ-II
1	Плотность сетки скважин, га/скв	94,6 на начало разрубивания
		54,7 на конец разбуривания
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	В соответствии с количеством добывающих и нагнетательных скважин в таблицах раздела 4.1
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>0,5Рнас
		Рзаб≥0,25Рнас
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	ΔР=Рпл-Рзаб
		где минимальное Рзаб≥0,25Рнас
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, $м^3/т$	6000
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т.	+/-10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1
8	Объемы 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

Любой относительно крупный проект, предлагаемый к реализации в энергетическом секторе экономики, нуждается в тщательной предварительной оценке возможностей его развития, прежде всего с точки зрения инвесторов, то есть компаний (компании), заинтересованных в участии в проекте и рассчитывающих на прибыльное вложение своих денег в проект.

В настоящем проекте для экономической оценки технологических показателей вариантов разработки месторождения оценены изменение доходов за счет применения технологий разработки и добычи нефти (увеличение добычи нефти).

Анализ финансовой рентабельности проекта основывается на моделировании потоков реальных денег, складывающихся в течение всего срока его реализации.

Система рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, включает в себя:

• Денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами.

• Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) – величина, полученная дисконтированием (при ставке дисконта 10.85%) разницы между всеми годовыми расходами и приходами реальных денег за период реализации отчета, накапливаемыми в течение рентабельности варианта;

• Срок окупаемости – число периодов планирования, в течение которых совокупные прогнозируемые потоки денежных средств покрывают первоначальные инвестиции.

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к 2026г, отражающий ценность будущих поступлений (доходов) с современных позиций.

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5. Результаты альтернативных вариантов разработки приведены в табличных приложениях П.4.2.1.-4.2.5.

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

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)												
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	**145 676 960**	5 577 009	-	9 222 978	12 912 170	10 168 334	13 896 723	10 683 105	3 650 061	14 965 250	11 504 536
Ввод из бурения наклонно-направленных	тыс.тг.	**43 748 194**	3 545 367	7 445 271	-	-	4 309 416	-	4 527 580	13 922 309	-	4 875 709
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	**10 540 762**	-	4 499 811	-	-	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения водозаборных	тыс.тг.	**207 000**	207 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Гидроразрыв пласта (КГРП)	тыс.тг.	**250 898**	-	-	-	250 898	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	**200 423 815**	9 329 376	11 945 082	9 222 978	13 163 068	14 477 750	13 896 723	15 210 686	17 572 370	14 965 250	16 380 245
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО												
Обустройство промысла												
Обустройство скважины	тыс.тг.	**8 044 935**	360 000	378 000	396 900	555 660	583 443	598 029	612 980	628 304	644 012	660 112
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	**1 803 105**	-	-	67 083	-	73 959	151 616	155 406	318 583	244 911	83 678
Строительство АБК на УПН Кожасай	тыс.тг.	**250 000**	250 000									
Обновление ПО РСУ "Delta V"	тыс.тг.	**100 000**	100 000									
Закуп ЧРП VFD TOSHIBA WG-2, БКНС м-р Кожасай.	тыс.тг.	**106 285**	106 285									
Прочие проекты	тыс.тг.	**158 014**	79 007	79 007								
Капитальному ремонту газовых двигателей «CATERPILLAR» Кожасай	тыс.тг.	**3 411 716**	212 901	212 901	212 901	-	133 726	133 726	267 452	-	-	212 901
ОНСС	тыс.тг.	**6 019 301**	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709
ИТ (аппартное обеспечение, програмый продукт)	тыс.тг.	**192 233**	26 642	6 585	6 914	7 260	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623
Приобретение нематериальных активов	тыс.тг.	**95 226**	39 000	47 023	9 203	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	20 180 815	1 435 543	985 224	954 710	824 629	1 060 459	1 152 702	1 305 170	1 216 219	1 158 254	1 226 022
Всего с со строительством скважин с учетом инфляции	**тыс.тг.**	**220 604 630**	**10 764 919**	**12 930 306**	**10 177 688**	**13 987 697**	**15 538 209**	**15 049 425**	**16 515 855,28**	**18 788 589**	**16 123 504,24**	**17 606 267**

Продолжение таблицы 4.2.1

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)														
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	11 792 150	12 086 953	16 518 836	12 698 855	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения наклонно-направленных	тыс.тг.	-	5 122 541	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	6 040 951	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения водозаборных	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	17 833 101	17 209 495	16 518 836	12 698 855	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО														
Обустройство промысла														
Обустройство скважины	тыс.тг.	676 615	693 530	710 869	546 480	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	171 539	263 742	180 224	92 365	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Строительство АБК на УПН Кожасай	тыс.тг.													
Обновление ПО РСУ "Delta V"	тыс.тг.													
Закуп ЧРП VFD TOSHIBA WG-2, БКНС м-р Кожасай.	тыс.тг.													
Прочие проекты	тыс.тг.													
Капитальному ремонту газовых двигателей «CATERPILLAR» Кожасай	тыс.тг.	212 901	212 901	212 901	-	133 726	133 726	267 452	-	-	212 901	212 901	212 901	212 901
ОНСС	тыс.тг.	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709
ИТ (аппартное обеспечение, програмый продукт)	тыс.тг.	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623
Приобретение нематериальных активов	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	1 330 387	1 439 505	1 373 325	908 176	403 058	403 058	536 784	269 332	269 332	482 232	482 232	482 232	482 232
Всего с со строительством скважин с учетом инфляции	**тыс.тг.**	**19 163 487,64**	**18 648 999**	**17 892 160,70**	**13 607 032**	**403 057,53**	**403 058**	**536 783,53**	**269 332**	**269 331,53**	**482 232**	**482 232**	**482 232**	**482 232**

Таблица 4.2.2 – Бюджетная эффективность, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ													
НДС (с выручки)	тыс.тг.	**245 673 898**	3 839 933	4 834 514	4 529 158	4 664 913	4 878 170	5 241 840	5 506 278	5 620 158	5 684 157	5 896 786	6 218 703
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**49 023 799**	538 729	604 902	655 746	688 533	722 960	741 034	759 560	778 549	798 013	817 963	838 412
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг.	**18 940 344**	205 920	231 962	251 826	264 417	277 638	284 579	291 693	298 986	306 460	314 122	321 975
Налог на имущество	тыс.тг.	**20 324 227**	323 784	424 314	506 516	583 499	683 386	775 266	859 752	955 519	1 034 507	1 094 174	1 164 320
Прочие налоги	тыс.тг.	**8 424 815**	342 784	326 461	310 915	296 110	282 009	275 131	268 421	261 874	255 487	249 255	243 176
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	**300 028 259**	2 539 839	2 174 968	3 314 829	3 585 943	3 905 439	4 196 599	4 408 316	4 499 493	4 550 737	4 720 973	6 336 534

Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	**275 238 447**	3 603 222	3 085 586	4 616 239	4 993 793	5 438 723	5 701 653	5 843 219	6 303 493	6 219 787	6 295 083	6 975 048
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**175 177 773**	2 593 791	2 567 899	3 293 837	3 526 275	3 808 190	4 092 100	4 298 545	4 387 452	4 437 419	4 603 417	4 854 731
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	**108 736**	8 888	6 398	3 357	1 578	4	4	4	3	3	3	3
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**136 940 897**	3 266 885	3 823 445	4 292 179	4 477 197	4 592 789	4 970 189	5 222 433	5 097 522	5 010 078	5 178 929	5 042 912
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**2 515 737**	1 963	86 350	60 987	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**741 049 136**	**9 585 873**	**8 497 772**	**12 777 274**	**13 752 432**	**14 832 968**	**15 794 716**	**16 445 664**	**16 962 733**	**16 928 334**	**17 377 134**	**19 558 408**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	**210 634 565**	3 802 953	4 298 832	4 254 949	5 153 298	5 817 170	5 987 143	6 480 234	7 116 019	6 701 586	7 191 979	7 800 156
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	**-35 039 333**	-36 980	-535 682	-274 208	488 385	939 000	745 303	973 955	1 495 861	1 017 429	1 295 192	1 581 453
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**986 723 033**	**13 425 806**	**13 332 285**	**17 306 432**	**18 417 345**	**19 711 138**	**21 036 556**	**21 951 943**	**22 582 891**	**22 612 492**	**23 273 920**	**25 777 111**

Продолжение таблицы 4.2.2

Составляющие	**Ед.изм.**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**2042**	**2043**	**2044**	**2045**	**2046**	**2047**	**2048**	**2049**	**2050**
1	**2**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**	**28**
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ															
НДС (с выручки)	тыс.тг.	6 442 300	6 571 010	6 739 197	6 791 591	6 719 249	6 647 680	6 552 257	6 460 548	6 391 736	6 323 659	6 298 189	6 287 255	6 282 357	6 303 738
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	859 372	880 857	902 878	925 450	948 586	972 301	996 608	1 021 524	1 047 062	1 073 238	1 100 069	1 127 571	1 155 760	1 184 654
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг.	330 024	338 275	346 732	355 400	364 285	373 392	382 727	392 295	402 103	412 155	422 459	433 021	443 846	454 942
Налог на имущество	тыс.тг.	1 230 627	1 278 911	1 287 829	1 183 932	1 011 455	865 710	740 980	633 260	543 057	467 745	403 731	349 320	299 997	254 999
Прочие налоги	тыс.тг.	237 245	231 458	225 813	220 305	214 932	209 690	204 575	199 586	194 718	189 969	185 335	180 815	176 405	172 102
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	6 564 377	6 695 533	6 866 914	6 920 308	6 846 605	7 741 356	7 630 241	7 523 451	7 443 324	7 824 304	7 740 973	7 629 658	7 522 692	7 442 573
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	7 049 610	7 015 083	7 520 534	7 394 156	7 136 982	7 348 002	7 065 886	7 221 884	6 970 702	7 124 035	6 876 256	6 612 074	6 713 719	6 480 210
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	5 029 293	5 129 778	5 261 081	5 301 989	5 245 522	5 189 656	5 115 166	5 043 576	4 989 860	4 936 717	4 884 140	4 813 906	4 746 416	4 695 866
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1 310	3 780	6 328	9 020
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	5 093 954	5 060 421	5 031 855	5 166 630	5 170 102	4 798 618	4 655 823	4 474 016	4 369 979	4 084 780	3 948 961	3 728 420	3 492 976	3 317 579
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	154 400	150 929	240 331	285 401	353 945	293 238	297 349	245 576	179 227	128 559
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**19 952 205**	**20 059 308**	**20 704 442**	**20 676 582**	**20 373 621**	**21 001 976**	**20 480 084**	**20 334 445**	**19 923 014**	**20 082 524**	**19 562 393**	**18 836 883**	**18 455 010**	**17 836 767**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	7 929 384	7 929 746	7 079 551	3 900 535	3 877 622	3 931 530	3 889 928	3 879 891	3 961 035	3 985 682	4 068 045	4 216 508	4 179 015	4 330 640
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	1 487 084	1 358 736	340 354	-2 891 057	-2 841 626	-2 716 150	-2 662 328	-2 580 656	-2 430 702	-2 337 977	-2 230 144	-2 070 748	-2 103 341	-1 973 098
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**26 394 506**	**26 630 318**	**27 443 639**	**27 468 173**	**27 092 870**	**27 649 656**	**27 032 341**	**26 794 993**	**26 314 751**	**26 406 182**	**25 860 582**	**25 124 139**	**24 737 367**	**24 140 505**

Продолжение таблицы 4.2.2

Составляющие	**Ед.изм.**	**2051**	**2052**	**2053**	**2054**	**2055**	**2056**	**2057**	**2058**	**2059**	**2060**
1	**2**	**29**	**30**	**31**	**32**	**33**	**34**	**35**	**36**	**37**	**38**
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ											
НДС (с выручки)	тыс.тг.	6 230 032	6 113 978	6 005 585	5 920 237	5 815 364	5 715 937	5 639 235	5 564 751	5 471 105	5 382 414
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	1 214 271	1 244 627	1 275 743	1 307 637	1 340 327	1 373 836	1 408 182	1 443 386	1 479 471	1 516 458
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг.	466 316	477 974	489 923	502 171	514 725	527 594	540 783	554 303	568 161	582 365
Налог на имущество	тыс.тг.	216 752	184 241	156 607	133 118	113 153	96 182	81 757	69 495	59 073	50 214
Прочие налоги	тыс.тг.	167 905	163 809	159 814	155 916	152 113	148 403	144 784	141 252	137 807	134 446
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	8 229 580	8 111 017	7 997 105	7 911 933	8 618 545	8 497 292	8 406 793	8 713 318	8 587 307	8 466 278
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	6 584 025	6 330 897	7 003 203	6 759 626	6 499 568	7 067 286	6 821 481	6 584 225	6 330 736	6 791 887
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	4 645 853	4 578 921	4 514 614	4 466 532	4 402 061	4 340 129	4 293 906	3 034 410	2 990 527	2 948 379
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	8 718	7 771	6 958	6 215	5 519	4 891	4 344	3 847	3 380	2 970
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	2 941 269	2 958 915	2 648 098	2 513 734	2 149 045	1 851 883	1 706 670	1 717 579	1 496 304	1 205 794
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	37 481	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**18 244 655**	**17 981 676**	**18 246 480**	**17 836 647**	**17 979 692**	**18 191 558**	**17 769 464**	**16 697 065**	**16 181 660**	**16 316 376**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	4 351 341	4 354 782	4 314 561	4 313 333	4 331 158	4 299 905	4 310 255	4 324 667	4 359 841	4 339 994
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	-1 878 692	-1 759 196	-1 691 024	-1 606 904	-1 484 206	-1 416 031	-1 328 980	-1 240 084	-1 111 264	-1 042 420
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**24 474 687**	**24 095 654**	**24 252 065**	**23 756 884**	**23 795 057**	**23 907 495**	**23 408 699**	**22 261 816**	**21 652 765**	**21 698 790**

Продолжение таблицы 4.2.2

Составляющие	**Ед.изм.**	**2061**	**2062**	**2063**	**2064**	**2065**	**2066**	**2067**	**2068**
1	**2**	**39**	**40**	**41**	**42**	**43**	**44**	**45**	**46**
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ									
НДС (с выручки)	тыс.тг.	5 314 346	5 247 904	5 162 804	5 061 623	4 962 822	4 869 622	4 779 692	4 691 069
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	1 554 369	1 593 228	1 633 059	1 673 885	1 715 732	1 758 626	1 737 280	1 613 352
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг.	596 924	611 847	627 143	642 821	658 892	675 364	692 248	709 555
Налог на имущество	тыс.тг.	42 683	36 282	30 841	26 216	22 285	18 943	16 103	13 688
Прочие налоги	тыс.тг.	131 167	127 968	124 846	121 801	118 831	115 932	113 105	110 346
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	8 756 842	8 663 579	8 538 044	8 384 580	8 949 365	8 787 522	8 973 236	8 809 944
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	6 555 661	6 327 650	6 713 231	6 431 772	6 161 770	6 493 047	6 219 765	5 957 639
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	2 916 978	2 885 911	2 844 094	2 792 974	2 742 620	2 693 022	2 644 169	2 596 051
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	2 603	2 268	1 952	1 655	1 389	1 256	1 184	1 111
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	963 769	791 351	424 142	203 672	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**16 206 649**	**15 792 179**	**15 774 549**	**15 217 753**	**15 408 063**	**15 674 090**	**15 617 398**	**15 120 617**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	4 363 418	4 390 460	4 440 963	4 450 486	4 462 050	4 481 845	4 487 938	4 494 135
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	-950 927	-857 444	-721 841	-611 137	-500 772	-387 777	-291 754	-196 934
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**21 520 995**	**21 040 083**	**20 937 352**	**20 279 376**	**20 370 884**	**20 543 713**	**20 397 090**	**19 811 686**

Таблица 4.2.3 – Производственный доход, 2 вариант

Расчет доходной части	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нефть	тыс.тонн	**14 634**	322,848	358,290	382,788	404,913	432,973	453,905	465,175	463,216	457,064	462,598	475,953
Товарный газ	млн. м3	**1 547**	160,032	115,173	60,401	28,355	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
СУГ	млн. м3	**119**	12,294	8,848	4,640	2,178	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сырой газ Казтрансгаз	млн. м3	**11 835**	425,484	552,724	663,619	710,760	761,162	753,414	726,895	699,210	660,850	641,827	632,561
Продажа продукции по направлениям													
Нефти													
на экспорт	тыс. тонн	**5 607**	111,211	95,234	142,477	154,129	167,862	175,977	180,346	179,587	177,202	179,347	184,525
на внутренний рынок	тыс. тонн	**9 027**	211,637	263,055	240,311	250,783	265,111	277,928	284,828	283,629	279,863	283,250	291,428
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	**1 547**	160,032	115,173	60,401	28,355	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
СУГ													
на внутренний рынок	тыс. тонн	**119**	12,294	8,848	4,640	2,178	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сырой газ Казтрансгаз													
на внутренний рынок	млн.м3	**11 835**	425	553	664	711	761	753	727	699	661	642	633
Цена реализации продукции													
Нефти													
на экспорт	тг./тонн	**338 147**	207 619	207 619	211 507	211 507	211 507	216 795	222 215	227 770	233 464	239 301	245 284
на внутренний рынок	тг./тонн	**183 606**	105 000	110 000	115 000	115 000	115 000	117 875	120 822	123 842	126 938	130 112	133 365
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг./1000м3	**6 518**	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50
СУГ													
на внутренний рынок	тг./тонн	**95 532**	59 722,00	59 722,00	59 722,00	59 722,00	59 722,00	61 215,05	62 745,43	64 314,06	65 921,91	67 569,96	69 259,21
Сырой газ Казтрансгаз													
на внутренний рынок	тг./1000м3	**1**	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на экспорт	тг. тыс	**1 743 020 607**	23 089 446	19 772 435	30 134 810	32 599 480	35 503 987	38 150 902	40 075 598	40 904 483	41 370 335	42 917 938	45 260 958
на внутренний рынок	тг. тыс	**1 513 714 653**	22 221 926	28 936 100	27 635 788	28 840 094	30 487 802	32 760 748	34 413 513	35 125 289	35 525 322	36 854 273	38 866 258
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг. тыс	**10 084 877**	1 043 006	750 643	393 664	184 807	0	0	0	0	0	0	0
СУГ													
на внутренний рынок	тг. тыс	**11 650 495**	734 223	528 414	277 120	130 094	0	0	0	0	0	0	0
Сырой газ Казтрансгаз													
на внутренний рынок	тг. тыс	**11 835**	425	553	664	711	761	753	727	699	661	642	633
Итоговый производственный доход	тг. тыс	**3 278 482 466**	**47089027**	**49988145**	**58442045**	**61755186**	**65992550**	**70912403**	**74489838**	**76030472**	**76896318**	**79772853**	**84127849**

Продолжение таблицы 4.2.3

Расчет доходной части	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Нефть	тыс.тонн	481,041	478,685	478,964	470,915	454,536	438,727	421,883	405,833	391,717	378,093	364,943	350,922
Товарный газ	млн. м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	19,394	55,276
СУГ	млн. м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,490	4,246
Сырой газ Казтрансгаз	млн. м3	601,994	571,777	543,153	505,581	435,486	387,616	343,546	304,432	270,640	242,294	191,277	128,355
Продажа продукции по направлениям													
Нефти													
на экспорт	тыс. тонн	186,498	185,584	185,692	182,572	176,222	170,093	163,562	157,340	151,867	146,585	141,487	136,051
на внутренний рынок	тыс. тонн	294,544	293,101	293,272	288,343	278,315	268,635	258,321	248,493	239,850	231,508	223,456	214,871
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	19,394	55,276
СУГ													
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,490	4,246
Сырой газ Казтрансгаз													
на внутренний рынок	млн.м3	602	572	543	506	435	388	344	304	271	242	191	128
Цена реализации продукции													
Нефти													
на экспорт	тг./тонн	251 416	257 701	264 144	270 747	277 516	284 454	291 565	298 854	306 325	313 984	321 833	329 879
на внутренний рынок	тг./тонн	136 699	140 116	143 619	147 210	150 890	154 662	158 529	162 492	166 554	170 718	174 986	179 361
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг./1000м3	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50
СУГ													
на внутренний рынок	тг./тонн	70 990,69	72 765,46	74 584,59	76 449,21	78 360,44	80 319,45	82 327,44	84 385,62	86 495,26	88 657,64	90 874,09	93 145,94
Сырой газ Казтрансгаз													

на внутренний рынок	тг./1000м3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на экспорт	тг. тыс	46 888 408	47 825 233	49 049 386	49 430 773	48 904 322	48 383 478	47 689 007	47 021 567	46 520 775	46 025 317	45 535 135	44 880 340
на внутренний рынок	тг. тыс	40 263 774	41 068 240	42 119 438	42 446 940	41 994 869	41 547 613	40 951 260	40 378 120	39 948 082	39 522 625	39 101 698	38 539 416
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг. тыс	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126 400	360 262
СУГ													
на внутренний рынок	тг. тыс	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	135 392	395 539
Сырой газ Казтрансгаз													
на внутренний рынок	тг. тыс	602	572	543	506	435	388	344	304	271	242	191	128
Итоговый производственный доход	тг. тыс	**87152784**	**88894045**	**91169368**	**91878219**	**90899626**	**89931478**	**88640611**	**87399992**	**86469128**	**85548183**	**84898816**	**84175685**

Продолжение таблицы 4.2.3

Расчет доходной части	**Ед.изм**	**2049**	**2050**	**2051**	**2052**	**2053**	**2054**	**2055**	**2056**	**2057**	**2058**
1	2	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Нефть	тыс.тонн	337,563	325,822	314,490	302,399	290,880	280,763	269,962	259,672	250,640	241,923
Товарный газ	млн. м3	91,362	128,528	122,593	107,810	95,225	83,902	73,471	64,201	56,221	49,080
СУГ	млн. м3	7,019	9,874	9,418	8,282	7,315	6,446	5,644	4,932	4,319	3,770
Сырой газ Казтрансгаз	млн. м3	69,190	10,708	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Продажа продукции по направлениям											
Нефти											
на экспорт	тыс. тонн	130,872	126,320	121,926	117,239	112,773	108,851	104,663	100,674	97,172	93,792
на внутренний рынок	тыс. тонн	206,691	199,502	192,564	185,160	178,107	171,912	165,299	158,998	153,468	148,130
Товарного газа											
на внутренний рынок	млн.м3	91,362	128,528	122,593	107,810	95,225	83,902	73,471	64,201	56,221	49,080
СУГ											
на внутренний рынок	тыс. тонн	7,019	9,874	9,418	8,282	7,315	6,446	5,644	4,932	4,319	3,770
Сырой газ Казтрансгаз											
на внутренний рынок	млн.м3	69	11	0	0	0	0	0	0	0	0
Цена реализации продукции											
Нефти											
на экспорт	тг./тонн	338 126	346 579	355 244	364 125	373 228	382 559	392 123	401 926	411 974	422 273
на внутренний рынок	тг./тонн	183 845	188 441	193 152	197 981	202 930	208 003	213 204	218 534	223 997	229 597
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг./1000м3	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50
СУГ											
на внутренний рынок	тг./тонн	95 474,59	97 861,45	100 307,99	102 815,69	105 386,08	108 020,73	110 721,25	113 489,28	116 326,51	119 234,68
Сырой газ Казтрансгаз											
на внутренний рынок	тг./1000м3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
на экспорт	тг. тыс	44 251 130	43 779 844	43 313 577	42 689 562	42 090 025	41 641 755	41 040 690	40 463 293	40 032 348	39 605 993
на внутренний рынок	тг. тыс	37 999 104	37 594 404	37 194 013	36 658 163	36 143 331	35 758 395	35 242 251	34 746 432	34 376 374	34 010 256
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг. тыс	595 453	837 682	799 000	702 654	620 631	546 831	478 844	418 432	366 423	319 876
СУГ											
на внутренний рынок	тг. тыс	670 104	966 268	944 689	851 546	770 945	696 254	624 931	559 741	502 421	449 564
Сырой газ Казтрансгаз											
на внутренний рынок	тг. тыс	69	11	0	0	0	0	0	0	0	0
Итоговый производственный доход	тг. тыс	**83515860**	**83178208**	**82251279**	**80901925**	**79624931**	**78643235**	**77386716**	**76187898**	**75277566**	**74385689**

Продолжение таблицы 4.2.3

Расчет доходной части	**Ед.изм**	**2059**	**2060**	**2061**	**2062**	**2063**	**2064**	**2065**	**2066**	**2067**	**2068**
1	2	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
Нефть	тыс.тонн	232,609	223,737	215,955	208,444	200,413	192,011	183,950	176,218	168,802	161,688
Товарный газ	млн. м3	42,499	36,806	31,780	27,276	23,125	19,309	15,962	14,212	13,183	12,177
СУГ	млн. м3	3,265	2,828	2,441	2,095	1,776	1,483	1,226	1,092	1,013	0,935
Сырой газ Казтрансгаз	млн. м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Продажа продукции по направлениям											
Нефти											
на экспорт	тыс. тонн	90,181	86,742	83,725	80,813	77,699	74,442	71,317	68,319	65,444	62,686
на внутренний рынок	тыс. тонн	142,427	136,995	132,230	127,631	122,714	117,569	112,634	107,899	103,358	99,002
Товарного газа											
на внутренний рынок	млн.м3	42,499	36,806	31,780	27,276	23,125	19,309	15,962	14,212	13,183	12,177
СУГ											
на внутренний рынок	тыс. тонн	3,265	2,828	2,441	2,095	1,776	1,483	1,226	1,092	1,013	0,935
Сырой газ Казтрансгаз											

на внутренний рынок	млн.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Цена реализации продукции											
Нефти											
на экспорт	тг./тонн	432 830	443 651	454 742	466 110	477 763	489 707	501 950	514 499	527 361	540 545
на внутренний рынок	тг./тонн	235 337	241 220	247 251	253 432	259 768	266 262	272 919	279 742	286 735	293 903
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг./1000м3	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50
СУГ											
на внутренний рынок	тг./тонн	122 215,54	125 270,93	128 402,70	131 612,77	134 903,09	138 275,67	141 732,56	145 275,87	148 907,77	152 630,47
Сырой газ Казтрансгаз											
на внутренний рынок	тг./1000м3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
на экспорт	тг. тыс	39 033 215	38 483 081	38 073 226	37 667 736	37 121 930	36 454 694	35 797 459	35 150 089	34 512 447	33 884 401
на внутренний рынок	тг. тыс	33 518 403	33 045 995	32 694 046	32 345 846	31 877 154	31 304 188	30 739 811	30 183 905	29 636 352	29 097 040
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг. тыс	276 986	239 885	207 127	177 771	150 715	125 846	104 030	92 626	85 919	79 363
СУГ											
на внутренний рынок	тг. тыс	399 017	354 210	313 486	275 782	239 654	205 112	173 794	158 610	150 804	142 780
Сырой газ Казтрансгаз											
на внутренний рынок	тг. тыс	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итоговый производственный доход	тг. тыс	**73227621**	**72123171**	**71287886**	**70467136**	**69389454**	**68089840**	**66815094**	**65585229**	**64385523**	**63203584**

Таблица 4.2.4 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)													
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	46 547 023	445 686	538 108	621 712	696 547	783 340	850 352	902 520	931 991	953 797	1 000 439	1 063 756
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	9 650 765	114 397	132 825	149 705	166 648	186 750	200 884	211 814	217 526	221 368	231 075	243 772
Затраты на материалы	тыс.тг.	18 912 700	179 765	217 042	250 763	280 947	315 955	342 984	364 025	375 912	384 707	403 520	429 059
ГСМ и топливо	тыс.тг.	541 011	5 142	6 209	7 173	8 037	9 038	9 811	10 413	10 753	11 005	11 543	12 274
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	308 475 929	3 736 815	3 923 656	4 119 838	4 325 830	4 542 122	4 655 675	4 772 067	4 891 368	5 013 653	5 138 994	5 267 469
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	9 019 264	238 967	182 937	212 335	188 856	227 622	245 218	244 783	260 908	287 282	263 682	279 699
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	49 404 251	594 843	624 585	655 815	688 605	723 036	741 112	759 639	778 630	798 096	818 048	838 500
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг.	1 726 025	15 173	16 993	18 401	20 492	22 438	23 630	24 866	25 488	26 464	28 169	29 586
Услуги связи	тыс.тг.	315 502	2 773	3 106	3 363	3 746	4 102	4 319	4 545	4 659	4 837	5 149	5 408
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг.	139 168	1 223	1 370	1 484	1 652	1 809	1 905	2 005	2 055	2 134	2 271	2 386
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг.	7 939 297	69 791	78 166	84 639	94 257	103 211	108 690	114 378	117 238	121 729	129 571	136 090
Охрана труда	тыс.тг.	1 841 595	22 173	23 282	24 446	25 668	26 952	27 626	28 316	29 024	29 750	30 494	31 256
Охрана объектов	тыс.тг.	13 065 034	114 849	128 631	139 283	155 111	169 846	178 862	188 223	192 928	200 320	213 225	223 952
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг.	14 053 481	123 538	138 363	149 821	166 846	182 696	192 394	202 463	207 524	215 475	229 357	240 895
Исследования	тыс.тг.	3 207 724	38 622	40 553	42 581	44 710	46 945	48 119	49 322	50 555	51 819	53 114	54 442
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	1 054 425	9 269	10 381	11 241	12 518	13 708	14 435	15 191	15 570	16 167	17 208	18 074
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг.	96 473	848	950	1 028	1 145	1 254	1 321	1 390	1 425	1 479	1 574	1 654
Мониторинг	тыс.тг.	2 813 762	24 735	27 703	29 997	33 406	36 579	38 521	40 537	41 550	43 142	45 921	48 232
ТБ и пожарная охрана	тыс.тг.	10 684 458	93 922	105 193	113 904	126 848	138 899	146 272	153 927	157 775	163 819	174 373	183 146
Стандартизация	тыс.тг.	647 295	5 690	6 373	6 901	7 685	8 415	8 862	9 325	9 558	9 925	10 564	11 095
Ремонт оборудования	тыс.тг.	5 005 365	44 000	49 280	53 361	59 425	65 070	68 524	72 110	73 913	76 745	81 689	85 799
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг.	6 991 124	61 456	68 831	74 531	83 000	90 885	95 709	100 718	103 236	107 191	114 097	119 837
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг.	670 018	5 890	6 597	7 143	7 955	8 710	9 173	9 653	9 894	10 273	10 935	11 485
НИР	тыс.тг.	13 232 913	159 329	167 295	175 660	184 443	193 665	198 506	203 469	208 556	213 770	219 114	224 592
Услуги по аренде нефтедобывающего оборудования	тыс.тг.	33 639 777	262 910	315 491	372 674	391 308	410 873	467 939	479 638	491 628	554 311	568 169	582 373
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг.	1 780 317	15 650	17 528	18 980	21 136	23 144	24 373	25 648	26 290	27 297	29 055	30 517
Транспортные расходы	тыс.тг.	33 326 922	401 267	421 330	442 397	464 517	487 742	499 936	512 434	525 245	538 376	551 836	565 632
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг.	8 889 333	78 142	87 519	94 767	105 536	115 562	121 696	128 065	131 267	136 296	145 076	152 375
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	29 500 326	259 325	290 444	314 496	350 234	383 506	403 864	424 999	435 624	452 314	481 453	505 674
Текущий ремонт скважин	тыс.тг.	9 528 138	83 758	93 809	101 577	113 120	123 866	130 442	137 268	140 700	146 090	155 502	163 325
ООС	тыс.тг.	1 489 639	11 423	12 652	13 802	15 216	16 738	17 936	19 184	20 483	21 835	23 241	24 705
Аутстаффинг	тыс.тг.	21 344 160	187 627	210 143	227 545	253 402	277 476	292 205	307 497	315 184	327 259	348 342	365 867
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг.	8 875 741	106 867	112 210	117 821	123 712	129 897	133 145	136 473	139 885	143 382	146 967	150 641
Страхование	тыс.тг.	27 662 263	262 929	317 452	366 773	410 922	462 125	501 658	532 434	549 820	562 684	590 200	627 554
Прочие	тыс.тг.	917 173	8 062	9 030	9 778	10 889	11 923	12 556	13 213	13 544	14 063	14 969	15 722
Расходы по переработке газа	тыс.тг.	29 479 314	1 559 764	1 178 676	649 048	319 932	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие скважин	тыс.тг.	2 395 003	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
КГРП	тыс.тг.	359 729	0	0	166 671	0	0	0	193 058	0	0	0	0
СКО	тыс.тг.	681 926	0	0	210 955	0	232 578	238 393	0	0	0	0	0
Перевод на мех. Способ	тыс.тг.	278 195	132 261	46 291	48 606	51 036	0	0	0	0	0	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	811 820	0	140 610	73 820	77 511	81 387	83 422	85 507	87 645	89 836	92 082	0
Перфорации доб	тыс.тг.	26 068	12 082	0	0	13 986	0	0	0	0	0	0	0
Перфорации наг	тыс.тг.	72 906	0	12 686	0	0	14 686	30 105	15 429	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг.	125 503	0	0	0	125 503	0	0	0	0	0	0	0
Ввод из консервации	тыс.тг.	52 253	0	52 253	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	2 336 304	0	0	86 920	0	95 829	196 450	201 362	412 791	317 333	108 422	222 266
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	739 607 410	9 490 962	9 816 553	10 271 755	10 232 338	10 770 382	11 367 022	11 697 908	12 008 144	12 296 024	12 489 442	12 969 106
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	49 023 799	538 729	604 902	655 746	688 533	722 960	741 034	759 560	778 549	798 013	817 963	838 412
Налог на имущество	тыс.тг.	20 324 227	323 784	424 314	506 516	583 499	683 386	775 266	859 752	955 519	1 034 507	1 094 174	1 164 320
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	8 424 815	342 784	326 461	310 915	296 110	282 009	275 131	268 421	261 874	255 487	249 255	243 176
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	175 177 773	2 593 791	2 567 899	3 293 837	3 526 275	3 808 190	4 092 100	4 298 545	4 387 452	4 437 419	4 603 417	4 854 731
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	108 736	8 888	6 398	3 357	1 578	4	4	4	3	3	3	3
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	9 019 264	238 967	182 937	212 335	188 856	227 622	245 218	244 783	260 908	287 282	263 682	279 699
Итого производственных затрат	тыс.тг.	1 001 686 023	13 537 906	13 929 464	15 254 462	15 517 190	16 494 553	17 495 775	18 128 973	18 652 450	19 108 735	19 517 936	20 349 447
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	418 470 934	4 972 911	5 075 658	6 761 927	7 561 569	8 538 037	9 174 571	9 637 424	9 836 755	9 948 783	10 320 953	10 884 404
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	300 028 259	2 539 839	2 174 968	3 314 829	3 585 943	3 905 439	4 196 599	4 408 316	4 499 493	4 550 737	4 720 973	6 336 534
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	275 238 447	3 603 222	3 085 586	4 616 239	4 993 793	5 438 723	5 701 653	5 843 219	6 303 493	6 219 787	6 295 083	6 975 048
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	993 737 641	11 115 972	10 336 212	14 692 995	16 141 304	17 882 200	19 072 823	19 888 958	20 639 741	20 719 307	21 337 009	24 195 986
Общие и административные расходы													
Административные расходы	тыс.тг.	312 707 634	3 742 974	3 945 868	4 151 427	4 358 999	4 576 949	4 691 372	4 808 657	4 928 873	5 052 095	5 178 397	5 307 857
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	124 543 521	1 499 544	1 574 522	1 653 248	1 735 910	1 822 706	1 868 273	1 914 980	1 962 855	2 011 926	2 062 224	2 113 780
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	18 940 344	205 920	231 962	251 826	264 417	277 638	284 579	291 693	298 986	306 460	314 122	321 975
Другие административные расходы	тыс.тг.	169 223 768	2 037 509	2 139 385	2 246 354	2 358 671	2 476 605	2 538 520	2 601 983	2 667 033	2 733 709	2 802 051	2 872 103
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	45 099 716	1 456 983	1 508 319	1 483 343	1 531 591	1 660 294	1 749 987	1 787 974	1 799 228	1 805 073	1 799 821	1 859 586
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	35 291 211	1 057 532	1 173 626	1 253 873	1 326 346	1 418 262	1 486 826	1 523 742	1 517 325	1 497 176	1 515 300	1 559 049
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	9 808 505	399 451	334 694	229 470	205 245	242 032	263 161	264 232	281 903	307 897	284 520	300 537
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	1 351 544 991	16 315 929	15 790 399	20 327 765	22 031 894	24 119 442	25 514 183	26 485 589	27 367 842	27 576 475	28 315 227	31 363 430
Итого затраты	тыс.тг.	2 353 231 013	29 853 835	29 719 863	35 582 228	37 549 084	40 613 995	43 009 958	44 614 561	46 020 292	46 685 210	47 833 163	51 712 876
Доходы (убытки)													
Производственный доход	тыс.тг.	3 278 482 466	47 089 027	49 988 145	58 442 045	61 755 186	65 992 550	70 912 403	74 489 838	76 030 472	76 896 318	79 772 853	84 127 849
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	2 353 231 013	29 853 835	29 719 863	35 582 228	37 549 084	40 613 995	43 009 958	44 614 561	46 020 292	46 685 210	47 833 163	51 712 876
Операционный доход	тыс.тг.	925 251 453	17 235 192	20 268 282	22 859 818	24 206 102	25 378 555	27 902 445	29 875 276	30 010 179	30 211 108	31 939 690	32 414 972
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	250 668 166	900 766	1 151 054	1 398 923	1 820 119	2 414 609	3 051 500	3 763 109	4 522 569	5 160 716	6 045 045	7 200 414
Балансовая прибыль	тыс.тг.	674 583 287	16 334 427	19 117 227	21 460 895	22 385 983	22 963 947	24 850 945	26 112 167	25 487 610	25 050 392	25 894 645	25 214 558
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	238 236 557	4 534 795	5 756 404	6 391 336	7 509 621	8 698 055	9 638 892	10 661 555	11 873 968	12 506 433	13 267 700	14 149 301
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	687 014 896	12 700 397	14 511 878	16 468 481	16 696 481	16 680 500	18 263 553	19 213 721	18 136 212	17 704 675	18 671 990	18 265 671
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	687 014 896	12 700 397	14 511 878	16 468 481	16 696 481	16 680 500	18 263 553	19 213 721	18 136 212	17 704 675	18 671 990	18 265 671
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	136 940 897	3 266 885	3 823 445	4 292 179	4 477 197	4 592 789	4 970 189	5 222 433	5 097 522	5 010 078	5 178 929	5 042 912
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	537 642 390	13 067 541	15 293 782	17 168 716	17 908 786	18 371 157	19 880 756	20 889 734	20 390 088	20 040 313	20 715 716	20 171 646
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	2 515 737	1 963	86 350	60 987	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	535 126 653	13 065 578	15 207 432	17 107 730	17 908 786	18 371 157	19 880 756	20 889 734	20 390 088	20 040 313	20 715 716	20 171 646

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)														
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	1 111 717	1 146 781	1 188 548	1 211 008	1 212 375	1 213 780	1 210 081	1 206 857	1 208 298	1 209 775	1 211 290	1 207 501	1 204 204
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	252 629	259 304	266 067	268 269	267 126	264 436	262 340	258 827	256 236	255 200	252 659	249 193	247 365
Затраты на материалы	тыс.тг.	448 404	462 546	479 393	488 452	489 003	489 570	488 078	486 778	487 359	487 955	488 566	487 037	485 708
ГСМ и топливо	тыс.тг.	12 827	13 231	13 713	13 972	13 988	14 004	13 962	13 925	13 941	13 958	13 976	13 932	13 894
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	5 399 155	5 534 134	5 672 488	5 814 300	5 959 657	6 108 649	6 261 365	6 417 899	6 578 347	6 742 805	6 911 375	7 084 160	7 261 264
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	298 467	296 997	292 744	257 329	132 225	135 044	137 917	141 900	143 401	146 489	149 670	156 412	167 622
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	859 462	880 949	902 972	925 547	948 685	972 403	996 713	1 021 630	1 047 171	1 073 350	1 100 184	1 127 689	1 155 881
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг.	30 691	32 208	33 781	34 625	35 491	36 378	36 864	37 785	38 730	39 698	40 691	41 229	42 259
Услуги связи	тыс.тг.	5 610	5 887	6 175	6 329	6 487	6 650	6 738	6 907	7 079	7 256	7 438	7 536	7 725
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг.	2 475	2 597	2 724	2 792	2 862	2 933	2 972	3 047	3 123	3 201	3 281	3 324	3 407
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг.	141 173	148 147	155 383	159 267	163 249	167 330	169 564	173 803	178 148	182 602	187 167	189 641	194 382
Охрана труда	тыс.тг.	32 037	32 838	33 659	34 501	35 363	36 247	37 154	38 082	39 034	40 010	41 011	42 036	43 087
Охрана объектов	тыс.тг.	232 316	243 794	255 700	262 093	268 645	275 361	279 038	286 014	293 164	300 493	308 005	312 077	319 879

Составляющие	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг.	249 892	262 238	275 045	281 921	288 969	296 194	300 149	307 652	315 344	323 227	331 308	335 687	344 079
Исследования	тыс.тг.	55 803	57 198	58 628	60 094	61 596	63 136	64 715	66 333	67 991	69 691	71 433	73 219	75 049
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	18 749	19 676	20 636	21 152	21 681	22 223	22 520	23 083	23 660	24 252	24 858	25 186	25 816
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг.	1 715	1 800	1 888	1 935	1 984	2 033	2 060	2 112	2 165	2 219	2 274	2 304	2 362
Мониторинг	тыс.тг.	50 033	52 505	55 069	56 446	57 857	59 303	60 095	61 598	63 138	64 716	66 334	67 211	68 891
ТБ и пожарная охрана	тыс.тг.	189 986	199 372	209 109	214 337	219 695	225 188	228 194	233 899	239 747	245 740	251 884	255 213	261 594
Стандартизация	тыс.тг.	11 510	12 079	12 668	12 985	13 310	13 643	13 825	14 170	14 525	14 888	15 260	15 462	15 848
Ремонт оборудования	тыс.тг.	89 003	93 400	97 962	100 411	102 921	105 494	106 903	109 575	112 315	115 122	118 000	119 560	122 549
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг.	124 313	130 455	136 826	140 246	143 752	147 346	149 314	153 046	156 873	160 794	164 814	166 993	171 168
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг.	11 914	12 503	13 113	13 441	13 777	14 121	14 310	14 668	15 034	15 410	15 796	16 004	16 404
НИР	тыс.тг.	230 207	235 962	241 861	247 907	254 105	260 458	266 969	273 643	280 484	287 497	294 684	302 051	309 602
Услуги по аренде нефтедобывающего оборудования	тыс.тг.	596 932	611 856	627 152	642 831	658 902	675 374	692 259	709 565	727 304	745 487	764 124	783 227	802 808
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг.	31 657	33 221	34 843	35 714	36 607	37 522	38 023	38 974	39 948	40 947	41 971	42 525	43 589
Транспортные расходы	тыс.тг.	579 773	594 267	609 124	624 352	639 960	655 959	672 358	689 167	706 397	724 056	742 158	760 712	779 730
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг.	158 066	165 875	173 976	178 325	182 784	187 353	189 855	194 601	199 466	204 453	209 564	212 334	217 643
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	524 561	550 477	577 361	591 795	606 590	621 754	630 056	645 807	661 953	678 501	695 464	704 657	722 273
Текущий ремонт скважин	тыс.тг.	169 425	177 795	186 478	191 140	195 919	200 817	203 498	208 586	213 800	219 145	224 624	227 593	233 283
ООС	тыс.тг.	26 227	27 809	29 217	29 948	30 696	31 464	31 988	32 788	33 608	34 448	35 309	35 895	36 792
Аутстаффинг	тыс.тг.	379 532	398 283	417 734	428 177	438 881	449 853	455 860	467 256	478 938	490 911	503 184	509 835	522 581
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг.	154 407	158 267	162 224	166 279	170 436	174 697	179 065	183 541	188 130	192 833	197 654	202 595	207 660
Страхование	тыс.тг.	655 848	676 534	701 174	714 424	715 230	716 059	713 877	711 975	712 825	713 697	714 590	712 355	710 410
Прочие	тыс.тг.	16 309	17 114	17 950	18 399	18 859	19 331	19 589	20 078	20 580	21 095	21 622	21 908	22 456
Расходы по переработке газа	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	349 608	1 021 355	1 730 334
Выбытие скважин	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	143 614	0	0	0	0	162 486	0
КГРП	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СКО	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод на мех. Способ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перфорации доб	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перфорации наг	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод из консервации	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	341 733	233 518	119 678	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	13 494 559	13 781 618	14 083 063	14 250 744	14 409 670	14 702 108	15 101 879	15 255 574	15 568 254	15 891 923	16 571 830	17 698 136	18 589 597
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	859 372	880 857	902 878	925 450	948 586	972 301	996 608	1 021 524	1 047 062	1 073 238	1 100 069	1 127 571	1 155 760
Налог на имущество	тыс.тг.	1 230 627	1 278 911	1 287 829	1 183 932	1 011 455	865 710	740 980	633 260	543 057	467 745	403 731	349 320	299 997
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	237 245	231 458	225 813	220 305	214 932	209 690	204 575	199 586	194 718	189 969	185 335	180 815	176 405
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	5 029 293	5 129 778	5 261 081	5 301 989	5 245 522	5 189 656	5 115 166	5 043 576	4 989 860	4 936 717	4 884 140	4 813 906	4 746 416
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1 310	3 780	6 328
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	298 467	296 997	292 744	257 329	132 225	135 044	137 917	141 900	143 401	146 489	149 670	156 412	167 622
Итого производственных затрат	тыс.тг.	21 149 567	21 599 621	22 053 412	22 139 752	21 962 393	22 074 509	22 297 128	22 295 420	22 486 354	22 706 082	23 296 085	24 329 939	25 142 126
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг														
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	11 275 775	11 501 064	11 795 450	11 887 166	11 760 565	11 635 311	11 468 304	11 307 798	11 187 367	11 068 218	10 954 805	10 805 922	10 663 666
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	6 564 377	6 695 533	6 866 914	6 920 308	6 846 605	7 741 356	7 630 241	7 523 451	7 443 324	7 824 304	7 740 973	7 629 658	7 522 692
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	7 049 610	7 015 083	7 520 534	7 394 156	7 136 982	7 348 002	7 065 886	7 221 884	6 970 702	7 124 035	6 876 256	6 612 074	6 713 719
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	24 889 762	25 211 680	26 182 898	26 201 630	25 744 151	26 724 670	26 164 431	26 053 133	25 601 392	26 016 557	25 572 034	25 047 653	24 900 077
Общие и административные расходы														
Административные расходы	тыс.тг.	5 440 554	5 576 567	5 715 982	5 858 881	6 005 353	6 155 487	6 309 374	6 467 109	6 628 786	6 794 506	6 964 369	7 138 478	7 316 940
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	2 166 624	2 220 790	2 276 310	2 333 217	2 391 548	2 451 336	2 512 620	2 575 435	2 639 821	2 705 817	2 773 462	2 842 799	2 913 869
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	330 024	338 275	346 732	355 400	364 285	373 392	382 727	392 295	402 103	412 155	422 459	433 021	443 846
Другие административные расходы	тыс.тг.	2 943 905	3 017 503	3 092 940	3 170 264	3 249 520	3 330 758	3 414 027	3 499 378	3 586 862	3 676 534	3 768 447	3 862 659	3 959 225
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	1 896 568	1 889 068	1 885 063	1 818 524	1 633 621	1 580 854	1 529 950	1 478 792	1 434 165	1 394 816	1 355 052	1 315 979	1 283 642
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	1 575 715	1 567 998	1 568 910	1 542 546	1 488 895	1 437 110	1 381 934	1 329 359	1 283 123	1 238 495	1 195 419	1 149 492	1 105 733
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	320 853	321 070	316 153	275 978	144 727	143 744	148 016	149 433	151 043	156 321	159 633	166 488	177 909
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	32 226 884	32 677 315	33 783 942	33 879 035	33 383 126	34 461 011	34 003 756	33 999 033	33 664 344	34 205 879	33 891 454	33 502 110	33 500 659
Итого затраты	тыс.тг.	53 376 451	54 276 936	55 837 355	56 018 787	55 345 519	56 535 521	56 300 884	56 294 453	56 150 698	56 911 961	57 187 540	57 832 049	58 642 784
Доходы (убытки)														
Производственный доход	тыс.тг.	87 152 784	88 894 045	91 169 368	91 878 219	90 899 626	89 931 478	88 640 611	87 399 992	86 469 128	85 548 183	84 898 816	84 175 685	83 515 860
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	53 376 451	54 276 936	55 837 355	56 018 787	55 345 519	56 535 521	56 300 884	56 294 453	56 150 698	56 911 961	57 187 540	57 832 049	58 642 784
Операционный доход	тыс.тг.	33 776 333	34 617 108	35 332 013	35 859 431	35 554 107	33 395 957	32 339 727	31 105 539	30 318 430	28 636 223	27 711 277	26 343 636	24 873 076
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	8 306 562	9 315 003	10 172 740	10 026 283	9 703 599	9 402 868	9 060 611	8 735 461	8 468 538	8 212 321	7 966 472	7 701 538	7 408 197
Балансовая прибыль	тыс.тг.	25 469 771	25 302 105	25 159 273	25 833 148	25 850 508	23 993 089	23 279 116	22 370 078	21 849 893	20 423 902	19 744 805	18 642 098	17 464 879
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	14 822 194	15 281 154	15 028 896	12 834 176	10 968 884	9 403 610	8 033 132	6 868 317	5 910 227	5 095 901	4 403 762	3 815 471	3 243 109
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	18 954 139	19 335 954	20 303 117	23 025 255	24 585 223	23 992 347	24 306 596	24 237 223	24 408 203	23 540 322	23 307 515	22 528 165	21 629 967

Составляющие	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	18 954 139	19 335 954	20 303 117	23 025 255	24 585 223	23 992 347	24 306 596	24 237 223	24 408 203	23 540 322	23 307 515	22 528 165	21 629 967
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	5 093 954	5 060 421	5 031 855	5 166 630	5 170 102	4 798 618	4 655 823	4 474 016	4 369 979	4 084 780	3 948 961	3 728 420	3 492 976
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	20 375 817	20 241 684	20 127 419	20 666 518	20 680 406	19 194 471	18 623 293	17 896 063	17 479 914	16 339 122	15 795 844	14 913 678	13 971 903
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	154 400	150 929	240 331	285 401	353 945	293 238	297 349	245 576	179 227
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	20 375 817	20 241 684	20 127 419	20 666 518	20 526 007	19 043 542	18 382 962	17 610 662	17 125 969	16 045 884	15 498 495	14 668 102	13 792 676

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059
1	2	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	1 205 753	1 207 340	1 203 455	1 200 079	1 201 698	1 197 717	1 194 255	1 195 905	1 197 592	1 193 504
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	244 918	242 497	240 654	237 461	235 130	231 919	230 277	228 033	225 813	222 739
Затраты на материалы	тыс.тг.	486 332	486 972	485 406	484 044	484 697	483 091	481 695	482 360	483 041	481 392
ГСМ и топливо	тыс.тг.	13 912	13 930	13 885	13 846	13 865	13 819	13 779	13 798	13 818	13 771
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	7 442 795	7 628 865	7 819 587	8 015 077	8 215 453	8 420 840	8 631 361	8 847 145	9 068 323	9 295 031
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	176 427	187 562	190 581	193 147	192 941	194 854	198 346	198 692	201 338	204 204
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	1 184 778	1 214 398	1 244 757	1 275 876	1 307 773	1 340 468	1 373 979	1 408 329	1 443 537	1 479 625
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг.	43 316	44 399	44 979	46 104	47 257	47 868	49 065	50 291	51 549	52 208
Услуги связи	тыс.тг.	7 918	8 116	8 222	8 427	8 638	8 750	8 969	9 193	9 423	9 543
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг.	3 493	3 580	3 627	3 717	3 810	3 860	3 956	4 055	4 156	4 210
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг.	199 242	204 223	206 894	212 067	217 369	220 182	225 686	231 328	237 111	240 146
Охрана труда	тыс.тг.	44 164	45 268	46 400	47 560	48 749	49 967	51 217	52 497	53 809	55 155
Охрана объектов	тыс.тг.	327 876	336 073	340 469	348 981	357 705	362 334	371 393	380 677	390 194	395 188
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг.	352 681	361 498	366 227	375 383	384 768	389 747	399 491	409 478	419 715	425 086
Исследования	тыс.тг.	76 925	78 849	80 820	82 840	84 911	87 034	89 210	91 440	93 726	96 069
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	26 461	27 123	27 478	28 165	28 869	29 242	29 974	30 723	31 491	31 894
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг.	2 421	2 482	2 514	2 577	2 641	2 675	2 742	2 811	2 881	2 918
Мониторинг	тыс.тг.	70 613	72 379	73 325	75 158	77 037	78 034	79 985	81 985	84 035	85 110
ТБ и пожарная охрана	тыс.тг.	268 134	274 837	278 432	285 393	292 528	296 313	303 721	311 314	319 097	323 181
Стандартизация	тыс.тг.	16 244	16 650	16 868	17 290	17 722	17 952	18 400	18 860	19 332	19 579
Ремонт оборудования	тыс.тг.	125 613	128 753	130 438	133 698	137 041	138 814	142 285	145 842	149 488	151 401
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг.	175 447	179 833	182 186	186 740	191 409	193 886	198 733	203 701	208 794	211 466
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг.	16 815	17 235	17 460	17 897	18 344	18 582	19 046	19 522	20 010	20 267
НИР	тыс.тг.	317 342	325 276	333 408	341 743	350 287	359 044	368 020	377 220	386 651	396 317
Услуги по аренде нефтедобывающего оборудования	тыс.тг.	822 878	843 450	864 536	886 150	908 303	931 011	954 286	978 143	1 002 597	1 027 662
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг.	44 678	45 795	46 394	47 554	48 743	49 374	50 608	51 873	53 170	53 851
Транспортные расходы	тыс.тг.	799 223	819 203	839 684	860 676	882 193	904 247	926 853	950 025	973 775	998 120
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг.	223 084	228 661	231 652	237 443	243 379	246 529	252 692	259 010	265 485	268 882
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	740 330	758 838	768 765	787 984	807 684	818 136	838 590	859 554	881 043	892 318
Текущий ремонт скважин	тыс.тг.	239 115	245 093	248 299	254 506	260 869	264 245	270 851	277 622	284 563	288 205
ООС	тыс.тг.	37 712	38 655	39 294	40 276	41 283	41 963	43 012	44 087	45 189	45 930
Аутстаффинг	тыс.тг.	535 646	549 037	556 219	570 125	584 378	591 940	606 739	621 907	637 455	645 613
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг.	212 852	218 173	223 627	229 218	234 949	240 822	246 843	253 014	259 339	265 823
Страхование	тыс.тг.	711 324	712 260	709 968	707 976	708 931	706 583	704 541	705 514	706 509	704 097
Прочие	тыс.тг.	23 017	23 592	23 901	24 499	25 111	25 436	26 072	26 724	27 392	27 742
Расходы по переработке газа	тыс.тг.	2 495 086	2 439 366	2 198 851	1 990 724	1 797 857	1 613 689	1 445 356	1 297 346	1 160 859	1 030 336
Выбытие скважин	тыс.тг.	0	0	179 354	0	0	193 144	0	0	0	213 195
КГРП	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СКО	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод на мех. Способ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перфорации доб	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перфорации наг	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод из консервации	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	19 714 564	20 030 261	20 288 617	20 270 401	20 464 322	20 814 113	20 852 027	21 120 019	21 412 302	21 871 777
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	1 184 654	1 214 271	1 244 627	1 275 743	1 307 637	1 340 327	1 373 836	1 408 182	1 443 386	1 479 471
Налог на имущество	тыс.тг.	254 999	216 752	184 241	156 607	133 118	113 153	96 182	81 757	69 495	59 073
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	172 102	167 905	163 809	159 814	155 916	152 113	148 403	144 784	141 252	137 807
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	4 695 866	4 645 853	4 578 921	4 514 614	4 466 532	4 402 061	4 340 129	4 293 906	3 034 410	2 990 527
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	9 020	8 718	7 771	6 958	6 215	5 519	4 891	4 344	3 847	3 380
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	176 427	187 562	190 581	193 147	192 941	194 854	198 346	198 692	201 338	204 204
Итого производственных затрат	тыс.тг.	26 207 632	26 471 321	26 658 567	26 577 285	26 726 681	27 022 141	27 013 814	27 251 683	26 306 031	26 746 239

Составляющие	Ед.изм	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059
1	2	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	10 560 101	10 447 261	10 294 124	10 147 288	10 037 024	9 890 126	9 749 122	9 643 597	9 539 323	9 399 913
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	7 442 573	8 229 580	8 111 017	7 997 105	7 911 933	8 618 545	8 497 292	8 406 793	8 713 318	8 587 307
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	6 480 210	6 584 025	6 330 897	7 003 203	6 759 626	6 499 568	7 067 286	6 821 481	6 584 225	6 330 736
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	24 482 885	25 260 866	24 736 039	25 147 596	24 708 584	25 008 238	25 313 700	24 871 871	24 836 866	24 317 957
Общие и административные расходы											
Административные расходы	тыс.тг.	7 499 863	7 687 360	7 879 544	8 076 532	8 278 446	8 485 407	8 697 542	8 914 981	9 137 855	9 366 301
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	2 986 715	3 061 383	3 137 918	3 216 366	3 296 775	3 379 194	3 463 674	3 550 266	3 639 023	3 729 998
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	454 942	466 316	477 974	489 923	502 171	514 725	527 594	540 783	554 303	568 161
Другие административные расходы	тыс.тг.	4 058 206	4 159 661	4 263 652	4 370 244	4 479 500	4 591 487	4 706 274	4 823 931	4 944 530	5 068 143
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	1 249 522	1 223 773	196 992	199 662	199 552	201 479	205 039	205 509	208 187	211 153
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	1 067 275	1 030 154	0	0	0	0	0	0	0	0
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	182 247	193 619	196 992	199 662	199 552	201 479	205 039	205 509	208 187	211 153
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	33 232 270	34 171 998	32 812 574	33 423 791	33 186 582	33 695 124	34 216 281	33 992 360	34 182 908	33 895 411
Итого затраты	тыс.тг.	59 439 902	60 643 319	59 471 141	60 001 075	59 913 263	60 717 265	61 230 095	61 244 043	60 488 939	60 641 650
Доходы (убытки)											
Производственный доход	тыс.тг.	83 178 208	82 251 279	80 901 925	79 624 931	78 643 235	77 386 716	76 187 898	75 277 566	74 385 689	73 227 621
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	59 439 902	60 643 319	59 471 141	60 001 075	59 913 263	60 717 265	61 230 095	61 244 043	60 488 939	60 641 650
Операционный доход	тыс.тг.	23 738 306	21 607 960	21 430 784	19 623 856	18 729 972	16 669 452	14 957 803	14 033 522	13 896 750	12 585 971
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	7 150 410	6 901 617	6 636 207	6 383 365	6 161 301	5 924 226	5 698 391	5 500 173	5 308 854	5 104 452
Балансовая прибыль	тыс.тг.	16 587 896	14 706 343	14 794 577	13 240 491	12 568 671	10 745 225	9 259 413	8 533 349	8 587 896	7 481 519
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	2 756 616	2 343 108	1 991 633	1 692 886	1 438 954	1 223 115	1 039 653	883 712	751 162	638 496
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	20 981 690	19 264 852	19 439 151	17 930 970	17 291 018	15 446 337	13 918 150	13 149 810	13 145 588	11 947 475
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	20 981 690	19 264 852	19 439 151	17 930 970	17 291 018	15 446 337	13 918 150	13 149 810	13 145 588	11 947 475
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	3 317 579	2 941 269	2 958 915	2 648 098	2 513 734	2 149 045	1 851 883	1 706 670	1 717 579	1 496 304
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	13 270 317	11 765 074	11 835 662	10 592 393	10 054 937	8 596 180	7 407 530	6 826 679	6 870 317	5 985 215
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	128 559	0	37 481	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	13 141 758	11 765 074	11 798 180	10 592 393	10 054 937	8 596 180	7 407 530	6 826 679	6 870 317	5 985 215

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068
1	2	38	39	40	41	42	43	44	45	46
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	1 189 949	1 191 665	1 193 419	1 189 216	1 179 520	1 169 685	1 159 710	1 034 632	911 463
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	219 792	217 659	215 550	212 616	208 964	205 362	201 810	198 307	194 852
Затраты на материалы	тыс.тг.	479 958	480 650	481 358	479 662	475 751	471 785	467 761	463 680	459 540
ГСМ и топливо	тыс.тг.	13 730	13 749	13 770	13 721	13 609	13 496	13 381	13 264	13 145
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	9 527 407	9 765 592	10 009 732	10 259 976	10 516 475	10 779 387	11 048 871	10 914 764	10 136 164
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	208 784	209 846	213 339	217 024	222 583	225 895	229 384	233 386	232 424
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	1 516 616	1 554 532	1 593 395	1 633 230	1 674 060	1 715 912	1 758 810	1 802 780	1 847 849
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг.	53 514	54 851	56 223	56 934	57 646	58 357	59 069	59 779	60 488
Услуги связи	тыс.тг.	9 782	10 026	10 277	10 407	10 537	10 667	10 797	10 927	11 057
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг.	4 315	4 423	4 533	4 591	4 648	4 705	4 763	4 820	4 877
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг.	246 150	252 303	258 611	261 882	265 156	268 429	271 701	274 968	278 229
Охрана труда	тыс.тг.	56 533	57 947	59 395	60 880	62 402	63 962	65 561	67 201	68 881
Охрана объектов	тыс.тг.	405 068	415 194	425 574	430 958	436 345	441 732	447 115	452 492	457 858
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг.	435 713	446 606	457 771	463 562	469 357	475 151	480 942	486 726	492 498
Исследования	тыс.тг.	98 471	100 933	103 456	106 042	108 694	111 411	114 196	117 051	119 977
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	32 691	33 509	34 346	34 781	35 216	35 650	36 085	36 519	36 952
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг.	2 991	3 066	3 142	3 182	3 222	3 262	3 302	3 341	3 381
Мониторинг	тыс.тг.	87 238	89 419	91 654	92 814	93 974	95 134	96 293	97 451	98 607
ТБ и пожарная охрана	тыс.тг.	331 260	339 542	348 030	352 433	356 839	361 244	365 647	370 044	374 432
Стандартизация	тыс.тг.	20 069	20 570	21 085	21 351	21 618	21 885	22 152	22 418	22 684
Ремонт оборудования	тыс.тг.	155 186	159 066	163 042	165 105	167 169	169 233	171 295	173 355	175 411
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг.	216 752	222 171	227 726	230 606	233 489	236 372	239 252	242 129	245 001
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг.	20 773	21 293	21 825	22 101	22 377	22 653	22 930	23 205	23 480
НИР	тыс.тг.	406 225	416 381	426 790	437 460	448 397	459 606	471 097	482 874	494 946
Услуги по аренде нефтедобывающего оборудования	тыс.тг.	1 053 353	1 079 687	1 106 679	1 134 346	1 162 705	1 191 773	1 221 567	1 252 106	1 283 409
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг.	55 197	56 577	57 991	58 725	59 459	60 193	60 927	61 659	62 390
Транспортные расходы	тыс.тг.	1 023 073	1 048 650	1 074 866	1 101 738	1 129 281	1 157 513	1 186 451	1 216 112	1 246 515
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг.	275 604	282 494	289 557	293 220	296 885	300 550	304 213	307 872	311 523
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	914 626	937 492	960 929	973 086	985 249	997 413	1 009 569	1 021 709	1 033 826
Текущий ремонт скважин	тыс.тг.	295 410	302 795	310 365	314 291	318 220	322 149	326 075	329 996	333 909
ООС	тыс.тг.	47 078	48 255	49 461	50 268	51 084	51 910	52 745	53 590	54 443
Аутстаффинг	тыс.тг.	661 753	678 297	695 254	704 050	712 850	721 651	730 446	739 230	747 996

Составляющие	Ед.изм	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068
1	2	38	39	40	41	42	43	44	45	46
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг.	272 468	279 280	286 262	293 419	300 754	308 273	315 980	323 879	331 976
Страхование	тыс.тг.	702 000	703 013	704 047	701 568	695 848	690 046	684 161	678 192	672 137
Прочие	тыс.тг.	28 436	29 147	29 876	30 254	30 632	31 010	31 388	31 765	32 142
Расходы по переработке газа	тыс.тг.	914 637	809 480	712 122	618 832	529 638	448 769	409 561	389 405	368 685
Выбытие скважин	тыс.тг.	0	0	0	235 328	241 211	247 241	253 422	259 758	266 252
КГРП	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СКО	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод на мех. Способ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перфорации доб	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перфорации наг	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод из консервации	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	21 982 603	22 336 160	22 711 454	23 269 658	23 601 862	23 949 466	24 348 427	24 251 386	23 509 399
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	1 516 458	1 554 369	1 593 228	1 633 059	1 673 885	1 715 732	1 758 626	1 737 280	1 613 352
Налог на имущество	тыс.тг.	50 214	42 683	36 282	30 841	26 216	22 285	18 943	16 103	13 688
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	134 446	131 167	127 968	124 846	121 801	118 831	115 932	113 105	110 346
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	2 948 379	2 916 978	2 885 911	2 844 094	2 792 974	2 742 620	2 693 022	2 644 169	2 596 051
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	2 970	2 603	2 268	1 952	1 655	1 389	1 256	1 184	1 111
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	208 784	209 846	213 339	217 024	222 583	225 895	229 384	233 386	232 424
Итого производственных затрат	тыс.тг.	26 843 853	27 193 805	27 570 450	28 121 474	28 440 977	28 776 218	29 165 591	28 996 612	28 076 371
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	9 266 138	9 166 233	9 067 476	8 935 028	8 773 431	8 614 345	8 458 164	8 304 566	8 153 268
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	8 466 278	8 756 842	8 663 579	8 538 044	8 384 580	8 949 365	8 787 522	8 973 236	8 809 944
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	6 791 887	6 555 661	6 327 650	6 713 231	6 431 772	6 161 770	6 493 047	6 219 765	5 957 639
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	24 524 304	24 478 735	24 058 705	24 186 303	23 589 782	23 725 480	23 738 733	23 497 568	22 920 851
Общие и административные расходы										
Административные расходы	тыс.тг.	9 600 459	9 840 470	10 086 482	10 338 644	10 597 110	10 862 038	11 133 589	11 411 929	11 697 227
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	3 823 248	3 918 829	4 016 800	4 117 220	4 220 151	4 325 654	4 433 796	4 544 641	4 658 257
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	582 365	596 924	611 847	627 143	642 821	658 892	675 364	692 248	709 555
Другие административные расходы	тыс.тг.	5 194 846	5 324 718	5 457 835	5 594 281	5 734 138	5 877 492	6 024 429	6 175 040	6 329 416
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	215 830	217 052	220 600	224 413	230 095	233 587	237 189	241 308	240 479
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	215 830	217 052	220 600	224 413	230 095	233 587	237 189	241 308	240 479
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	34 340 593	34 536 258	34 365 788	34 749 361	34 416 988	34 821 105	35 109 511	35 150 805	34 858 557
Итого затраты	тыс.тг.	61 184 446	61 730 063	61 936 238	62 870 835	62 857 965	63 597 323	64 275 102	64 147 417	62 934 928
Доходы (убытки)										
Производственный доход	тыс.тг.	72 123 171	71 287 886	70 467 136	69 389 454	68 089 840	66 815 094	65 585 229	64 385 523	63 203 584
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	61 184 446	61 730 063	61 936 238	62 870 835	62 857 965	63 597 323	64 275 102	64 147 417	62 934 928
Операционный доход	тыс.тг.	10 938 725	9 557 823	8 530 898	6 518 618	5 231 875	3 217 771	1 310 127	238 106	268 656
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	4 909 753	4 738 977	4 574 143	4 397 908	4 213 515	4 036 630	3 866 952	3 704 194	3 548 081
Балансовая прибыль	тыс.тг.	6 028 972	4 818 845	3 956 755	2 120 710	1 018 360	-818 859	-2 556 825	-3 466 088	-3 279 426
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	542 729	461 327	392 135	333 322	283 330	240 837	204 717	174 015	147 918
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	10 395 997	9 096 496	8 138 763	6 185 297	4 948 545	2 976 934	1 105 410	64 091	120 738
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	10 395 997	9 096 496	8 138 763	6 185 297	4 948 545	2 976 934	1 105 410	64 091	120 738
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 205 794	963 769	791 351	424 142	203 672	0	0	0	0
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	4 823 178	3 855 076	3 165 404	1 696 568	814 688	-818 859	-2 556 825	-3 466 088	-3 279 426
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	4 823 178	3 855 076	3 165 404	1 696 568	814 688	-818 859	-2 556 825	-3 466 088	-3 279 426

Таблица 4.2.5 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогооблажения, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выручка от реализации	тыс.тг.	3 278 482 466	47 089 027	49 988 145	58 442 045	61 755 186	65 992 550	70 912 403	74 489 838	76 030 472	76 896 318	79 772 853	84 127 849
Итого приток средств	тыс.тг.	3 278 482 466	47 089 027	49 988 145	58 442 045	61 755 186	65 992 550	70 912 403	74 489 838	76 030 472	76 896 318	79 772 853	84 127 849
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	2 353 231 013	29 853 835	29 719 863	35 582 228	37 549 084	40 613 995	43 009 958	44 614 561	46 020 292	46 685 210	47 833 163	51 712 876
прямые затраты	тыс.тг.	739 607 410	9 490 962	9 816 553	10 271 755	10 232 338	10 770 382	11 367 022	11 697 908	12 008 144	12 296 024	12 489 442	12 969 106
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	262 078 613	4 046 943	4 112 911	4 982 707	5 284 852	5 724 171	6 128 753	6 431 065	6 644 306	6 812 711	7 028 494	7 380 341
расходы периода	тыс.тг.	1 351 544 991	16 315 929	15 790 399	20 327 765	22 031 894	24 119 442	25 514 183	26 485 589	27 367 842	27 576 475	28 315 227	31 363 430
Капитальные Вложения	тыс.тг.	220 604 630	10 764 919	12 930 306	10 177 688	13 987 697	15 538 209	15 049 425	16 515 855	18 788 589	16 123 504	17 606 267	19 163 488
Бурение	тыс.тг.	200 423 815	9 329 376	11 945 082	9 222 978	13 163 068	14 477 750	13 896 723	15 210 686	17 572 370	14 965 250	16 380 245	17 833 101

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Обустройство	тыс.тг.	20 180 815	1 435 543	985 224	954 710	824 629	1 060 459	1 152 702	1 305 170	1 216 219	1 158 254	1 226 022	1 330 387
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	136 940 897	3 266 885	3 823 445	4 292 179	4 477 197	4 592 789	4 970 189	5 222 433	5 097 522	5 010 078	5 178 929	5 042 912
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	2 515 737	1 963	86 350	60 987	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	2 713 292 277	43 887 602	46 559 965	50 113 081	56 013 977	60 744 993	63 029 572	66 352 850	69 906 403	67 818 793	70 618 359	75 919 276
Поток денежной наличности	тыс.тг.	565 190 189	3 201 425	3 428 179,50	8 328 964,12	5 741 208,97	5 247 556,85	7 882 831,10	8 136 987,76	6 124 068,45	9 077 525,06	9 154 493,80	8 208 572,93
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	105 583 700	3 201 425	3 092 629	6 778 281	4 214 987	3 475 477	4 709 814	4 385 807	2 977 763	3 981 822	3 622 539	2 930 291
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	69 122 746	3 201 425	2 981 026	6 297 893	3 774 938	3 000 308	3 919 160	3 517 844	2 302 264	2 967 459	2 602 278	2 029 034
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	46 488 172	3 201 425	2 856 816	5 784 003	3 322 459	2 530 650	3 167 933	2 725 061	1 709 115	2 111 142	1 774 202	1 325 730
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	565 190 189	3 201 425	6 629 604	14 958 568	20 699 777	25 947 334	33 830 165	41 967 153	48 091 221	57 168 747	66 323 240	74 531 813
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	105 583 700	3 201 425	6 294 054	13 072 335	17 287 323	20 762 799	25 472 613	29 858 420	32 836 183	36 818 005	40 440 544	43 370 834
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	69 122 746	3 201 425	6 182 450	12 480 344	16 255 282	19 255 590	23 174 750	26 692 594	28 994 858	31 962 317	34 564 596	36 593 630
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	46 488 172	3 201 425	6 058 241	11 842 244	15 164 703	17 695 353	20 863 286	23 588 347	25 297 462	27 408 604	29 182 807	30 508 537

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Выручка от реализации	тыс.тг.	87 152 784	88 894 045	91 169 368	91 878 219	90 899 626	89 931 478	88 640 611	87 399 992	86 469 128	85 548 183	84 898 816	84 175 685	83 515 860
Итого приток средств	тыс.тг.	87 152 784	88 894 045	91 169 368	91 878 219	90 899 626	89 931 478	88 640 611	87 399 992	86 469 128	85 548 183	84 898 816	84 175 685	83 515 860
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	53 376 451	54 276 936	55 837 355	56 018 787	55 345 519	56 535 521	56 300 884	56 294 453	56 150 698	56 911 961	57 187 540	57 832 049	58 642 784
прямые затраты	тыс.тг.	13 494 559	13 781 618	14 083 063	14 250 744	14 409 670	14 702 108	15 101 879	15 255 574	15 568 254	15 891 923	16 571 830	17 698 136	18 589 597
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	7 655 008	7 818 003	7 970 349	7 889 009	7 552 723	7 372 402	7 195 249	7 039 846	6 918 099	6 814 159	6 724 255	6 631 803	6 552 528
расходы периода	тыс.тг.	32 226 884	32 677 315	33 783 942	33 879 035	33 383 126	34 461 011	34 003 756	33 999 033	33 664 344	34 205 879	33 891 454	33 502 110	33 500 659
Капитальные Вложения	тыс.тг.	18 648 999	17 892 161	13 607 032	403 058	403 058	536 784	269 332	269 332	482 232	482 232	482 232	482 232	0
Бурение	тыс.тг.	17 209 495	16 518 836	12 698 855	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	1 439 505	1 373 325	908 176	403 058	403 058	536 784	269 332	269 332	482 232	482 232	482 232	482 232	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	5 093 954	5 060 421	5 031 855	5 166 630	5 170 102	4 798 618	4 655 823	4 474 016	4 369 979	4 084 780	3 948 961	3 728 420	3 492 976
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	154 400	150 929	240 331	285 401	353 945	293 238	297 349	245 576	179 227
Итого отток средств	тыс.тг.	77 119 404	77 229 518	74 476 241	61 588 475	61 073 078	62 021 851	61 466 370	61 323 201	61 356 854	61 772 212	61 916 082	62 288 277	62 314 987
Поток денежной наличности	тыс.тг.	10 033 379,84	11 664 526,71	16 693 127,11	30 289 744,14	29 826 548,77	27 909 626,44	27 174 241,31	26 076 791,02	25 112 274,22	23 775 971,90	22 982 734,63	21 887 407,88	21 200 872,72
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	3 231 131	3 388 744	4 374 955	7 161 366	6 361 617	5 370 106	4 716 834	4 083 303	3 547 381	3 029 872	2 642 117	2 269 912	1 983 502
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2 156 607	2 180 183	2 713 100	4 280 809	3 665 518	2 982 556	2 525 190	2 107 138	1 764 522	1 452 719	1 221 088	1 011 211	851 733
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	1 350 372	1 308 254	1 560 204	2 359 164	1 935 906	1 509 573	1 224 831	979 471	786 036	620 174	499 569	396 467	320 026
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	84 565 193	96 229 720	112 922 847	143 212 591	173 039 140	200 948 766	228 123 008	254 199 799	279 312 073	303 088 045	326 070 779	347 958 187	369 159 060
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	46 601 966	49 990 710	54 365 665	61 527 030	67 888 648	73 258 754	77 975 588	82 058 891	85 606 271	88 636 144	91 278 261	93 548 172	95 531 675
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	38 750 237	40 930 420	43 643 520	47 924 329	51 589 847	54 572 403	57 097 593	59 204 732	60 969 254	62 421 972	63 643 060	64 654 272	65 506 004
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	31 858 909	33 167 164	34 727 368	37 086 532	39 022 438	40 532 011	41 756 842	42 736 314	43 522 350	44 142 523	44 642 092	45 038 559	45 358 585

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	**Ед.изм**	**2050**	**2051**	**2052**	**2053**	**2054**	**2055**	**2056**	**2057**	**2058**	**2059**
1	**2**	**28**	**29**	**30**	**31**	**32**	**33**	**34**	**35**	**36**	**37**
Выручка от реализации	**тыс.тг.**	**83 178 208**	**82 251 279**	**80 901 925**	**79 624 931**	**78 643 235**	**77 386 716**	**76 187 898**	**75 277 566**	**74 385 689**	**73 227 621**
Итого приток средств	тыс.тг.	83 178 208	82 251 279	80 901 925	79 624 931	78 643 235	77 386 716	76 187 898	75 277 566	74 385 689	73 227 621
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	**тыс.тг.**	**59 439 902**	**60 643 319**	**59 471 141**	**60 001 075**	**59 913 263**	**60 717 265**	**61 230 095**	**61 244 043**	**60 488 939**	**60 641 650**
прямые затраты	тыс.тг.	19 714 564	20 030 261	20 288 617	20 270 401	20 464 322	20 814 113	20 852 027	21 120 019	21 412 302	21 871 777
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	6 493 068	6 441 060	6 369 950	6 306 883	6 262 360	6 208 028	6 161 787	6 131 663	4 893 729	4 874 462
расходы периода	тыс.тг.	33 232 270	34 171 998	32 812 574	33 423 791	33 186 582	33 695 124	34 216 281	33 992 360	34 182 908	33 895 411
Капитальные Вложения	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Бурение	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	3 317 579	2 941 269	2 958 915	2 648 098	2 513 734	2 149 045	1 851 883	1 706 670	1 717 579	1 496 304
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	128 559	0	37 481	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	62 886 040	63 584 588	62 467 538	62 649 173	62 426 997	62 866 310	63 081 978	62 950 713	62 206 519	62 137 954
Поток денежной наличности	тыс.тг.	**20 292 167,83**	**18 666 691,18**	**18 434 387,15**	**16 975 757,76**	**16 216 237,67**	**14 520 406,55**	**13 105 920,75**	**12 326 852,40**	**12 179 170,76**	**11 089 666,78**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.										
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	1 712 662	1 421 264	1 266 195	1 051 878	906 464	732 223	596 206	505 878	450 895	370 374
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	708 892	567 050	486 951	389 931	323 900	252 198	197 939	161 890	139 087	110 126
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	255 258	195 675	161 034	123 576	98 373	73 404	55 212	43 275	35 630	27 036
Накопленный поток денежной наличности											

Составляющие	Ед.изм	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059
1	2	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	389 451 228	408 117 919	426 552 306	443 528 064	459 744 302	474 264 708	487 370 629	499 697 481	511 876 652	522 966 319
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	97 244 337	98 665 601	99 931 796	100 983 674	101 890 138	102 622 362	103 218 568	103 724 446	104 175 341	104 545 715
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	66 214 897	66 781 947	67 268 897	67 658 828	67 982 728	68 234 926	68 432 865	68 594 755	68 733 842	68 843 968
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	45 613 843	45 809 518	45 970 552	46 094 128	46 192 501	46 265 905	46 321 117	46 364 392	46 400 022	46 427 057

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068
1	2	38	39	40	41	42	43	44	45	46
Выручка от реализации	**тыс.тг.**	**72 123 171**	**71 287 886**	**70 467 136**	**69 389 454**	**68 089 840**	**66 815 094**	**65 585 229**	**64 385 523**	**63 203 584**
Итого приток средств	тыс.тг.	72 123 171	71 287 886	70 467 136	69 389 454	68 089 840	66 815 094	65 585 229	64 385 523	63 203 584
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	**тыс.тг.**	**61 184 446**	**61 730 063**	**61 936 238**	**62 870 835**	**62 857 965**	**63 597 323**	**64 275 102**	**64 147 417**	**62 934 928**
прямые затраты	тыс.тг.	21 982 603	22 336 160	22 711 454	23 269 658	23 601 862	23 949 466	24 348 427	24 251 386	23 509 399
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	4 861 250	4 857 645	4 858 996	4 851 817	4 839 114	4 826 752	4 817 163	4 745 226	4 566 972
расходы периода	тыс.тг.	34 340 593	34 536 258	34 365 788	34 749 361	34 416 988	34 821 105	35 109 511	35 150 805	34 858 557
Капитальные Вложения	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Бурение	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 205 794	963 769	791 351	424 142	203 672	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	62 390 240	62 693 832	62 727 589	63 294 977	63 061 637	63 597 323	64 275 102	64 147 417	62 934 928
Поток денежной наличности	тыс.тг.	**9 732 930,95**	**8 594 053,50**	**7 739 546,80**	**6 094 476,46**	**5 028 203,36**	**3 217 770,81**	**1 310 126,85**	**238 106,24**	**268 655,54**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.									
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	293 245	233 587	189 771	134 808	100 336	57 925	21 276	3 488	3 551
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	84 046	64 532	50 535	34 603	24 825	13 815	4 891	773	758
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	19 773	14 550	10 919	7 165	4 926	2 627	891	135	127
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	532 699 250	541 293 303	549 032 850	555 127 327	560 155 530	563 373 301	564 683 428	564 921 534	565 190 189
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	104 838 959	105 072 546	105 262 317	105 397 125	105 497 461	105 555 386	105 576 662	105 580 150	105 583 700
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	68 928 014	68 992 546	69 043 081	69 077 684	69 102 509	69 116 324	69 121 215	69 121 988	69 122 746
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	46 446 831	46 461 381	46 472 300	46 479 465	46 484 391	46 487 018	46 487 910	46 488 045	46 488 172

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

При определении коэффициента извлечения нефти применялась апробированная в Республике Казахстан покоэффициентная методика (ТатНИПИнефть), соответствующая действующим инструкциям.

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

$$K_{КИН} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_з; \quad (4.1)$$

где: K_1 - коэффициент охвата сеткой скважин, показывающий долю дренируемого объема нефтяных залежей при данной сетке размещения скважин;

K_2 - коэффициент вытеснения нефти;

K_3 - коэффициент заводнения, показывающий долю извлечения подвижных запасов.

Для расчета составляющих коэффициента охвата сеткой скважин использовались следующие формулы:

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

$$K_1' = 1 - \left(\frac{h_н^{\min}}{h_{эф}^{внз}} \right)^2 ; \quad (4.3)$$

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

В этих формулах K_1^I -коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон. Часть геологических запасов нефти этих пластов с нефтенасыщенной толщиной меньше некоторой минимальной $h_{н.мин}/h_{чнз}$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$(h_{н.мин}/h_{чнз})^2 = 1/[1+(A_2/(1-A_2)) \cdot \mu_в/\mu_н \cdot \gamma_н/\gamma_в]^2; \quad (4.5)$$

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

A_2 - предельная весовая обводненность добываемой продукции;

$\mu_в/\mu_н$ - соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

$\gamma_н/\gamma_в$ - соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях.

Расчет технологических показателей осуществлялся на период до достижения 98% обводненности продукции скважины. K_1^{II} - 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;

W - доля общей площади продуктивного пласта, занятая не коллектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта-коллектора и зон пласта-не коллектора;

d - линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов;

S^I - площадь на одну скважину, км^2/скв.

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

$$К_з = К_{зн} + (К_{зк} - К_{зн})\cdot А; \quad (4.6)$$

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

где: μ_0 - коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях.

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

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

$$\mu_0 = \frac{1}{2}(1 + \mu_*)\frac{в_н \gamma_в}{\gamma_н}; \quad (4.10)$$

где: μ_* - соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;

v^2 - расчётная послойная неоднородность пластов.

$$\mu_* = \frac{\mu_н}{\mu_в} \cdot K_ф; \quad (4.11)$$

где: $K_ф$ - фильтрационный коэффициент.

$$K_ф = K_2^{1,5}; \quad (4.12)$$

По результатам проведения расчетов технологических показателей можно отметить, что в целом по месторождению утвержденные значения КИН достигаются.

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 последствии 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 – 2026 – 2055 гг.

2 вариант – 2026 – 2068 гг.

Объем необходимых капитальных вложении при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 119 198,0 млн. тг.

2 вариант – 220 604,6 млн. тг.

Максимальные капитальные вложения приходятся на второй вариант, что связано с большим количеством ввода из бурения по данному варианту.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 1 269 679,0 млн. тг

2 вариант – 2 353 231,0 млн. тг.

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

1 вариант – 179 351,8 млн. тг.

2 вариант – 229 189,0 млн. тг.

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

1 вариант – 89 986,3 млн. тг.

2 вариант – 105 583,7 млн. тг.

Таким образом, рентабельным является второй вариант с максимальным ЧПС недропользователя.

Таблица 5.1.1 – Технико-экономические показатели вариантов разработки

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты	
		1	2
Период	**период**	**2026 - 2055**	**2026 - 2068**
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	538	617
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	429,3	483,2
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	609,7	763,7
Ввод новых скважин из бурения	сквж	27	52
Нефтедобывающих	сквж	27	52
вертикальных	сквж	13	40
Наклонно-направленные скважины	сквж	12	10
горизонтальных	сквж	2	2
Накопленные показатели за рентабельный срок разработки			
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	9 169	14 700
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	16 939	22 470
добыча нефтяного (попутного) газа за рентабельный период	млн. м3	11 346	14 314
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	12 757	20 132
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	20 647	28 022
закачка воды за рентабельный период	тыс. м3	14 961	25 683
закачка воды с начала разработки	млн. м3	20 671	31 392
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,147	0,195
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	47,21%	43,83%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг.	1 753 621,5	3 278 482,5
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг.	119 198,0	220 604,6
в строительство скважин	млн. тг.	104 057,3	200 423,8
в нефтепромысловое строительство	млн. тг.	15 140,8	20 180,8
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг.	1 269 679,0	2 353 231,0
производственные расходы	млн. тг.	411 713,6	739 607,4
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг.	143 699,3	262 078,6
непроизводственные расходы	млн. тг.	714 266,1	1 351 545,0
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(вкл в с/с)	млн. тг.	1 381 873,2	2 603 899,2
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)		1 404 672,4	2 591 467,6
Чистые недисконтированные поступления			
- Поток денежной наличности	млн. тг.	289 878,4	565 190,2
- Поступления Государству	млн. тг.	499 253,5	986 723,0
Чистые дисконтированные поступления			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг.	89 986,3	105 583,7
при ставке дисконта в 15%	млн. тг.	65 102,0	69 122,7
при ставке дисконта в 20%	млн. тг.	47 113,8	46 488,2
- бюджета Государства			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг.	179 351,8	229 189,0
при ставке дисконта в 15%	млн. тг.	129 870,3	153 046,8
при ставке дисконта в 20%	млн. тг.	101 416,2	114 103,5
Индекс доходности (PI)			
при 0% дисконта	ед.	3,432	3,562
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	2,155	1,922
при ставке дисконта в 15%	ед.	1,950	1,732
при ставке дисконта в 20%	ед.	1,788	1,602

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

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

Технологические условия эксплуатации скважин

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

На дату составления Дополнения к Проекту разработки добыча нефти на месторождении Кожасай осуществляется фонтанным и механизированными способами. При механизированной добыче применяются установки электроцентробежных насосов, также скважины эксплуатируются Непрерывным Дискретным Газлифтом (НДГ).

Разработка продуктивных горизонтов осуществляется на режиме с поддержанием пластового давления.

Характеристика работы скважин

На дату составления отчета (на 01.01.2026г.) весь пробуренный фонд скважин составляет 86 ед. Из них эксплуатационный фонд составляет 71 ед., добывающих скважин всего 57 ед.. из них 48 ед. экплуатируются фонтанным способом, 6 скважина оборудованна УЭЦН, 2 скважины эксплуатируются при помощи НДГ. 1 скважина в бездействии.

Нагнетательный фонд состоит из 14 скважин, 2 скважины из которых находятся в бездействии. В консервации 1 скважина. Ликвидировано 15 скважин.

В таблице 6.1.1 приводятся показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность:

Таблица 6.1.1 – Характеристика основного фонда скважин месторождения Кожасай в период (2026 г. - 2068г.) согласно Дополнению к проекту разработки

Способ эксплуатации	Показатели	Года																								
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Фонтан, Механизированная	Ввод скважин	0	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	76	79	82	86	102	106	114	118	122	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	70,8	67,4	65,8	64,3	63,9	64,1	64,3	65,0	66,6	67,6	68,3	68,9	69,8	70,7	71,7	72,7	73,9	74,9	76,1	77,2	77,9	79,0	80,1	81,2	82,3
	Средняя обводненность, %	7,7	10,9	13,5	14,3	14,4	15,3	16,1	17,1	18,1	19,0	19,6	20,3	21,2	22,1	22,9	23,8	24,7	25,6	26,4	27,3	28,2	29,0	29,8	30,6	31,4

Продолжение таблицы 6.1.1

Способ эксплуатации	Показатели	Года																	
		2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068
Фонтан, Механизированная	Ввод скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	82,4	83,0	83,7	84,3	84,9	85,5	86,0	86,5	87,0	87,5	88,0	88,4	88,9	82,4	83,0	83,7	84,3	84,9
	Средняя обводненность, %	32,2	33,0	33,8	34,6	35,3	36,0	36,8	37,5	38,2	38,9	39,7	40,4	41,0	41,6	42,2	42,8	43,3	43,8

Согласно таблице 6.1.1 планируется ввод 49 эксплуатационных скважин в период с 2026 г. по 35 г. Эксплуатационный фонд скважин изменяется от 76 ед. в 2026 г. до 125 ед. в 2035 г. Среднегодовой дебит жидкости по скважине в среднем составляет 70,4 т/сут., в то время как обводненность в среднем будет составлять 7,7%.

Обоснование предельных условий фонтанирования скважин

Для обеспечения длительного фонтанирования скважин необходимо оценить предельные давления фонтанирования при условии Рзаб<Рнас, обосновать выбора внутрискважинного оборудования и подобрать устьевое оборудование.

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

Пластовая нефть месторождения Кожасай насыщена газом. Давление насыщения изменяется по глубине и составляет в среднем 25,23 МПа.

Значения минимальных забойных давлений фонтанирования скважин нефтяного объекта оценены по методике А.П. Крылова для условия, когда забойное давление меньше давления насыщения. Исходные данные для расчёта условий фонтанирования приведены в таблице 6.1.2.

Таблица 6.1.2 – Исходные данные для расчёта условий фонтанирования

№№	Наименование	Объект КТ-II
1	Средняя длина подъёмника, м	3066
2	Давление насыщения нефти газом, МПа	25,23
3	Пластовое давление, МПа	21
4	Газосодержание, $м^3/т$	2079
5	Плотность пластовой нефти, $г/см^3$	0,680
6	Плотность дегазированной нефти, $т/м^3$	0,843

Условия фонтанирования для нефтяной залежи определяются соотношением между эффективным газовым фактором смеси, поступающей из пласта и удельным расходом газа, необходимым для работы газожидкостного подъёмника. Для фонтанирования скважин необходимо, чтобы эффективный газовый фактор (Гэф.) был больше или по крайней мере равен удельному расходу газа (Rопт) при работе на оптимальном режиме (Гэф ≥ Rопт) и условия фонтанирования при Рзаб<Рнас.

На рисунке 6.1.1 приведены предельные условия фонтанирования (минимальные забойные давления при соответствующих значениях максимальной обводненности) в подъёмниках диаметром 73 мм для проектных значений обводнённости продукции скважин по объекту КТ-II.

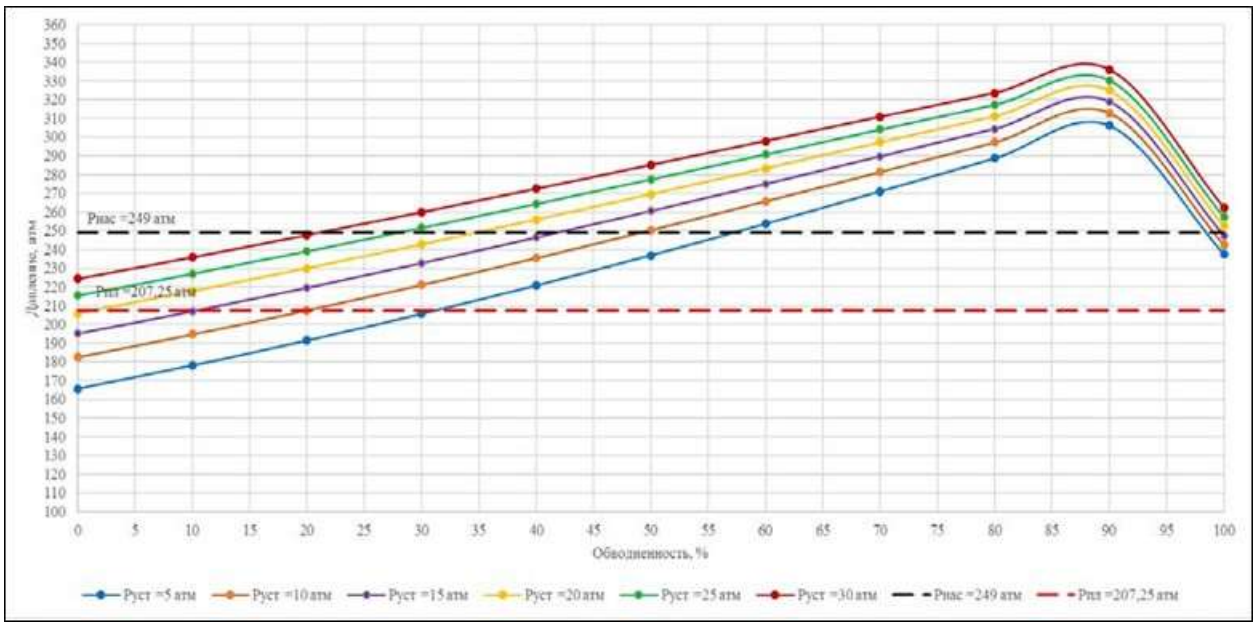


Рисунок 6.1.1 – Минимальные забойные давления для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности объекта КТ-II

Как видно из графика на рисунке 6.1.1, условия фонтанирования скважин с НКТ диаметром 73 мм для объекта КТ-II при существующих продуктивных характеристиках пластов при забойных давлениях от 165 до 225атм, при максимальной обводненности от 0% до 58%.

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. Для сравнения

работы лифтовых колонн различных компоновок, на рисунках 6.1.2-6.1.4 приведён график характеристических кривых компоновок с диаметром 33,4 мм, 42 мм, 48 мм, 60 мм, 73 мм, 89 мм и 114 мм на глубину 3066 м при газовом факторе равном 2079 м3/т и устьевом давлении 2,8 МПа. Из графика видно, что работа лифта практически не меняется от увеличения диаметра. Таким образом, компоновка НКТ с диаметром 73 мм является более эффективной, позволяя пропускать значительные объёмы жидкости с минимальными потерями давления.

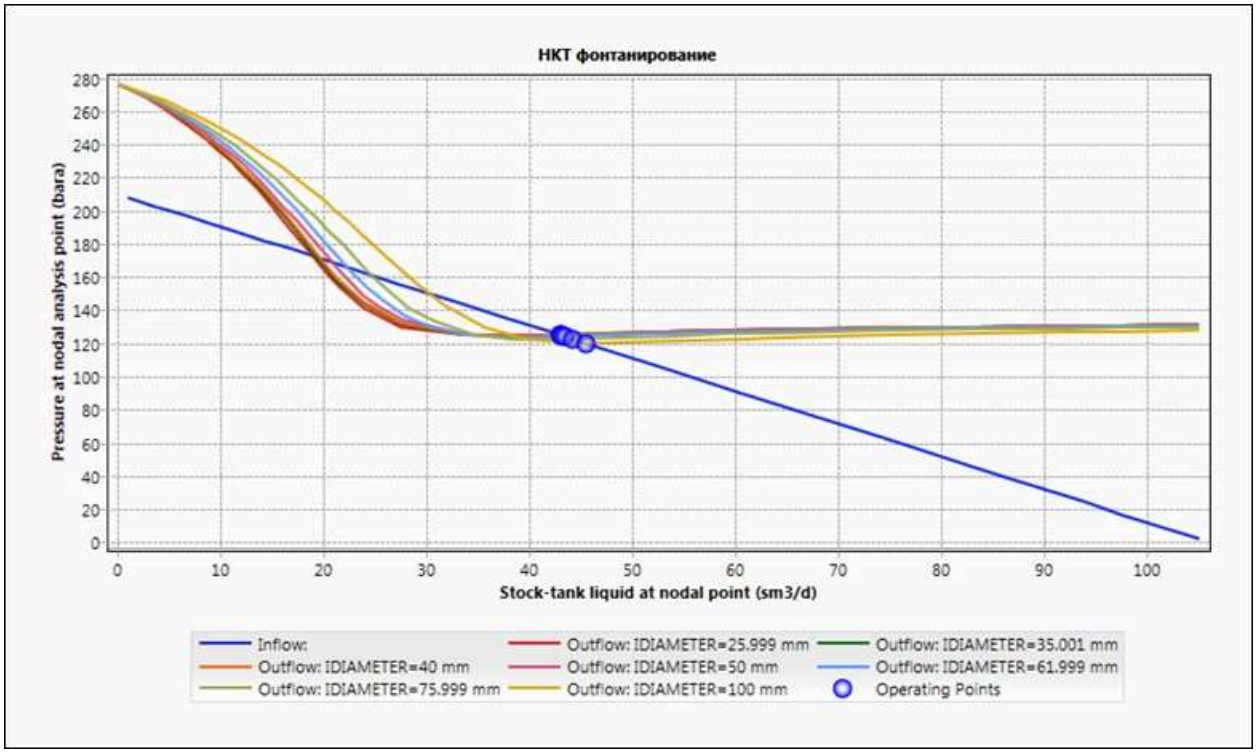


Рисунок 6.1.2 – Сравнение условий работы подъёмников при разных диаметрах

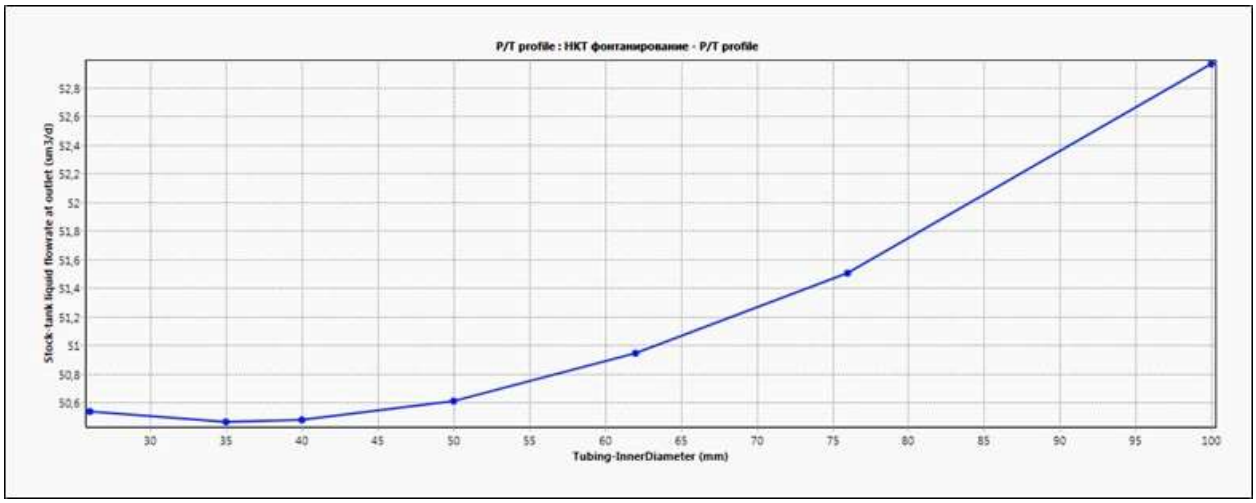


Рисунок 6.1.3 – Зависимость дебита жидкости и внутреннего диаметра НКТ

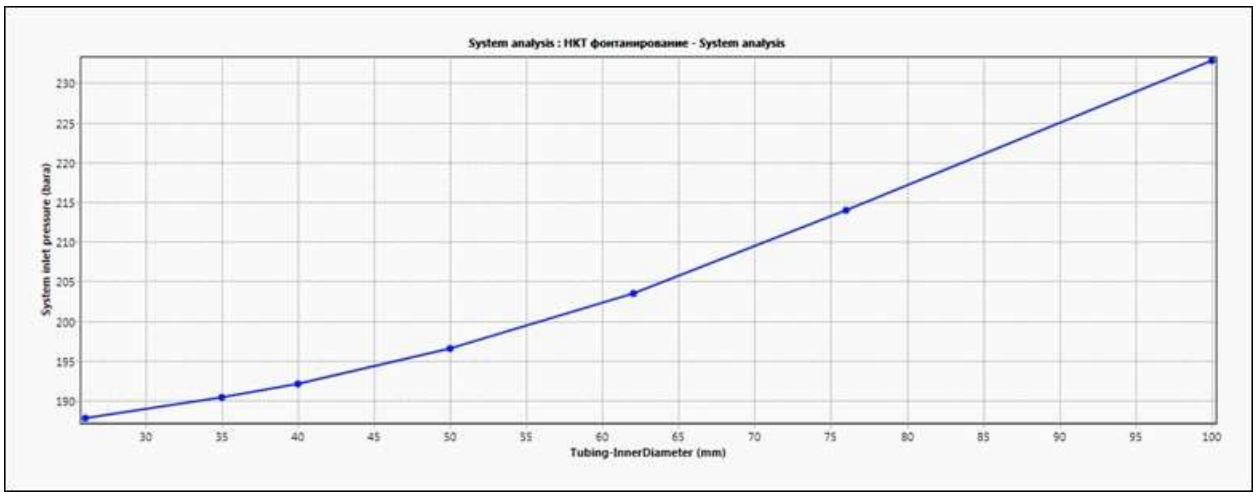


Рисунок 6.1.4 – Зависимость забойного давления и внутреннего диаметра НКТ

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 Кожасай накладывают определённые условия при выборе подземного оборудования.

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

В таблице 6.1.3 приведены предлагаемые компоновки фонтанного лифта с указанием

толщины стенок НКТ и глубинны спуска для вертикальных скважин.

Таблица 6.1.3 – Компоновка колонны насосно-компрессорных труб

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

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

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

Выбор устьевого оборудования

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

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

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

На месторождении Кожасай ожидается максимальное давление 21 МПа, что равна пластовому давлению объекта разработки. Для обеспечения безопасной эксплуатации фонтанная арматура выбирается крестового типа на рабочее давление 35 МПа 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.

6.1.3 Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче рекомендуется использование Непрерывного Дискретного Газлифта (НДГ) и установок электроцентробежного насоса (УЭЦН).

Непрерывный Дискретный Газлифт (НДГ)

Основой для технологии НДГ является дифференциальный регулятор РД-50, который устанавливают в специальной скважинной камере на расчетной глубине скважины. Скважины работают по схеме бескомпрессорного газлифта, в качестве рабочего агента используется собственный пластовый газ скважины.

Особенность данной технологии заключается в том, что эксплуатация скважин осуществляется в режиме заданных забойных давлений, а режим работы газлифтного подъемника, непрерывный или периодический, устанавливается автоматически в зависимости от величины притока (дебита скважины). Достигается это путем одновременной, причем автоматической стабилизации динамического уровня жидкости и давления газа в кольцевом пространстве скважины.

Газлифтный подъемник условно разделяют на два отсека - нижний и верхний. Работа нижнего отсека контролируется пилотным затвором потока жидкости, верхний отсек управляется двухпозиционным регулятором подачи рабочего агента.

Контроль потока жидкости в колонне НКТ осуществляется по двум параметрам: перепаду давлению на входе рабочего клапана $P_{вх}=P_{затр.}–P_{труб.вх.}$, определяющему положение динамического уровня и перепаду давлений на выходе рабочего клапана $P_{вых.}=P_{затр.}–P_{труб.вых.}$, определяющему высоту выбрасываемого столба жидкости.

Рабочий агент-газ, аккумулированный в кольцевом пространстве скважины под давлением ***Рзатр.*** (при использовании внешнего источника - величина давления рабочего агента) оттесняет поступающую из пласта жидкость на расстояние ***h0*** от устья скважины, что определяет положение приведённого динамического уровня жидкости.

Глубина точки ввода газа (глубина спуска скважинной камеры ***L***) определяется по уравнению

$$\boldsymbol{L = H - h_1 - (10\Delta P_{вх} / \rho_{ж})}$$

где, h1 = 10(Рзаб – Рзатр)/ ρж;

ΔРвх - перепад давлений на жидкостном затворе регулятора РД-50, который может варьировать в пределах 0,5…5,0 МПа.

Таким образом величина депрессии на пласт ΔР при переводе скважины с фонтанного способа эксплуатации на режим НДГ остается неизменной, а возрастание суточного дебита скважины происходит по следующим причинам:

- в режиме НДГ за счет пластовой энергии в условиях конкретных месторождений величина поднимаемого столба НГС уменьшается (примерно) с 3000м до 1000-1800м в зависимости от глубины установки и параметров настройки регулятора РД-50. Дальнейший подъем столба НГС осуществляется за счет энергии расширения газа высокого давления, поступающего из затрубного пространства скважины через газовый затвор регулятора. Эта же энергия компенсирует и гидравлические потери от движения НГС с глубины точки ввода газа до пункта сбора нефти;
- при эксплуатации в режиме НДГ отпадает необходимость в установке штуцера на устье скважины, что позволяет снизить Рбуф до величины давления в коллекторе системы нефтесбора и полностью ликвидировать гидравлические потери на устье скважины.

В зависимости от конкретных условий месторождения и геолого-технических характеристик скважин, применяют следующие варианты расчетов установок НДГ.

Вариант 1. Выбирают типовую схему расстановки скважинного оборудования, т.е. на всех скважинах устанавливают единую глубину точки ввода газа (одинаковую глубину спуска скважинной камеры КС-73 для установки регулятора РД-50). При этом необходимо для каждой конкретной скважины определять индивидуальные параметры настройки задатчиков регулятора.

Вариант 2. Выбирают типовую схему настройки регуляторов, по предварительной оценке, геолого-технических характеристик скважин, затем для каждой конкретной скважины определяют глубину спуска скважинной камеры КС-73. Этот вариант, как показала практика внедрения технологии НДГ, в настоящий момент наиболее

предпочтителен, так как в этом случае возможна поставка регуляторов, тарированных на заводе-изготовителе, либо в специализированных мастерских.

Верхний отсек подъемника НДГ (выше точки ввода газа) должен быть выполнен из НКТ диаметром 73 мм, нижний – в идеальном варианте – НКТ диаметром 60 мм. В такой схеме создаются наиболее благоприятные условия для выноса воды и использования собственного пластового газа, поступающего в скважину из призабойной зоны.

Скважинную камеру КС-73 спускают на заданную глубину силами бригад капитального ремонта, установку регуляторов РД-50 выполняют после освоения скважины посредством канатной техники.

В зависимости от технологии и техники, применяемой на конкретном месторождении для освоения скважины после глушения, скважинная камера КС-73 может быть спущена с предварительно установленной промывочной втулкой (рекомендуется), которая перекрывает радиально расположенные отверстия для ввода газа в колонну подъемных труб. Внутренний диаметр проходного отверстия промывочной втулки равен 40мм. Цанга удерживает втулку от произвольного перемещения при выполнении промывочных операций на скважине. Для извлечения и установки промывочной втулки применяется универсальный инструмент ИСУ-50.

По окончании ремонтных работ на скважине и завершении освоения, извлекают промывочную втулку из скважинной камеры КС-73. Накопленный в кольцевом пространстве газ (или подаваемый от постороннего источника) оттесняет уровень жидкости до радиальных отверстий в скважинной камере КС-73 и после «продувки» колонны подъемных труб газом устанавливают регулятор РД-50.

Осуществляют плавное открытие выкидной линии, после чего процесс подъема жидкости происходит в автоматическом режиме. Из нижнего отсека жидкость поступает на вход регулятора РД-50, проходит затвор и поднимается в верхний отсек. По достижении уровня жидкости в верхнем отсеке до заданного значения открывается газовый затвор и газ из кольцевого пространства скважины через отверстия подается в колонну НКТ.

Для установки и извлечения регулятора РД-50 используют серийно выпускаемый инструмент ИЦ-35 или инструмент серии «JD» (Camco).

Арматура устья скважины остается неизменной. Гидравлически устанавливаемый пакер монтируют ниже верхнего интервала перфорации, над пакером устанавливают две стандартные скважинные камеры, под пакером спускают хвостовик НКТ в зону нижнего интервала перфорации. «Башмак» НКТ оборудован автономным электронным манометром типа PPS25, давление на забое нижнего горизонта контролируется жидкостным задатчиком регулятора РД-50, который устанавливают на расчетной глубине.

Стандартные скважинные камеры предназначены: нижняя – для монтажа инжекционного клапана, верхняя – для установки манометра типа PPS25. Инжекционный клапан КД-25И может быть настроен на дифференциальный перепад давлений до 21 МПа. По мере скопления жидкой фазы в зоне верхнего интервала перфорации и, как следствие, повышения забойного давления, клапан открывается, и накопленная над пакером жидкость выдавливается в колонну НКТ. Отбор газа осуществляют из кольцевого пространства, регулирование отбора газа – установкой штуцера.

Выброс накопленных столбов жидкости в НКТ производится автоматически через газовый затвор регулятора РД-50.

Скважинное оборудование – регулятор РД-50, клапан КП-25И, манометры PPS – извлекаемые без глушения скважины посредством стандартного набора канатной техники.

Электронные приборы серии PPS обеспечивают непрерывное проведение многоэтапных измерений в скважине, стандартный объем памяти составляет 500 000 наборов, набор данных – время, давление, температура.

Рекомендуемый планово-предупредительный период замены скважинного оборудования 6 мес.

Скважинное оборудование для установок НДГ выпускается по предварительному заказу потребителя, сроки поставки и комплектация – по согласованию сторон.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН)

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

Технические характеристики УЭЦН.

Электроцентробежные насосные установки (УЭЦН) имеют очень большой диапазон подач для подбора - от 25 до 1000 м3/сутки, способны развивать напор до 4000 м. Наиболее эффективны эти установки при работе в скважинах с большими дебитами. В высокопродуктивных скважинах (свыше 80 м3/сут) УЭЦН имеют самый высокий КПД (более 50 %), но в области небольших подач КПД резко падает. Межремонтный период работы УЭЦН в скважинах достаточно высок.

По возможности организации дистанционного контроля состояния, а также регулирования производительности УЭЦН существенно превосходит штанговые установки. Также УЭЦН меньше подвержены влиянию кривизны ствола скважины. Надежность работы установки зависит от качественного подбора насоса к скважине и температуры. Для лучшей работы УЭЦН давление на приеме насоса должно быть более рпр≈ 1,75 МПа. Однако УЭЦН

плохо работают в условиях высоко коррозионно- агрессивной среды, при выносе песка (до 0,2 %), в условиях высокой температуры, большой вязкости (μ> 200 МПа□с).

Устьевое оборудование

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

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

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

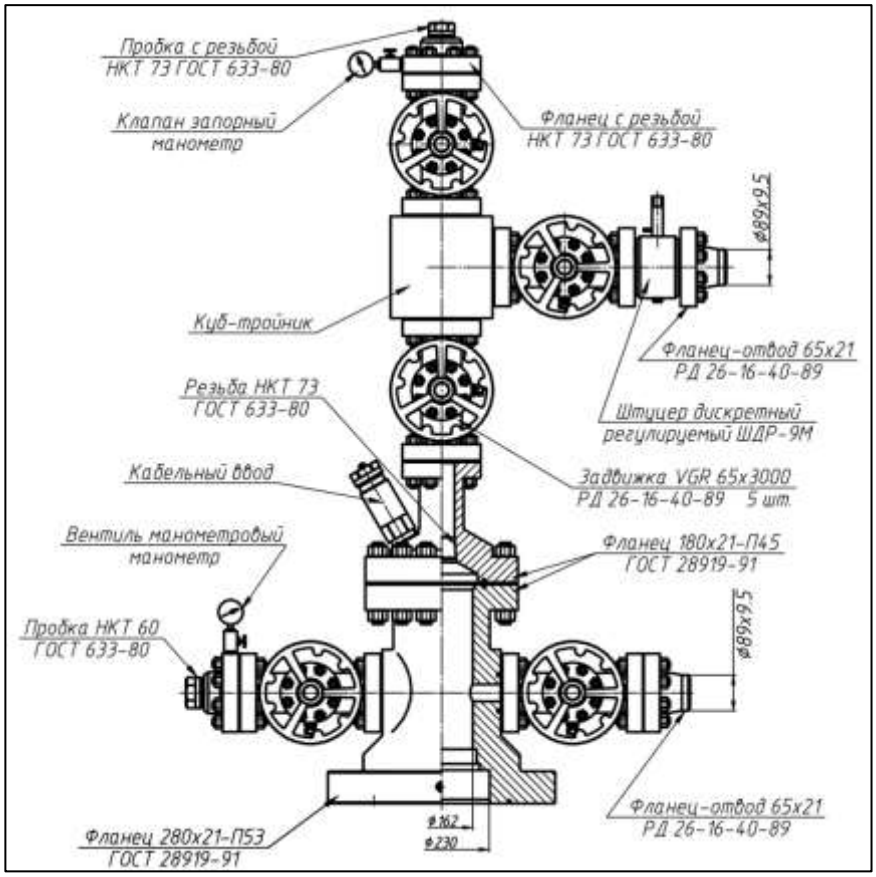


Рисунок 6.1.5 – Устьевая арматура УЭЦН

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

Наземное оборудование состоит из автоматизированной станции управления как правило с частотно-регулируемым приводом и со встроенными контроллерами, имеющими максимально широкий функционал для работы с УЭЦН и с системой отображения информации, а также возможностью хронологической записи всех основных показаний

работы установки. Опционально возможна комплектации системой дистанционного мониторинга и управления УЭЦН по радиоканалам (например, GSM) или линиям связи. К наземному оборудованию относится разгазирующая коробка и повышающий трансформатор (от станции к ПЭД). Наземное оборудование монтируется на специальной площадке (кроме разгазирующей коробки). Высоковольтный кабель от устья до повышающего трансформатора укладывается на подставках над землей. Станция управления подключается к трехфазному источнику переменного тока на 380В.

Внутрискважинное оборудование

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

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

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

Эксплуатация нагнетательных скважин

Устья нагнетательных скважин на месторождении Кожасай оборудованы фонтанными арматурами рассчитанные на рабочее давление 21 Мпа, с ручным управлением, с условным проходом ствола и боковых отводов 65 мм. Подземное оборудование нагнетательных скважин состоит из одноступенчатой колонны насосно- компрессорных труб диаметрами Ø 73, 89 мм и разобщающего пакера.

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

Контроль за скоростью коррозии УПН и ЦДНГ на месторождения Кожасай осуществляется с помощью узлов контроля коррозии модели "Моникор-УКК-СТ/40"

предназначенных для экспозиции образцов-свидетелей и датчиков для электрохимических коррозионных исследований при определении агрессивности рабочих сред и эффективности применяемых мер защиты от коррозии. Узел контроля коррозии устанавливается на действующий трубопровод через задвижку или стационарный шаровой кран с фланцевым соединением Ду 50 мм, Ру 40 атм.

Для ЦППД на месторождения Кожасай контроль за скоростью коррозии осуществляется с помощью узлов контроля коррозии модели «Моникор –УКК-240–Гр», предназначен для экспозиции образцов – свидетелей при определении агрессивности рабочих сред и эффективности применяемых мер защиты от коррозии при рабочем давлении до 24 МПа. В основном данный узел контроля применяется на трубопроводах системы поддержания пластового давления.

Узел контроля коррозии устанавливается на участок трубопровода или оборудования, на котором имеется возможность снизить давление до атмосферного при монтажных операциях.

Коррозионная агрессивность среды измеряется по отношению к металлу, из которого изготовлены образцы – свидетели.

Таблица 6.2.1 – Техническая характеристика узлов контроля коррозии модели «Моникор –УКК-240–Гр»:

Наименование показателей, единица измерения	Величина
Рабочее давление, МПа(кгс/см2)	24,0 (240)
Рабочая температура перекачиваемой среды, оС	+5…+90
Температура воздуха при монтажных операциях, оС	-20...+45
Рабочая среда	нефтепромысловые среды
Параметры фланцевого соединения	Ду=50мм / Ру=250 кгс/см2
Климатическое исполнение	УХЛ
Площадь поверхности образца, см2	32,52
Количество образцов в гравиметрической кассете, шт	2

Защита промысловых трубопроводов от внешней коррозии осуществляется с помощью изоляционных покрытий и средств электрохимзащиты, которые предусматриваются проектом и монтируются на ПТ до их сдачи в эксплуатацию.

В процессе эксплуатации ПТ необходим постоянный контроль за состоянием изоляционного покрытия и нормальным функционированием средств ЭХЗ, который осуществляет служба отдела механики энергетики и метрологии.

Периодический контроль состояния изоляционного покрытия ПТ проводится существующими методами, позволяющими выявлять повреждения изоляции без вскрытия грунта (УКИ), или осмотром изоляционного покрытия и поверхности металла труб в шурфах, отрываемых в наиболее опасных местах.

Эффективность работы средств ЭХЗ обеспечивается их периодическими осмотрами и контрольными замерами. Замер потенциалов на контактных устройствах должен производиться не реже четырех раз в месяц на дренажных установках, двух раз в месяц на

катодных установках, одного раза в месяц на протекторных установках.

Ремонт средств ЭХЗ должен проводиться по графику ППР, составленному в соответствии с РД 39-30-142-79 "Основные положения о планово-предупредительном ремонте средств электрохимической защиты магистральных нефтепрородов".

Сведения о работе, причинах отказов, показания приборов катодных установок и результаты измерения разности потенциалов "сооружение — земля" в точке дренажа записываются в журнал контроля работы, находящийся внутри установки ЭХЗ.

Контроль состояния электрохимической защиты в процессе эксплуатации трубопроводов осуществляется в соответствии с требованиями и методиками, изложенными в ГОСТ 25812-83.

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Согласно Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденных Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 [2], при разработке месторождений углеводородов предъявляются следующие общие требования, применимые к системам сбора и промысловой подготовки продукции скважин при добыче углеводородов:

1. Ввод месторождений углеводородов в разработку допускается: если решены все вопросы сероочистки или экологически безопасного использования газов, содержащих сероводород и сероорганику, а также определение целесообразности и направления использования этана, пропан-бутана, двуокиси углерода, гелия и других компонентов газа в случае их промышленного содержания к началу ввода в разработку месторождений [2, пункт 81].

2. Ввод в разработку нефтяных месторождений (залежей) без утилизации попутного газа, а газовых месторождений - без переработки (утилизации) добываемого газа не допускается.

Запрещается добыча углеводородов без переработки всего объема добываемого сырого газа, за исключением случаев, предусмотренных в пункте 4 статьи 147 Кодекса [2, пункт 82].

3. Добыча должна проводиться методами и способами, исключающими потери углеводородов, не предусмотренные базовым проектным документом, в соответствии с положительной практикой пользования недрами [2, пункт 83].

4. При проведении добычи углеводородов недропользователь обеспечивает [2, пункт 84]:

1) оптимальность и безопасность применяемых технических средств добычи;

2) охрану месторождения углеводородов от проявлений опасных техногенных процессов, приводящих к осложнению при их добыче, снижению экономической эффективности добычи углеводородов;

3) достоверный учет добытых и оставляемых в недрах запасов углеводородов, продуктов их переработки и отходов производства, образующихся при добыче;

4) соблюдение норм и стандартов, применяемых методов и способов добычи;

5) выполнение экологических и санитарно-эпидемиологических требований при складировании и размещении отходов добычи и продуктов переработки углеводородов;

6) извлечение углеводородов в порядке, предусмотренном проектом разработки месторождения.

5. При проектировании и строительстве объектов обустройства месторождения углеводородов должны соблюдаться меры по безопасному функционированию этих объектов, локализации и минимизации последствий возможных аварийных ситуаций [2, пункт 98].

Существующая система сбора продукции скважин

По состоянию на 01.01.26 на месторождении Кожасай эксплуатация скважин ведется фонтанным и механизированным способами. На месторождении механизированный способ эксплуатации представлен непрерывно-дискретным газлифтом.

Система сбора и подготовки продукции скважины – это совокупность трубопроводных коммуникаций и другого оборудования, задачей которой является сбор продукции скважин и транспортировка ее до пунктов подготовки воды, газа и нефти.

Технологическая схема внутрипромысловой системы сбора и транспорта нефти и газа на месторождении Кожасай представлена на рисунке 6.3.1.

В таблице 6.3.1 представлены характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Кожасай.

Таблица 6.3.1 – Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Кожасай

№	Марка АГЗУ	№ скважин	Диаметр выкидной линии от скважин до АГЗУ, мм	Протяженность выкидной линии от скважин до АГЗУ, м
1	АГЗУ-1 «ОЗНА-Массомер-ЕЕ-1500-14»	К-008	108х8	616
		К-098	108х8	1660
		К-142	108х8	1283
		К-143	108х8	1316
2	АГЗУ-2 «ОЗНА-Импульс-40- 10-1500»	К-002	108х8	1205
		К-016	108х8	1387
		К-017	108х8	1610
		К-018	108х8	1259
		К-019	108х8	586
		К-020	108х8	585
		К-021	108х8	598
		К-022	108х8	446
		К-023	108х8	702

		К-026	108х8	1262
3	АГЗУ-3 «ОЗНА-Импульс-40- 10-1500»	К-004	108х8	944
		К-009	108х8	2362
		К-047	108х8	515
		К-48Д	108х8	591
		К-051	108х8	660
		К-052	108х8	970
		К-055	108х8	725
		К-056	108х8	2025
		К-058	108х8	1160
		К-204	108х8	2196
4	АГЗУ-4 «ОЗНА-Импульс-40- 14-750»	К-005	108х8	1730
		К-006	108х8	2532
		К-039	108х8	160
		К-040	108х8	470
		К-042	108х8	620
		К-044	108х8	961
		К-045	108х8	1301
		К-049	108х8	1520
5	АГЗУ-5 «ОЗНА-Импульс-40- 14-750»	К-003	108х8	401
		К-046	108х8	786
		К-064	108х8	732
		К-065	108х8	1930
		К-068	108х8	326
		К-073	108х8	467
		К-077	108х8	968
		К-097	108х8	1179
		К-123	108х8	317
		К-125	108х8	820
		К-202	108х8	1150
6	АГЗУ-6 «ОЗНА-Импульс-40- 14-750»	К-071	108х8	495
		К-086	108х8	1200
		К-104	108х8	799
		К-126	108х8	245
		К-128	108х8	524
		К-306	108х8	736
7	АГЗУ-8 «ОЗНА-Массомер-Е-1500-2-14»	К-132	108х8	802
		К-134	108х8	1026
		К-135	108х8	679
		К-137	108х8	243
		К-140	108х8	740

Продукция добывающих скважин под рабочим давлением, по выкидным трубопроводам с добывающих скважин по трубопроводам поступает на АГЗУ № 1–6, 8, где производится оперативный учет продукции замерными установками «ОЗНА-Импульс40-1-750», «ОЗНА-Импульс40-14-750» и «ОЗНА-Импульс40-1-1500», замер дебита жидкости и газа осуществляется по каждой скважине в отдельности. Далее газожидкостная смесь поступает на блок входных манифольдов УПН.

Газожидкостная смесь от блока входных манифольдов по нефтесборным системам поступает на УПН для предварительной подготовки нефти месторождения Кожасай.

Продукция скважины поступает в нефтегазовый сепаратор I-й ступени сепарации «НГС-1-П-2,5-3000» с объемом V=100 м3. Выделившийся газ после I-й ступени сепарации

направляется на II-ю ступень компрессоров УПГ-29 и УКПГ-40 ТОО "GasProcessingCompany".

Далее отсепарированный газ направляется в общий газовый коллектор высокого давления на прием компрессорных установок подготовки газа (УПГ-29) или же в коллектор высокого давления сброса газа на факельную установку УПГ-29, в состав которой входит факельный сепаратор V-2483 (V-36 м3) и факел. Нефтяная эмульсия из нефтегазового сепаратора «НГС-1-П-2,5-3000» первой ступени направляется на II-ю ступень сепарации в НГС II-1,6-2000-1-И (V=25 м3).

Отсепарированный газ из нефтегазового сепаратора I-й ступени направляется в нефтегазовый сепаратор II-й ступени с последующей подачей газа в газовый коллектор высокого давления. Попутный газ отводится далее направляется на II-ю ступень компрессоров УПГ-29 и УКПГ-40 ТОО "GasProcessingCompany".

Уловленный нефтяной конденсат направляется в трубопровод нефти через клапан регулятор на конечную сепарационную установку (КСУ).

После II-й ступени сепарации нефть поступает на КСУ (конечная сепарационная установка) марки «НГС I-1,6-2000-1-И» (V-25м3), где отсепарированный газ направляется в вертикальный сетчатый газовый сепаратор ГС-2 для более глубокой очистки газа от капельного уноса нефти.

Разгазированная нефть после сепаратора «НГС I-1,6-2000-1-И» по нефтяному трубопроводу поступает в резервуарный парк в резервуары хранения нефти РВС-400 (2-ед) или РВС-5000 м3 (2-ед). Общий объем резервуарного парка составляет 10800 м3.

Нефть из резервуарного парка с помощью подпорных насосов ЦНСАн 60/66 производительностью 60 м3/ч и магистральных насосов типа ЦНС-105/294 производительностью 105 м3/ч транспортируется по нефтепроводу на ЦПНГ Алибекмола.

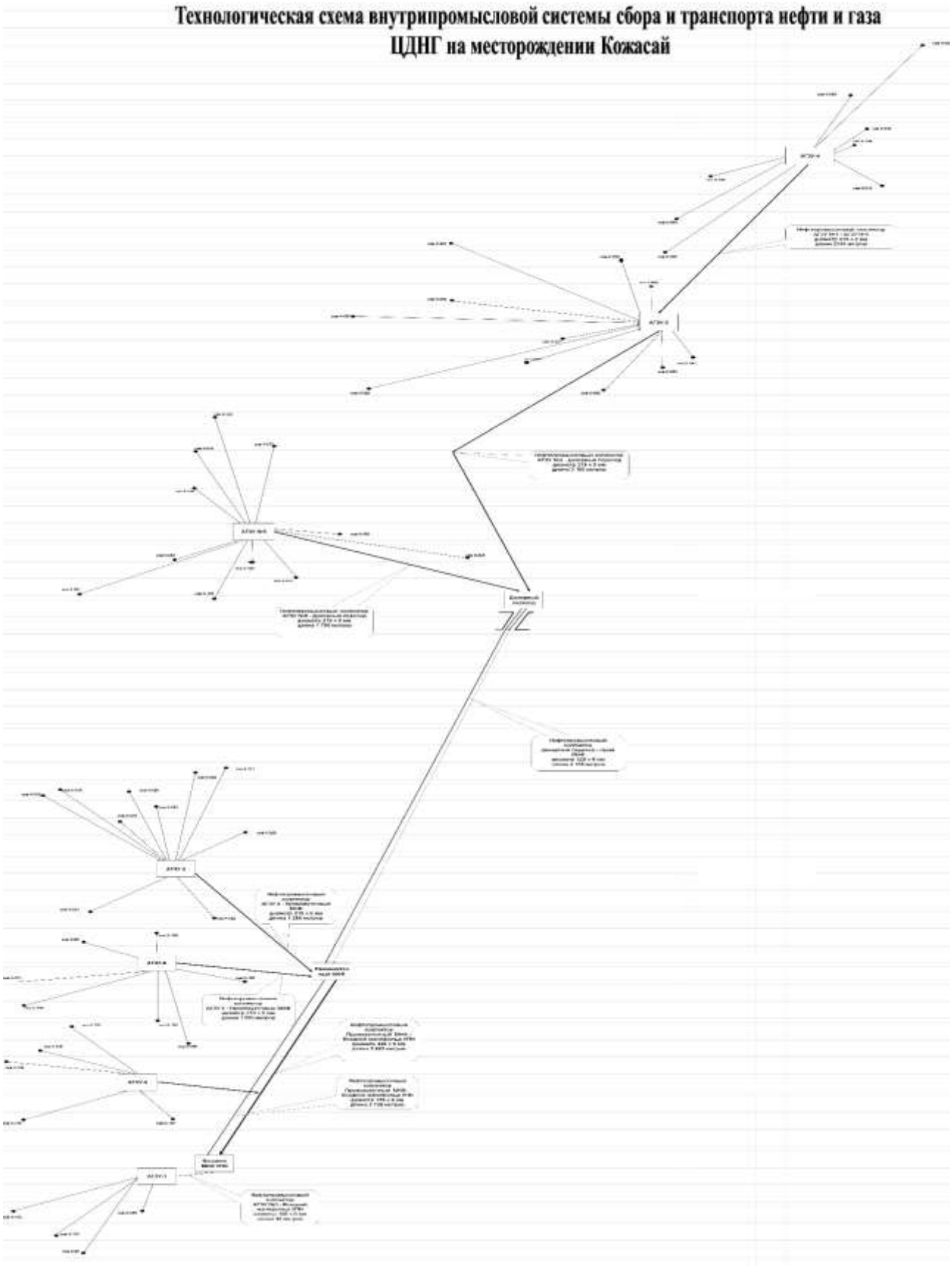


Рисунок 6.3.1 – Технологическая схема сбора скважинной продукции по месторождению Кожасай

Транспорт нефти с УПН м/р «Кожасай» до ЦПНГ м/р «Алибекмола» осуществляется по нефтепроводу Ø273х8мм, общая протяженность которого составляет 61,270км.

Принципиальная технологическая схема установки подготовки нефти месторождения Кожасай представлен на рисунке 6.3.2.

Определение необходимых мощностей сооружений систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин

Согласно действующему технологическому регламенту после проведенной реконструкции и модернизации по эксплуатации объекта УПНГ месторождения Кожасай ее пропускная способность (мощности) составляет:

– по нефти – 1 млн. 150 тыс т/год;
– по газу – 288 млн. нм3/год.

С учетом объемов технологических потерь скважинной продукции, мощностей сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин будет достаточно для обеспечения достижения прогнозных показателей настоящего отчета (таблица 6.3.2).

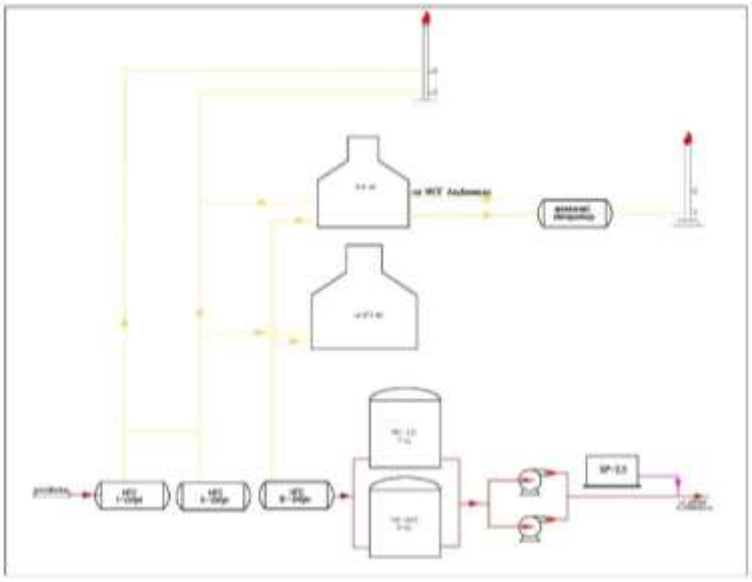


Рисунок 6.3.2 – Технологическая схема УПН Кожасай

Выводы

1. Существующая система сбора продукции скважин, подготовки и транспортировки сырья до пункта сдачи работает в заданных режимах, обеспечивая стабильность производственного цикла.
2. Мощностей сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин достаточно для обеспечения достижения прогнозных показателей настоящего отчета

Таблица 6.3.2 – Необходимые мощности сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин на месторождении Кожасай

Год	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Добыча нефти, тыс.т	324,3	359,9	384,5	406,8	434,9	456,0	467,3	465,3	459,1	464,7	478,1	483,2	480,9	481,1	473,1	456,6	440,7	423,8
Добыча газа, млн м^3	625,925	707,235	761,360	774,860	791,588	784,260	757,004	728,223	688,709	669,164	659,797	628,192	597,226	567,743	528,873	457,087	408,084	362,971
Потери нефти*, % (0,438% от добычи нефти), тыс.т	1,420	1,576	1,684	1,782	1,905	1,997	2,047	2,038	2,011	2,035	2,094	2,117	2,106	2,107	2,072	2,000	1,930	1,856
Потери газа*, % (0,0881% от общей добычи газа), млн м^3	0,551	0,623	0,671	0,683	0,697	0,691	0,667	0,642	0,607	0,590	0,581	0,553	0,526	0,500	0,466	0,403	0,360	0,320
Объем нефти, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, тыс.т	322,893	358,339	382,841	404,969	433,033	453,968	465,239	463,280	457,128	462,662	476,020	481,108	478,752	479,030	470,981	454,600	438,788	421,942
Объем газа, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, млн м^3	625,373	706,612	760,689	774,177	790,891	783,569	756,337	727,581	688,102	668,575	659,216	627,639	596,699	567,242	528,407	456,684	407,724	362,651

продолжение таблицы 6.3.2

Год	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
Добыча нефти, тыс.т	407,7	393,5	379,8	366,6	352,5	339,1	327,3	315,9	303,8	292,2	282,0	271,2	260,9	251,8	243,0	233,7	224,8	216,9
Добыча газа, млн м^3	322,962	288,339	257,427	229,829	204,416	181,880	162,381	144,973	128,939	114,721	102,423	91,092	81,046	72,357	64,600	57,452	51,114	45,635
Потери нефти*, % (0,438% от добычи нефти), тыс.т	1,786	1,724	1,664	1,606	1,544	1,485	1,434	1,384	1,331	1,280	1,235	1,188	1,143	1,103	1,064	1,023	0,984	0,950
Потери газа*, % (0,0881% от общей добычи газа), млн м^3	0,285	0,254	0,227	0,202	0,180	0,160	0,143	0,128	0,114	0,101	0,090	0,080	0,071	0,064	0,057	0,051	0,045	0,040
Объем нефти, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, тыс.т	405,889	391,772	378,146	364,994	350,971	337,610	325,868	314,534	302,441	290,921	280,802	269,999	259,708	250,675	241,956	232,641	223,768	215,985
Объем газа, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, млн м^3	322,678	288,085	257,200	229,627	204,236	181,720	162,238	144,845	128,826	114,620	102,332	91,012	80,974	72,293	64,543	57,402	51,069	45,594

продолжение таблицы 6.3.2

Год	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068
Добыча нефти, тыс.т	209,4	201,3	192,9	184,8	177,0	169,6	162,4
Добыча газа, млн м^3	40,742	36,233	32,109	28,453	26,553	25,435	24,363
Потери нефти*, % (0,438% от добычи нефти), тыс.т	0,917	0,882	0,845	0,809	0,775	0,743	0,711
Потери газа*, % (0,0881% от общей добычи газа), млн м^3	0,036	0,032	0,028	0,025	0,023	0,022	0,021
Объем нефти, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, тыс.т	208,473	200,441	192,038	183,976	176,243	168,825	161,710
Объем газа, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, млн м^3	40,706	36,201	32,081	28,428	26,529	25,413	24,342

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Выполнение мероприятий по утилизации газа

Регулирование вопросов использования ПНГ в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями Правительства РК, директивными указаниями Министерства охраны окружающей среды.

Согласно пункта 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 Кожасай ведется в соответствии с «Корректировкой №1 программы развития переработки сырого газа месторождений ТОО «Казахойл Актобе» на период с 01.01.2025 по 31.12.2027 гг» (далее – Корректировка ПРПСГ), утвержденной Министерством энергетики РК (Протокол №13-1-0/5334 от 25.07.2025 г.).

Согласно указанной Корректировке ПРПСГ технологически неизбежное сжигание сырого газа месторождения Кожасай на период с 01.01.2026г – 31.12.2026г. должно производиться в объеме 17,3023 млн. м3, в том числе по категориям:

– V6 = 0,7538 млн. м3,
– V7 = 0,6578 млн. м3,
– V8 = 15,8907 млн. м3,
– V9 = 0.

Недропользователем получено соотвествующее Разрешение на сжигание в факелах сырого газа месторождения Кожасай № KZ26VPC00027145, дата выдачи - 25.08.2025.

Утилизация газа месторождения производится следующим образом.

Основной поток газа месторождения Кожасай проходит предварительную подготовку к транспорту на Установке подготовки газа (УПГ) месторождения Кожасай, далее транспортируется по газопроводу до ЦПиПГ м/р Алибекмола для доведения его до товарного качества. Часть газа доводится до кондиции топливного для использования на собственные нужды месторождения Кожасай. Избытки попутного газа передаются в АО «Qazaq Gaz» для дальнейшей переработки на УКПГ «Кожасай» ТОО «Gas Processing Company».

Блок-схема существующих объектов газопереработки ТОО «Казахойл Актобе» представлена на рисунке 6.4.1.

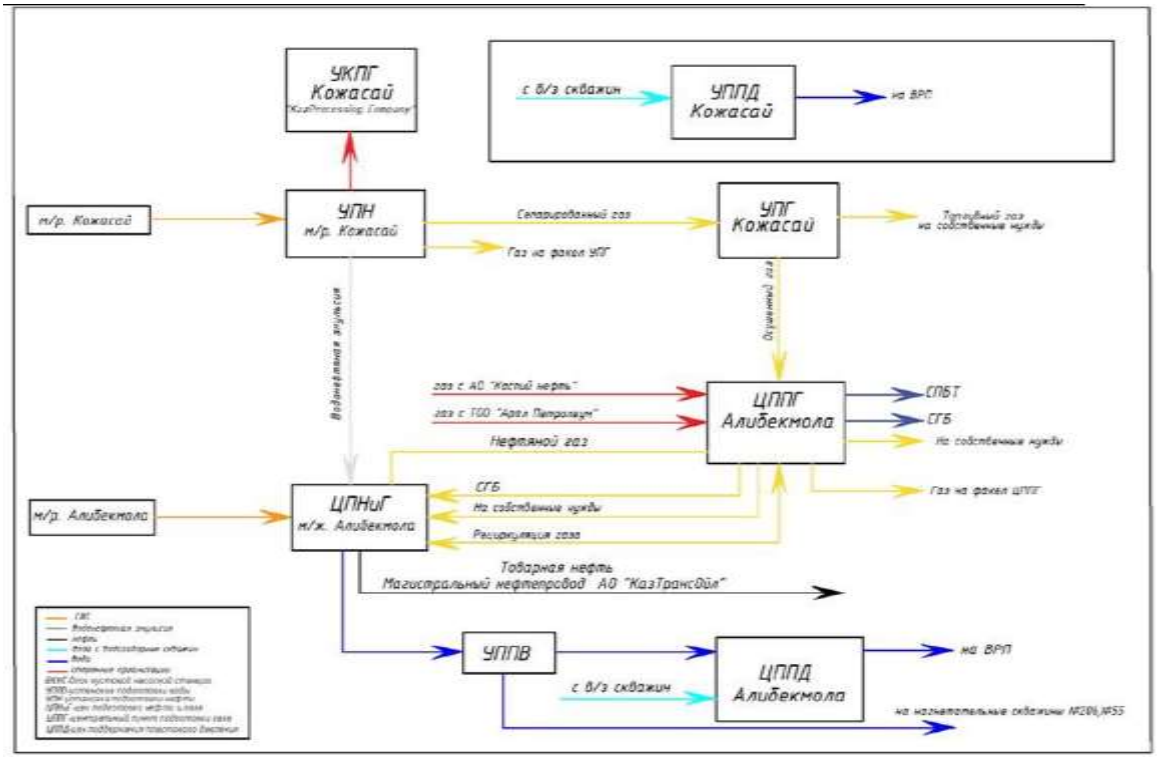


Рисунок 6.4.1 – Блок-схема существующих объектов газопереработки ТОО «Казахойл Актобе»

Описание технологического процесса на УПГ Кожасай

Принципиальная блок-схема УПГ Кожасай приведена на рисунке 6.4.2.

Нефтяной газ с УПН Кожасай поступает на установку компримирования УПГ Кожасай, которая состоит из 4 компрессоров. Далее газ после компримирования поступает на установку осушки газа (УОГ), для удаления капельной жидкости и влаги. Сухой газ с УОГ поступает в нижнюю часть абсорбера, представляющий собой встроенный каплеотбойник, который служит дополнительным барьером на пути проскока примесей с газом в рабочую зону абсорбера. Жидкость выводится в дренажную систему. В качестве абсорбента используется триэтиленгликоль.

Регенерированный гликоль, стекая вниз по тарелкам колонны, контактирует с влажным газом, поднимающимся навстречу. Во время такого газожидкостного контакта вода поглощается раствором гликоля и покидает колонну с потоком насыщенного гликоля, который отводится с колонны. Насыщенный гликоль направляется на регенерацию.

Очищенный газ выводится из верхней части контактора, снабженной встроенным каплеотбойником, с температурой 53°С, проходит теплообменник газ/жидкость, где охлаждает поступающий в абсорбер регенерированный ТЭГ и направляется в транспортный газопровод Кожасай – Алибекмола.

Часть сырьевого газа, прошедшего гликолевую осушку, направляется на установку кондиционирования топливного газа (УКТГ). В УКТГ производятся аминовая очистка газа от сероводорода с его регенерацией и очистка от меркаптанов.

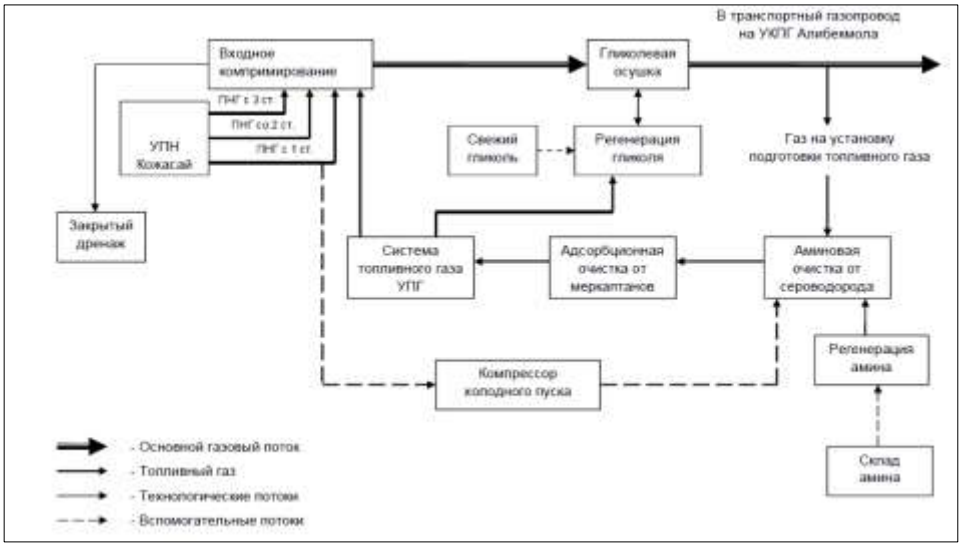


Рисунок 6.4.2 – Принципиальная схема технологического процесса на УПГ Кожасай

УКТГ состоит из блока очистки/доочистки входящего газа, контактного аппарата для обработки сероводородсодержащего газа амином и последующей адсорбционной очистки полученного малосернистого газа.

Газ, входящий в УКТГ, направляется в сепаратор газа на входе для удаления капельной жидкости, образующейся в трубопроводе между УОГ и УКТГ. Газ после сепаратора поступает в фильтр-коагулятор газа на входе, предназначенный для удаления туманообразной влаги. Условно сухой газ из коагулятора направляется в аминовый контактор.

Насыщенный амин направляется в дегазатор насыщенного амина, расположенный на установке регенерации амина. Раствор амина из скруббера очищенного газа выводится в резервуар выделенного амина, как и основной поток насыщенного амина из контактора. Очищенный от сероводорода газ направляется на установку очистки газа от меркаптанов, состоящую из двух адсорберов-сосудов.

Газ поступает на вход установки и направляется в один из адсорберов, где очищается от сероводорода, оставшегося в газе после аминовой очистки, и меркаптанов.

Очищенный газ выводится из нижней секции адсорбера и направляется в систему топливного газа, где его давление сбрасывается до 1,1 МПа до того, как он поступит в отбойную емкость топливного газа, откуда очищенный топливный газ подается соответствующим потребителям.

Балансы добычи и распределения сырого газа по месторождению «Кожасай» для вариантов разработки представлены в таблице 6.4.1 и 6.4.2.

Таблица 6.4.1 – Баланс добычи и распределение газа по месторождению Кожасай (1 вариант)

№ пп	Месторождение, объект	Кол-во в работе	Расход газа. м³/час	Кол-во часов в работе в сутки	Эксплутация (кол-во дней за отчетн период)	Годы									
						2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	**Добыча газа, млн.м³**					**625,9247**	**707,2347**	**760,9984**	**768,8462**	**763,7567**	**723,6191**	**689,2291**	**671,8954**	**639,3151**	**588,0574**
2	**Технологические потери газа при добыче, сборе, подготовке и тарнспортировке, млн.м³**					**0,5514**	**0,6231**	**0,6704**	**0,6774**	**0,6729**	**0,6375**	**0,6072**	**0,5919**	**0,5632**	**0,5181**
3	**На собственные нужды месторождения, млн. м³**					**10,1616**	**10,1616**	**10,1901**	**10,1616**	**10,1616**	**10,1616**	**10,1901**	**10,1616**	**10,1616**	**10,1616**
3.1	Газ-(компрессия на входе), млн. м³	1	1166	24	357/358	9,9903	9,9903	10,0183	9,9903	9,9903	9,9903	10,0183	9,9903	9,9903	9,9903
3.2	Газ на ребойлер гликоля, млн. м³	1	13,2	24	357/358	0,1131	0,1131	0,1134	0,1131	0,1131	0,1131	0,1134	0,1131	0,1131	0,1131
3.3	Газ на котельную, млн. м³	1	6,8	24	357/358	0,0583	0,0583	0,0584	0,0583	0,0583	0,0583	0,0584	0,0583	0,0583	0,0583
4	**Технологически-неизбежное сжигание (V_V), млн. м³**					***19,9293***	***21,5240***	***22,7224***	***22,8482***	***22,7048***	***18,2099***	***17,2956***	***16,6141***	***15,7277***	***13,9817***
4.1	**Технологически-неизбежное сжигание при эксплуатации оборудования (V_7), млн. м³**					***0,6579***	***0,6579***	***0,6597***	***0,6579***	***0,6579***	***0,6579***	***0,6597***	***0,6579***	***0,6579***	***0,6579***
4.1.1	Дежурные горелки УПН, млн. м³	*1*	*4,5*	*24*	*365/366*	0,0394	0,0394	0,0395	0,0394	0,0394	0,0394	0,0395	0,0394	0,0394	0,0394
4.1.2	Продувка факельной системы УПГ, млн. м³	*1*	*21,6*	*24*	*365/366*	0,1892	0,1892	0,1897	0,1892	0,1892	0,1892	0,1897	0,1892	0,1892	0,1892
4.1.3	Дежурные горелки УПН, млн. м³	*1*	*25*	*24*	*365/366*	0,2190	0,2190	0,2196	0,2190	0,2190	0,2190	0,2196	0,2190	0,2190	0,2190
4.1.4	Продувка факельной системы УПГ, млн. м³	*1*	*24*	*24*	*365/366*	0,2102	0,2102	0,2108	0,2102	0,2102	0,2102	0,2108	0,2102	0,2102	0,2102
4.2	***Технологически-неизбежное сжигание при пуско-наладке оборудования (V_6)*, млн. м³**					***0,7047***	***0,4480***	***0,4775***	***0,4165***	***0,5875***	***0,7422***	***0,6757***	***0,6303***	***0,6041***	***0,0000***
4.2.1	Сжигание при освоении новых скважин, млн. м³				*5*	0,7047	0,4480	0,4775	0,4165	0,5875	0,7422	0,6757	0,6303	0,6041	0,0000
4.3	***Объем технологически неизбежного сжигания газа при ремонтных работах (ППР) технологического оборудования (V_8)*, млн. м³**					***18,5668***	***20,4181***	***21,5852***	***21,7738***	***21,4594***	***16,8099***	***15,9602***	***15,3259***	***14,4657***	***13,3238***
4.3.1	Объем сжигаемого газа при выводе скважин в режим после КРС, млн. м³					*0,9270*	*0,9962*	*1,0304*	*1,0015*	*0,7987*	*0,7409*	*0,6862*	*0,3906*	*0,2445*	*0,2260*
4.3.2	Объем сжигаемого газа при капитальном ремонте, млн. м³				*8*	*13,7189*	*15,5010*	*16,6338*	*16,8514*	*16,7399*	*15,8601*	*15,0651*	*14,7265*	*14,0124*	*12,8889*
4.3.3	Объем сжигаемого газа при ремонте компрессоров, млн. м³		*8000*	*464*		*3,7120*	*3,7120*	*3,7120*	*3,7120*	*3,7120*	*0,0000*	*0,0000*	*0,0000*	*0,0000*	*0,0000*
4.3.4	ТО и продувка и опорожнения оборудования при ППР УПГ, ЦПиПГ (УКПГ) , млн. м³					*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*
5	**Газ на переработку (ЦПиПГ) , млн. м³**					**169,7982**	**123,1376**	**74,8261**	**44,2317**	**16,6419**	**0,0000**	**0,0000**	**0,0000**	**0,0000**	**0,0000**
6	**Реализация свободного газа, млн. м³**					**425,4842**	**551,7882**	**652,5894**	**690,9273**	**713,5755**	**694,6100**	**661,1362**	**644,5278**	**612,8625**	**563,3960**

Таблица 6.4.2 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа (2-вариант)

№ пп	Месторождение, объект	Кол-во в работе	Расход газа. м³/час	Кол-во часов в работе в сутки	Эксплуатация (кол-во дней за отчетн период)	Годы									
						2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	**Добыча газа, млн.м³**					**625,9247**	**707,2347**	**761,3599**	**774,8601**	**791,5879**	**784,2599**	**757,0036**	**728,2228**	**688,7085**	**669,1641**
2	**Технологические потери газа при добыче, сборе, подготовке и тарнспортировке, млн.м³**					**0,5514**	**0,6231**	**0,6708**	**0,6827**	**0,6974**	**0,6909**	**0,6669**	**0,6416**	**0,6068**	**0,5895**
3	**На собственные нужды месторождения, млн. м³**					**10,1616**	**10,1616**	**10,1901**	**10,1616**	**10,1616**	**10,1616**	**10,1901**	**10,1616**	**10,1616**	**10,1616**
3.1	Газ-(компрессия на входе), млн. м³	1	1166	24	357/358	9,9903	9,9903	10,0183	9,9903	9,9903	9,9903	10,0183	9,9903	9,9903	9,9903
3.2	Газ на ребойлер гликоля, млн. м³	1	13,2	24	357/358	0,1131	0,1131	0,1134	0,1131	0,1131	0,1131	0,1134	0,1131	0,1131	0,1131
3.3	Газ на котельную, млн. м³	1	6,8	24	357/358	0,0583	0,0583	0,0584	0,0583	0,0583	0,0583	0,0584	0,0583	0,0583	0,0583
4	**Технологически-неизбежное сжигание (V_V), млн. м³**					***19,9293***	***21,5240***	***22,7927***	***23,1694***	***19,5670***	***19,9938***	***19,2519***	***18,2094***	***17,0904***	***16,5856***
4.1	**Технологически-неизбежное сжигание при эксплуатации оборудования (V_7), млн. м³**					***0,6579***	***0,6579***	***0,6597***	***0,6579***	***0,6579***	***0,6579***	***0,6597***	***0,6579***	***0,6579***	***0,6579***
4.1.1	Дежурные горелки УПН, млн. м³	*1*	*4,5*	*24*	*365/366*	0,0394	0,0394	0,0395	0,0394	0,0394	0,0394	0,0395	0,0394	0,0394	0,0394
4.1.2	Продувка факельной системы УПГ, млн. м³	*1*	*21,6*	*24*	*365/366*	0,1892	0,1892	0,1897	0,1892	0,1892	0,1892	0,1897	0,1892	0,1892	0,1892
4.1.3	Дежурные горелки УПН, млн. м³	*1*	*25*	*24*	*365/366*	0,2190	0,2190	0,2196	0,2190	0,2190	0,2190	0,2196	0,2190	0,2190	0,2190
4.1.4	Продувка факельной системы УПГ, млн. м³	*1*	*24*	*24*	*365/366*	0,2102	0,2102	0,2108	0,2102	0,2102	0,2102	0,2108	0,2102	0,2102	0,2102
4.2	***Технологически-неизбежное сжигание при пуско-наладке оборудования (V_6)* , млн. м³**					***0,7047***	***0,4480***	***0,4938***	***0,6053***	***0,5444***	***1,1621***	***1,0633***	***0,9668***	***0,8687***	***0,8062***
4.2.1	Сжигание при освоении новых скважин, млн. м³			*24*	*5*	0,7047	0,4480	0,4938	0,6053	0,5444	1,1621	1,0633	0,9668	0,8687	0,8062
4.3	***Объем технологически неизбежного сжигания газа при ремонтных работах (ППР) технологического оборудования (V_8)* , млн. м³**					***18,5668***	***20,4181***	***21,6392***	***21,9063***	***18,3648***	***18,1738***	***17,5290***	***16,5847***	***15,5638***	***15,1216***
4.3.1	Объем сжигаемого газа при выводе скважин в режим после КРС, млн. м³					*0,9270*	*0,9962*	*1,0309*	*1,0022*	*0,8060*	*0,7757*	*0,7282*	*0,4148*	*0,2599*	*0,2461*
4.3.2	Объем сжигаемого газа при капитальном ремонте, млн. м³			*24*	*8*	*13,7189*	*15,5010*	*16,6873*	*16,9832*	*17,3499*	*17,1893*	*16,5919*	*15,9610*	*15,0950*	*14,6666*
4.3.3	Объем сжигаемого газа при ремонте компрессоров, млн. м³		*8000*	*464*		*3,7120*	*3,7120*	*3,7120*	*3,7120*	*0,0000*	*0,0000*	*0,0000*	*0,0000*	*0,0000*	*0,0000*
4.3.4	ТО и продувка и опорожнения оборудования при ППР УПГ, ЦПиПГ (УКПГ) , млн. м³					*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*	*0,2089*
5	**Газ на переработку (ЦПиПГ) , млн. м³**					**169,7982**	**122,2023**	**64,0873**	**30,0859**	**0,0000**	**0,0000**	**0,0000**	**0,0000**	**0,0000**	**0,0000**
6	**Реализация свободного газа, млн. м³**					**425,5**	**552,7**	**663,6**	**710,8**	**761,2**	**753,4**	**726,9**	**699,2**	**660,8**	**641,8**

Выводы и рекомендации

1. Утилизация добытого сырого газа месторождения Кожасай проводится по следующим направлениям:
   - использование на собственные технологические нужды;
   - получение товарной продукции на УКПГ Алибекмола;
   - реализация свободного газа
2. Технологически неизбежное сжигание сырого газа на месторождении производится на основании полученного Разрешения на сжигание.

6.5 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Согласно Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденных Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 [2], при разработке месторождений углеводородов предъявляются следующие общие требования, применимые к системам ППД.

Система ППД должна обеспечивать:

1) закачку в эксплуатационный объект необходимых объемов рабочего агента для восполнения пластовой энергии и вытеснения углеводородов к забоям добывающих скважин по отдельным зонам, пластам и месторождению в целом;

2) подготовку рабочего агента до необходимых кондиций по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода и микроорганизмов;

3) возможность систематических замеров приемистости скважин, учета закачки рабочего агента как по каждой скважине, по группам, по пластам и объектам разработки, так и по месторождению в целом;

4) возможность постоянного контроля за качеством и свойствами рабочего агента;

5) надежность функционирования, в первую очередь с точки зрения герметичности.

В качестве рабочего агента системы ППД месторождения Кожасай используется техническая вода с водозаборных скважин.

Принципиальная схема системы ППД месторождения показана на рисунке 6.5.1.

Система ППД месторождения включает в себя следующие технологические узлы: оборудование по подготовке агента, кустовые насосные станции (КНС) по закачке агента, систему трубопроводов и водораспределительных пунктов (ВРП) систему нагнетательных скважин.

В таблице 6.5.1 представлены характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин.

Таблица 6.5.1 – Технические характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин месторождения Кожасай

№ пп	№ ВРП	№ скважин	Диаметр выкидной линии, мм	Длина выкидной линии, м	Материал труб
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
1	ВРП-1	К-001	114х12	405	Сталь 20
		К-024	114х12	864	Сталь 20
		К-102	114х12	706	Сталь 20
		К-103	114х12	1290	Сталь 20
		К-105	114х12	1518	Сталь 20
2	ВРП-2	К-095	114х12	1305	Сталь 20
2	ВРП-2	К-054	114х12	481	Сталь 20
		К-122	114х12	780	Сталь 20
3	ВРП-3	К-007	114х12	1910	Сталь 20
3	ВРП-3	К-091	89х10	1840	Сталь 20

4	ВРП-4	К-131	114х14	854	Сталь 20
		К-130	114х14	840	Сталь 20
		К-141	114х14	1776	Сталь 20

Требования к системе ППД

Технологическая схема системы ППД месторождения Кожасай приведена на рисунке 6.5.1.

В ЦППД (цех ППД) осуществляются следующие технологические процессы:

- забор воды из водозаборных скважин;
- добавление ингибитора коррозии;
- накопление технической воды в резервуарах;
- закачка воды в водонагнетательные скважины посредством блочной кустовой насосной установки.

Производственная мощность ЦППД по объему закачиваемой воды составляет 4400 м³/сут или 1606 тыс м3/год.

На прогнозный период 2026-2068гг. согласно проектных решений настоящего отчета максимальная закачка воды составит 763,7 тыс. м3/год в 2043 г.

В настоящее время продукция водозаборных скважин (альбсеноманская вода) поступает через блок фильтров грубой и тонкой очистки в БГ в/з из артезианских скважин № 4, 5, 6 (график работы скважин периодический с включением по необходимости 2-х скважин) по низконапорному трубопроводу Ø315х35,2 мм и протяженностью 4316 метров поступает в накопительные резервуары РВС №№ 1,2 (V=3000 м3).

Вода из накопительных резервуаров РВС №1или РВС №2 под давлением налива поступает на прием бустерных насосов типа «1К100-65-250М» производительностью 100м3/ч, напором 90м, далее на прием высоконапорных насосов WG-2,3 (номинальной производительностью 91,66 м3/час и номинальным напором 2200 м). Текущий режим работы насосов: 1 в работе, 2-й в резерве.

Вода после высоконапорных насосов подается по трубопроводу Ø273х25 мм (Ст.20 по ГОСТ 550-75) и протяженностью 59 м на нагнетательный манифольд (БНГ), где направляется на водораспределительные пункты (ВРП-1, 2, 3, 4):

- «БНГ-ВРП-1» трубопровод Ø219х17 мм (Ст.20 по ГОСТ 8732-78) и протяженностью 560 м;

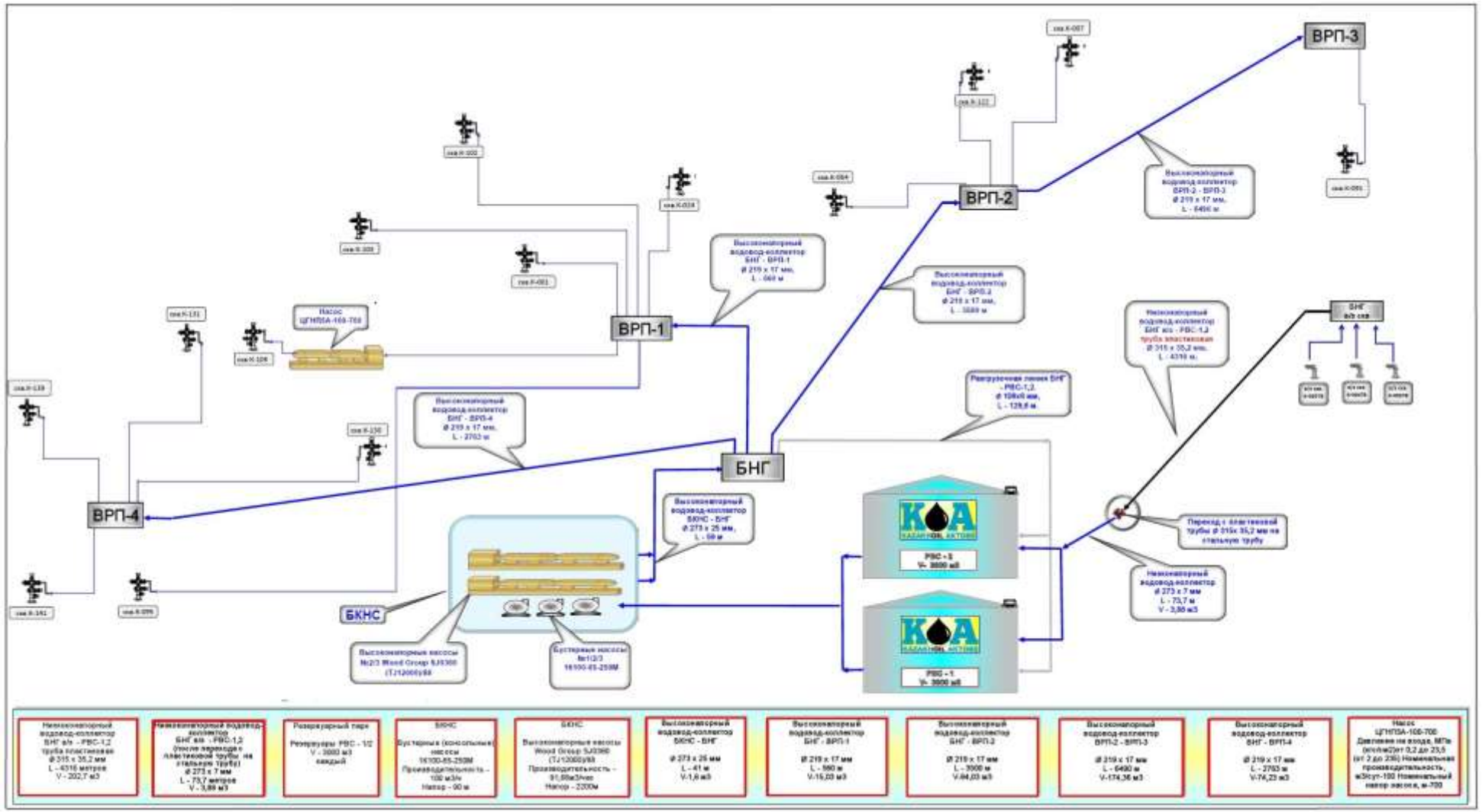


Рисунок 6.5.1 – Технологическая схема внутри промысловой системы ППД месторождения Кожасай

- «БНГ-ВРП-2» трубопровод Ø219х17 мм (Ст.20 по ГОСТ 8732-78) и протяженностью 3500 м;
- «ВРП-2-ВРП-3» трубопровод Ø219х17 мм (Ст.20 по ГОСТ 8732-78) и протяженностью 6490 м;
- «БНГ–ВРП-4» трубопровод Ø219х17 мм (Ст.20 по ГОСТ 8732-78) и протяженностью 2763 м.

Согласно технологической схеме, ввод реагентов осуществляется в напорный коллектор бустерных насосов. Блок технологической емкости включает в себя емкость, оснащенную электронагревательной секцией ЭВ-1 мощностью 3 кВт, штуцерами для обвязки с технологическим блоком, штуцерами для датчиков систем КИПи А.

Затем вода по трубопроводам Ø114х12 мм (Ст.20 по ГОСТ 8732-78) распределяется по ВРП, далее по нагнетательным скважинам на месторождении Кожасай.

Максимальная производительность по воде имеющего на БКНС насоса «WoodGroup (TJ12000)/88» составляет Н- 2 Q-2200 м3/сут или 803 000 м3/год. На БКНС имеется также резервный насос марки «WoodGroup (TJ12000)/88» Н-3. Для закачки воды в скважину К-105 с целью ППД применяется также насосная установка марки «ЦГНП5А-100-700» производительностью 100 м3/сут или 36500 м3/год.

Следовательно, существующее насосное оборудование позволяет достичь прогнозных показателей настоящего отчета по закачке воды.

Требования к качеству рабочего агента

Требования, предъявляемые к качеству воды для заводнения пластов согласно СТ РК 1662-2007, применительно к условиям месторождения Кожасай, следующие:

- значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5;
- при снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды;
- при контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора допускается снижение фильтрационной характеристики;
- содержание нефти должно быть не более 5,0 мг/л;
- содержание механических примесей также не более 3,0 мг/л, причем размер частиц механических примесей и нефти должен быть меньше среднего размера каналов поровых коллекторов продуктивных пластов, т.е. не более 1 мкм;
- содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л;
- набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать

значения их набухаемости в пластовой воде месторождения;

- при коррозионной активности воды свыше 0,1 мг/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопровода и оборудования по ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения»;
- 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. Существующее насосное оборудование системы ППД позволяет достичь прогнозных показателей по закачке воды.
2. Фактическое содержание механических примесей в закачиваемой воде превышает допустимое СТ РК 1662-2007, что влияет на приемистость нагнетательных скважин. Рекомендуется предусмотреть меры по улучшению качества закачиваемой воды.

6.6 Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

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.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются:

- сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
- предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями;
- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;
- предупреждение жизнедеятельности сульфат восстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

На основе данных технических требований формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

Исходя из требований, предъявляемых к качеству воды для заводнения пластов согласно СТ РК 1662-2007 в условиях месторождения для предварительных расчетов могут быть приняты следующие величины [15]:

- значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5;
- при снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды;
- при контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора допускается снижение фильтрационной характеристики;
- содержание нефти должно быть не более 30 мг/л;
- содержание механических примесей также не более 30 мг/л, причем размер частиц механических примесей и нефти должен быть меньше среднего размера каналов поровых коллекторов продуктивных пластов, т.е. не более 1 мкм;
- содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л;
- набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в пластовой воде месторождения;
- при коррозионной активности воды свыше 0,1 мг/см^{2}сут, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506;
- в воде, нагнетаемой в продуктивный коллектор, пластовые воды которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать;

- не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород;
- при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Таблица 6.6.1 – Требования к качеству воды в соответствии с СТ РК 1662-2007

№ п/п	Наименование показателей	Требования
1	РН	4,5…8,5
2	Содержание растворенного кислорода в закачиваемой воде	не должно превышать 0,5 мг/л
3	Ионы окисного железа	Не регламентируется, однако сероводород – должен отсутствовать
4	Сульфат ионы	Не регламентируется
5	Содержание мехпримесей	Не более 3 мг/л
6	Содержание нефтепродуктов	Не более 3 мг/л
7	Содержание растворенного кислорода	Не более 0,5 мг/л

7 ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Требования и рекомендации к конструкции скважин и производству буровых работ

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

По проекту предусматривается бурение вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

В рамках 1 базового варианта предусматривается бурение 27 добывающих скважин, из них 13 вертикальных (№№К347, К402, К339, К357, К355, К401, К356, К348, К610, К353, К358, К351, К360) однотипной конструкции, 2 горизонтальных №№ГС-1, ГС-2 и 12 наклонно-направленных (№№К417Н, К418Н, К528Н, К407Н, К408Н, К409Н, К413Н, К414Н, К415Н, К410Н, К411Н, 412Н).

По проекту в рамках рекомендуемого 2 варианта предусматривается бурение 52 добывающих скважин, из них 40 вертикальных (№№К34, К402, К644, К516, К624, К339, К357, К355, К328, К322, К534, К531, К405, К539, К512, К520, К342, К303, К304, К332, К702, К305, К517, К614, К403, К309, К514, К043, К641, К623, К511, К648, К629, К618, К312, К318, К625, К346, К519, К354), 2 горизонтальных №№ГС-1, ГС-2 и 10 наклонно-направленных (№№К417Н, К418Н, К528Н, К649Н, К508Н, К407Н, К518Н, К505Н, К503Н, К060Н).

Также предусматривается бурение резервных вертикальных скважин глубиной 3800м в количестве 11 единиц (№№650, 651, 652, 653, 654, 655, 656, 657, 658, 659, 660) и бурение оценочных скважин №№ОС-1, ОС-2. Конструкция резервных и оценочных скважин является однотипной по аналогии с проектными вертикальными эксплуатационными скважинами.

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза, глубина залегания целевых объектов освоения и опыт проводки 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 колон и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин на месторождении Кожасай:

Скважины, предназначенные для эксплуатации 1 основного объекта:

1. Карбонатная толща КТ-II, нижний карбон - (C2b+C1);

В рамках «Проекта разработки месторождения Кожасай» эксплуатационные скважины должны иметь следующие конструкции:

Рекомендуемая конструкция для вертикальных скважин на месторождении Кожасай проектной глубиной 3800м.

Направление Ø 508,0мм спускается на глубину 40м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 339,7мм спускается на глубину 900 м, цементируется до устья с целью перекрытие отложений юры и триаса, где ожидаются прихват инструмента, сужения ствола скважины, перед вскрытием солей кунгурского яруса. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм спускается на глубину 3300м (±250м) в зависимости от подошвы кунгурского яруса, цементируется до устья с перекрытие отложений верхней перми, кунгурского яруса и нижней перми, где ожидаются прихват инструмента, сужение ствола скважины, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø177,8мм спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья прямым способом с установкой башмака на глубине 3800 м для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Принятая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Проектная конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
	Долото	колонна			
Направление	660,4	508,0	40	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Техническая колонна	311,15	244,5	3300	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	212,7	177,8	3800*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I

Примечание: *глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Для строительства наклонно-направленной скважины предусматривается следующая конструкция:

Направление Ø 508,0мм спускается на глубину 40м, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 339,7мм спускается на глубину 900 м, цементируется до устья с целью перекрытие отложений юры и триаса, где ожидаются прихват инструмента, сужения ствола скважины, перед вскрытием солей кунгурского яруса. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм спускается на глубину 3000м (±250м) в зависимости от подошвы кунгурского яруса, цементируется до устья с перекрытие отложений верхней перми, кунгурского яруса и нижней перми, где ожидаются прихват инструмента, сужение ствола скважины, перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø177,8мм спускается до проектной глубины и цементируется подъемом цемента до устья прямым способом с установкой башмака на глубине 3941/4230м. (по вертикали/по стволу) для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Принятая конструкция скважин приведена в таблице 7.1.2.

Таблица 7.1.2 – Проектная конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
	Долото	колонна			
Направление	660,4	508,0	40	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	444,5	339,7	900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Техническая колонна	311,15	244,5	3000	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	212,7	177,8	3941/4230*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I

Примечание: *В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. Глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений и с учетом профиля скважин.*

Ниже приведены профиля скважин для наклонно-направленных скважин, которые идентичны с остальными наклонно – направленными скважинами, но с меньшими глубинами. Более точные данные будет при составлении технического проекта на каждый скважину отдельно.

ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ

Точка	Глубина по стволу	Зенитный угол	Азимут	Вертикальная глубина	Север	Восток	deg/30m	Отход от устья
Привязка	0,00	0,00	0,00	0,00	S 0,00	W 0,00		0,00
Конец стабилизации	2800,00	0,00	0,00	2800,00	S 0,00	W 0,00	0,00	0,00
НК	2985,35	38,81	11,29	2971,50	N 59,24	E 11,83	6,28	60,41
Глубина и цель W #1- T2	4241,08	38,81	11,31	3950,00	N 831,00	E 166,01	0,00	847,42

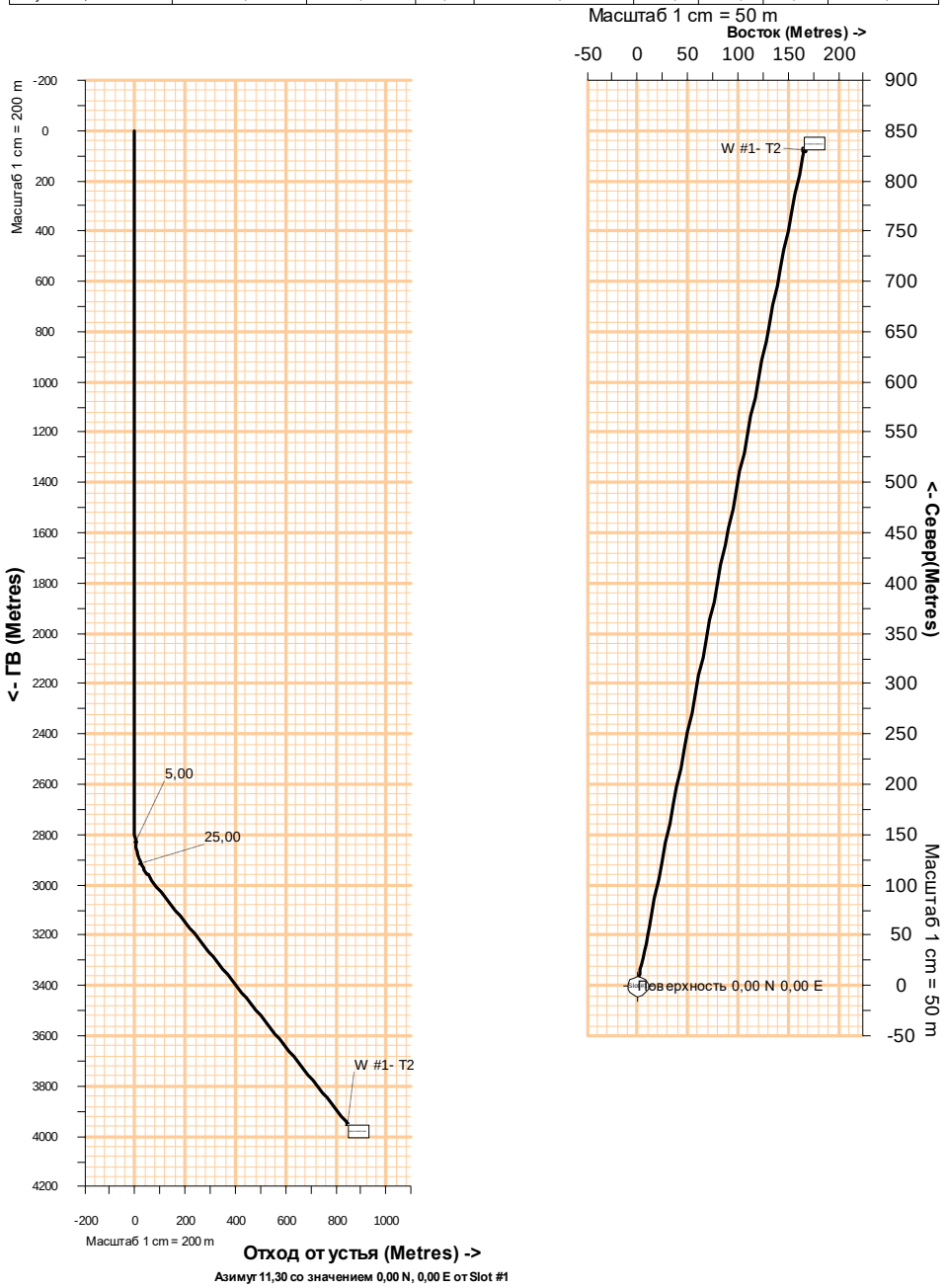


Рисунок 7.1.1 – Профиль наклонно-направленной скважины

Для строительства горизонтального ствола скважины № ГС-1предусматривается следующая конструкция:

1. **Направление ∅ 508мм** забивается на глубину 40 м, для перекрытия верхней толщи отложений и создания циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

2. **Кондуктор ∅** 339,7мм спускается на глубину 650м (по вертикали) и цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых и водоносных

отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.

3. **Техническая колонна** ∅ 244,5мм спускается на глубину 2900м (по вертикали), цементируется до устья (глубина спуска технической колонны может изменяться в зависимости от глубины залегания нижней терригенно-сульфатной пачки). Назначение - перекрытие надсолевой толщи, соленосной толщи, склонной к текучести и нижней терригенно-сульфатной пачки, сложенной интенсивно осыпающимися породами.

4. **Эксплуатационная колонна** ∅ 177,8мм спускается на проектную глубину 3531м/3840м (по вертикали /по стволу) и цементируется подъемом цемента до устья скважины для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции. Эксплуатационную колонну следует компоновать трубами в сероводородостойком исполнении с целью продления сроков эксплуатации скважины.

5. **Хвостовик Ø** 114,3мм спускается на глубину в интервале 3430/3510м-3551/4290м (по вертикали /по стволу). Не цементируется.

В таблице 7.1.3 представлена рекомендуемая проектная конструкция горизонтальной скважины ГС -1 с учетом геологического разреза.

Таблица 7.1.3 – Проектная конструкция горизонтальных скважины ГС -1

№ п/п	Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
		Долото	Колонна			
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
1	Направление	660,4	508	40	до устья	ПЦТ-1-50
2	Кондуктор	444,5	339,7	650	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
3	Техническая колонна	311,1	244,5	2900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
4	Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	3531/3840	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
5	Хвостовик	152,4	114,3	3551/4290	Не цементируется	-

Примечание: *В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. Глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений и с учетом профиля скважин.*

ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ

Точка	Глубина по стволу	Зенитный угол	Азимут	Вертикальная глубина	Север	Восток	deg/30m	Отход от устья
Привязка	0,00	0,00	0,00	0,00	S 0,00	W 0,00		0,00
НК	2981,10	0,00	18,10	2981,10	S 0,00	W 0,00	0,00	0,00
Конец набора	3819,63	87,46	18,10	3529,91	N 499,00	E 163,09	3,13	524,97
ЦЕЛЬ W #1- T1	3821,71	87,46	18,32	3530,00	N 500,97	E 163,74	3,13	527,05
Глубина и цель W #1- T2	4317,17	87,46	18,32	3552,00	N 970,87	E 319,29	0,00	1022,02

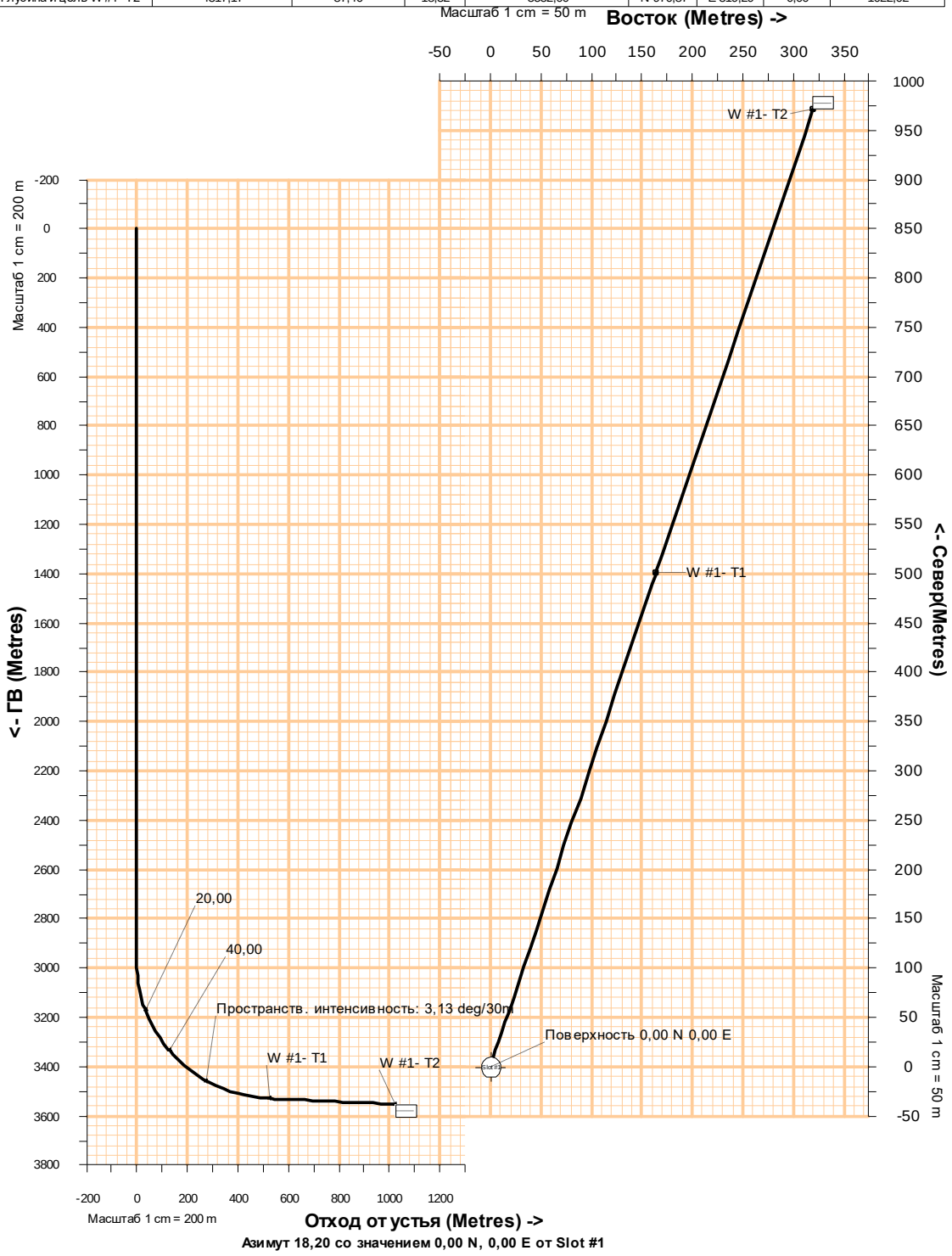


Рисунок 7.1.2 – Профиль горизонтальной скважины ГС -1

Для строительства горизонтального ствола скважины № ГС -2 предусматривается следующая конструкция:

1. **Направление ∅ 508мм** забивается на глубину 40 м, для перекрытия верхней толщи отложений и создания циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.
2. **Кондуктор ∅ 339,7мм спускается** на глубину 650м (по вертикали) и цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых и водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования.
3. **Техническая колонна ∅ 244,5мм** спускается на глубину 2900м (по вертикали), цементируется до устья (глубина спуска технической колонны может изменяться в зависимости от глубины залегания нижней терригенно-сульфатной пачки). Назначение - перекрытие надсолевой толщи, соленосной толщи, склонной к текучести и нижней терригенно-сульфатной пачки, сложенной интенсивно осыпающимися породами.
4. **Эксплуатационная колонна ∅ 177,8мм** спускается на проектную глубину 3045/3060м (по вертикали /по стволу) и цементируется подъемом цемента до устья скважины для освоения целевых продуктивных горизонтов и добычи продукции. Эксплуатационную колонну следует компоновать трубами в сероводородостойком исполнении с целью продления сроков эксплуатации скважины.
5. **Хвостовик Ø 114,3мм** спускается на глубину в интервале 3437/3520 - 3551/4770м (по вертикали /по стволу). Не цементируется.

В таблице 7.1.4 представлена рекомендуемая проектная конструкция горизонтальной скважины ГС -2 с учетом геологического разреза.

Таблица 7.1.4 – Проектная конструкция горизонтальной скважины ГС -2

№ п/п	Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
		Долото	Колонна			
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
1	Направление	660,4	508	40	до устья	ПЦТ-1-50
2	Кондуктор	444,5	339,7	700	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
3	Техническая колонна	311,1	244,5	2900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
4	Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	3537/3900	до устья	ПЦТ-I-Ġ-СС-I
5	Хвостовик	152,4	114,3	3551/4770	Не цементируется	-

Примечание: *В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн. Глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений и с учетом профиля скважин.*

ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ								
Точка	Глубина по стволу	Зенитный угол	Азимут	Вертикальная глубина	Север	Восток	deg/30m	Отход от устья
Привязка	0,00	0,00	0,00	0,00	S 0,00	W 0,00		0,00
НК	2923,70	0,00	19,55	2923,70	S 0,00	W 0,00	0,00	0,00
Конец набора	3878,01	89,07	19,55	3537,50	N 569,10	E 202,07	2,80	603,91
Конец стабилизации	4339,56	89,07	19,55	3545,00	N 1003,99	E 356,48	0,00	1065,40
ЦЕЛЬ W #1- T1	4339,58	89,07	19,55	3545,00	N 1004,01	E 356,49	2,80	1065,42
Глубина и цель W #1- T2	4771,52	89,07	19,55	3552,00	N 1410,99	E 500,99	0,00	1497,30

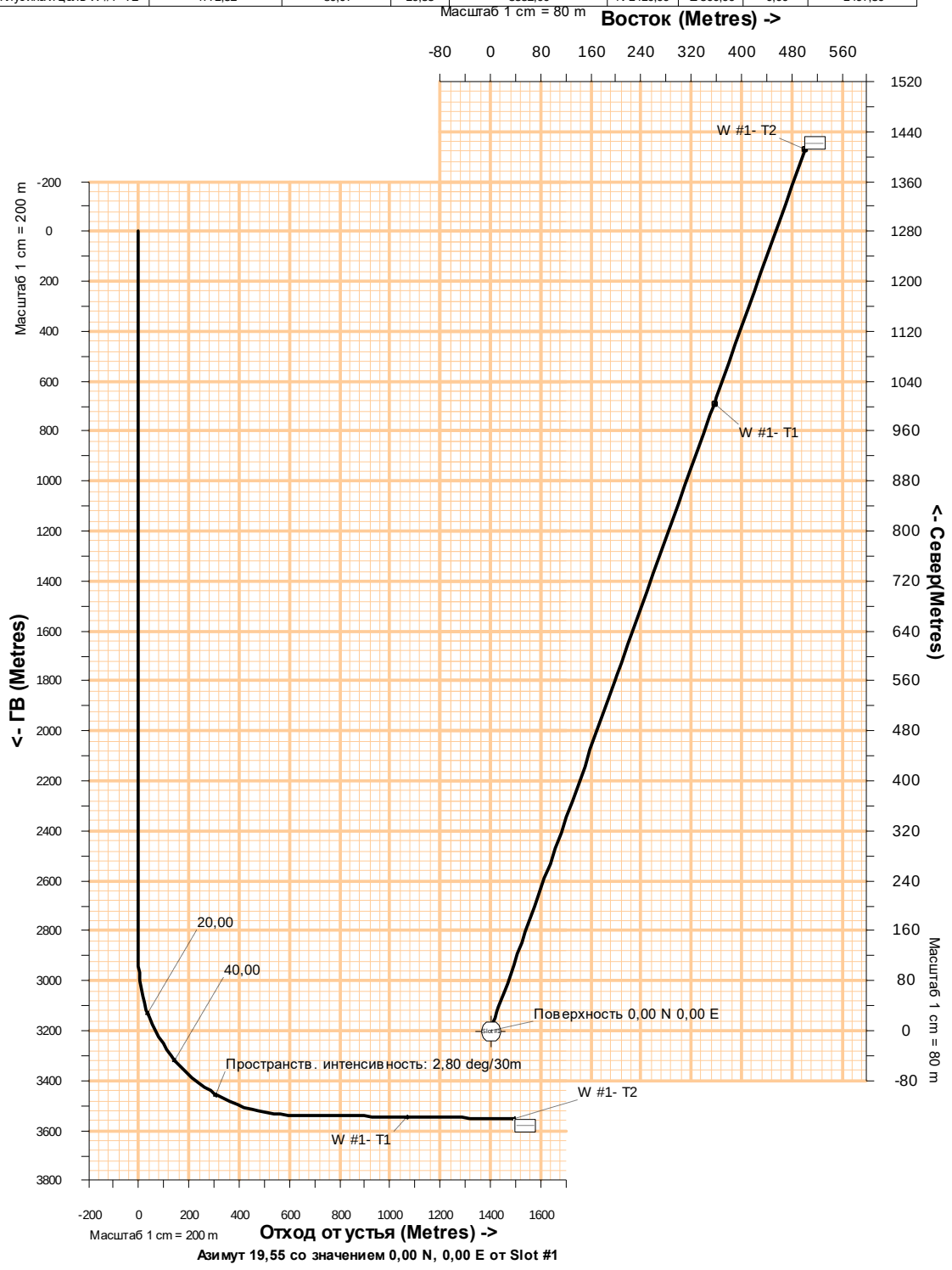


Рисунок 7.1.3 – Профиль горизонтальной скважины ГС-2

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 4000 м. Желательно применение мобильных буровых установок с повышенной монтаже способностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении Кожасай более полно отвечает буровая установка ZJ-70 или аналог. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство эксплуатационных скважин.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП). ОП представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плашечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

Продолжительность цикла строительства скважин представлена в таблице 7.1.2. Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам полная продолжительность цикла строительства скважин приведена ниже.

Таблица 7.1.5 – Расчет продолжительности бурения для скважин проектной глубиной 3800м.

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	5
Бурение и крепление скважины	92,2
Освоение объектов в колонне	44,1
Строительно-монтажные работы	15
Полная продолжительность цикла строительства скважины	156,3

Таблица 7.1.6 – Расчет продолжительности бурения для наклонно-направленной скважины проектной глубиной 3941/4230м (по вертикали/по стволу)

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	5
Бурение и крепление скважины	99,8
Освоение объектов в колонне	46,1
Строительно-монтажные работы	15
Полная продолжительность цикла строительства скважины	165,9

Таблица 7.1.7 – Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины ГС-1 с проектной глубиной 3551/4290м (по вертикали/по стволу)

№ п/п	Наименование работ	Время, сут.
1	***2***	***3***
1	Подготовительные работы к бурению	6,0
2	Бурение и крепление скважины	108,5
3	Освоение объектов в колонне	60,2
4	Строительно-монтажные работы	15,0
5	Полная продолжительность цикла строительства скважины	**189,7**

Примечание: расчет продолжительности бурения скважин корректируется при разработке технического проекта для строительства скважин.

Таблица 7.1.8 – Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины ГС-2 с проектной глубиной 3551/4770м. (по вертикали/по стволу)

№ п/п	Наименование работ	Время, сут.
1	***2***	***3***
1	Подготовительные работы к бурению	6,0
2	Бурение и крепление скважины	118.8
3	Освоение объектов в колонне	62.2
4	Строительно-монтажные работы	15,0
5	Полная продолжительность цикла строительства скважины	**202**

Примечание: расчет продолжительности бурения скважин корректируется при разработке технического проекта для строительства скважин.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявления, сужение ствола скважины, осыпи, поглощения бурового раствора. Они встречаются при бурении юрских, триасовых и пермских горизонтов. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией. С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение четырехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, центрифуг, четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водоносных пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента;

2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины;

3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Основные параметры бурового раствора приведены в таблице.

Таблица 7.2.1 – Параметры бурового раствора для вертикальных скважин проектной глубиной 3800м.

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), м		Плотность, г/см^3	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см^3/30 мин.	Корка, мм
	От (верх)	До (низ)				
Бентонитовый	0	40	1,12-1,14	45-55	≤ 8	≤ 5
Полимерный	40	900	1,15-1,18	45-60	≤ 5	≤ 4
Соленасыщенный полимерный	900	3300	1,35-1,40	50-65	≤ 5	≤ 3
Ингибирующий полимерный	3300	3800	1,10-1,13	40-60	≤ 4	≤ 3

Таблица 7.2.2 – Параметры бурового раствора для наклонно-направленных скважин проектной глубиной 3941/4230м (по вертикали/по стволу).

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), м		Плотность, г/см^3	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см^3/30 мин.	Корка, мм
	От (верх)	До (низ)				
Бентонитовый	0	40	1,12-1,14	45-55	≤ 8	≤ 5
Полимерный	40	900	1,15-1,18	45-60	≤ 5	≤ 4
Соленасыщенный полимерный	900	3000	1,35-1,40	50-65	≤ 5	≤ 3
Ингибирующий полимерный	3000	3800	1,10-1,13	40-60	≤ 4	≤ 3

Таблица 7.2.3 – Параметры бурового раствора для наклонно-направленных скважин проектной глубиной 3551/4290м (по вертикали/по стволу).

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), м		Плотность, г/см^3	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см^3/30 мин.	Корка, мм
	От (верх)	До (низ)				
Бентонитовый	0	40	1,12-1,14	45-55	≤ 8	≤ 5
Полимерный	40	900	1,15-1,18	45-60	≤ 5	≤ 4
Соленасыщенный полимерный	900	2900	1,35-1,40	50-65	≤ 5	≤ 3
Ингибирующий полимерный	2900	3537/3900	1,10-1,13	40-60	≤ 4	≤ 3
Ингибирующий полимерный	3537/ 3900	3551/4770	1,10-1,13	40-60	≤ 4	≤ 3

7.3 Цементирование обсадных колонн

Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождении Кожасай использовались различные типы цементов: портландцементы типа ПТЦ-1-50, облегченный цемент типа ПЦТ-I-Ġ-CC-I, цементно-бентонитовые смеси и другое. Однозначно выделить какой-либо тип цемента, обеспечивающий качественное разобщение пластов невозможно, поскольку качество и надежность крепления можно оценить только косвенным способом - по наличию или отсутствию межколонных перетоков и т.д. Наличие зон поглощения по стволу, водопроявляющих горизонтов и необходимость подъема тампонажного раствора на проектную высоту при низких градиентах гидроразрыва пласта вынуждает применить прямой способ цементирования скважин с использованием двух типов цементных растворов – с облегченной и нормальной плотностью. Но точное место подъема цемента с нормальной плотностью определяется по результатам геофизических исследований. В качестве буферной жидкости для разобщения бурового и цементного раствора применяется техническая вода, обработанная солями хлористого кальция в концентрации 1,0-1,5% к объему воды.

Эксплуатационная колонна цементируется – первая порция (в интервале 0-3100 м) облегченным тампонажным раствором плотностью 1,65г/см^3. Требования к качеству

тампонажного раствора должны быть особенно высокими. Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПТЦ-1-G-СС-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-I-Ġ-СС-I (ГОСТ 1581-96) [17]. Вторая порция (в интервале 3100-3800 м) – представляет собой тампонажный раствор нормальной плотности (1,85г/см^3) на основе цемента марки ПЦТ-I- G-СС-I с вводом в состав тампонажной смеси расширяющих добавок из расчета до 30% от общего количества. Для обеспечения заданной плотности цементных растворов, регулирования реологических свойств и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа УО-20, блока манифольда БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, регуляторов сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 4 часов, а в качестве замедлителя срока схватывания цементного раствора рекомендуется использовать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) ТУ 2439-347-05763441-2001 в количестве 0,01-0,015% от массы сухого цемента. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока, строго в соответствии с нормами и требованиями технического проекта на бурение скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.

7.4 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном глинистом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% от пластового давления. С этой целью, вскрытие продуктивного горизонта следует производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, следующие:

- создание противодавления на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;

- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов производится методом кумулятивной перфорации корпусными перфораторами типа ПКО-89 и другие. В отличие от других типов кумулятивных перфораторов, их кумулятивные заряды, детонирующий шнур и взрывной патрон заключены в стальной герметичный толстостенный корпус. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (0,4 м) и диаметра (12-14 мм).

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-20 отверстий на 1 п. метр.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей ПОПБ. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Рекомендуется придерживаться следующих условий вскрытия продуктивных горизонтов:

- в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать не более 2/3 нефтенасыщенных толщин от кровли;

При слабом притоке жидкости следует произвести плавный перевод скважины на ШГН. При отсутствии притока произвести плавное снижение уровня компрессором. Все работы должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по ТБ.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

8.1 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, динамика фонда и средних дебитов скважин, а также другие показатели разработки по объектам и по месторождению в целом по рекомендуемому 2 варианту разработки приведены в таблицах 8.1-8.4.

Таблица 8.1.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению в целом. Вариант 2 рекомендуемый

№№ п/п	Показатели	Годы																						
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	324,3	359,9	384,5	406,8	434,9	456,0	467,3	465,3	459,1	464,7	478,1	483,2	480,9	481,1	473,1	456,6	440,7	423,8	407,7	393,5	379,8	366,6	352,5
2	в том числе: из переходящих скважин	312,3	352,4	376,3	396,3	425,1	433,8	445,7	445,0	440,1	446,3	456,7	467,4	465,0	469,2	473,1	456,6	440,7	423,8	407,7	393,5	379,8	366,6	352,5
3	из новых скважин	12,0	7,5	8,2	10,4	9,8	22,2	21,6	20,3	19,0	18,4	21,4	15,9	15,9	11,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	37,8	45,0	52,4	52,3	53,6	60,8	60,7	60,4	64,8	63,1	63,4	63,3	67,1	65,6	64,5	67,5	65,1	63,3	65,6	63,3	61,1	63,2	61,5
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	3	4	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из консервации	0	1	0	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	24,3	15,2	16,6	15,9	15,0	33,8	32,8	30,9	29,0	28,0	32,6	24,1	24,1	24,1	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	164	123	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	11,4	22,8	34,2	49,4	64,6	79,8	95,0	110,2	125,4	140,6	155,8	171,0	186,2	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6
12	в том числе: эксплуатационные скважины	11,4	22,8	34,2	49,4	64,6	79,8	95,0	110,2	125,4	140,6	155,8	171,0	186,2	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6
13	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	1040,3	1387,0	1040,3	1387,0	1387,0	1387,0	1387,0	1387,0	1387,0	1387,0	1387,0	1387,0	1387,0	1040,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	25,3	21,1	17,3	22,0	20,7	46,9	45,5	42,8	40,2	38,8	45,2	33,5	33,5	25,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	305,5	312,3	352,4	376,3	396,3	425,1	433,8	445,7	445,0	440,1	446,3	456,7	467,4	465,0	469,2	473,1	456,6	440,7	423,8	407,7	393,5	379,8	366,6
17	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	305,5	337,6	373,5	393,6	418,3	445,9	480,6	491,2	487,9	480,3	485,1	501,9	500,8	498,5	494,3	473,1	456,6	440,7	423,8	407,7	393,5	379,8	366,6
18	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	312,3	352,4	376,3	396,3	425,1	433,8	445,7	445,0	440,1	446,3	456,7	467,4	465,0	469,2	473,1	456,6	440,7	423,8	407,7	393,5	379,8	366,6	352,5
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	6,9	14,8	2,8	2,7	6,8	-12,1	-34,9	-46,2	-47,8	-34,0	-28,4	-34,5	-35,8	-29,2	-21,3	-16,5	-15,9	-16,9	-16,1	-14,2	-13,7	-13,2	-14,1
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	2,2	4,4	0,8	0,7	1,6	-2,7	-7,3	-9,4	-9,8	-7,1	-5,9	-6,9	-7,2	-5,9	-4,3	-3,5	-3,5	-3,8	-3,8	-3,5	-3,5	-3,5	-3,8
22	Мощность новых скважин, тыс.т	11,4	7,1	7,8	9,9	9,3	21,1	20,5	19,3	18,1	17,5	20,3	15,1	15,1	11,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	1	0	1	2	2	4	3	1	2	3	2	1	0	0	0	1	0	0	0	0	1
24	в том числе: под закачку	0	0	1	0	1	2	2	4	3	1	2	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	60	64	66	70	73	75	77	77	78	81	83	84	86	88	88	88	88	87	87	87	87	87	86
26	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	60	64	66	70	73	75	77	77	78	81	83	84	86	88	88	88	88	87	87	87	87	87	86
28	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0
29	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	7	8	9	9	9	10	10	10	11	11	11	11	12	12	12	13	13	13	14	14	14	15	15
30	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	1	0	1	2	2	4	3	1	2	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	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	0	0	0
32	переводом под закачку	0	0	1	0	1	2	2	4	3	1	2	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	13	13	14	14	15	17	19	23	26	27	29	32	34	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
35	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	13	13	14	14	15	17	19	23	26	27	29	32	34	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
37	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	17,3	19,0	20,1	20,5	20,7	21,3	21,4	21,3	21,2	21,1	21,2	21,2	21,0	20,7	20,3	19,9	19,4	19,0	18,6	18,1	17,7	17,3	16,9
39	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	17,1	18,9	20,1	20,5	20,8	20,8	21,0	21,0	20,8	20,8	20,8	21,0	20,8	20,6	20,3	19,9	19,4	19,0	18,6	18,1	17,7	17,3	16,9
40	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	27,2	21,8	16,9	17,1	17,5	37,9	37,4	35,5	34,0	33,1	37,7	29,7	29,7	29,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	7,7	10,9	13,5	14,3	14,4	15,3	16,1	17,1	18,1	19,0	19,6	20,3	21,2	22,1	22,9	23,8	24,7	25,6	26,4	27,3	28,2	29,0	29,8
42	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	7,6	10,4	13,7	14,4	14,4	15,5	16,3	17,3	18,2	19,1	19,9	20,4	21,3	22,1	22,9	23,8	24,7	25,6	26,4	27,3	28,2	29,0	29,8
43	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	10,7	30,2	1,7	7,4	14,7	10,9	12,3	13,0	14,9	15,3	13,5	18,6	18,6	18,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	16,0	16,9	17,4	17,5	17,7	18,0	18,0	17,7	17,3	17,1	17,0	16,9	16,5	16,1	15,7	15,1	14,6	14,1	13,7	13,2	12,7	12,3	11,9
45	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	15,8	16,9	17,4	17,6	17,8	17,6	17,6	17,3	17,0	16,8	16,7	16,7	16,3	16,0	15,7	15,1	14,6	14,1	13,7	13,2	12,7	12,3	11,9
46	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	86,6	97,9	102,5	104,8	108,5	103,8	95,0	81,8	69,5	65,3	63,9	59,6	55,1	53,0	51,7	50,2	48,8	47,2	45,7	44,4	43,2	41,9	40,6

Продолжение таблицы 8.1.1

47	Добыча жидкости, всего, тыс.т	351,4	404,1	444,6	474,4	508,1	538,2	557,2	561,4	560,5	573,6	595,0	606,7	610,6	617,4	613,7	599,4	585,4	569,4	554,1	541,2	528,6	516,4	502,2
48	в том числе: из переходящих скважин	338,0	393,4	436,3	463,2	496,6	513,2	532,6	538,1	538,2	551,9	570,3	587,2	591,1	602,7	613,7	599,4	585,4	569,4	554,1	541,2	528,6	516,4	502,2
49	из новых скважин	13,4	10,7	8,3	11,3	11,5	24,9	24,6	23,3	22,4	21,7	24,8	19,5	19,5	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	механизированным способом	41,0	50,5	60,6	61,0	62,6	71,8	72,4	72,9	79,0	77,9	78,9	79,4	85,2	84,2	83,7	88,5	86,5	85,1	89,2	87,1	85,1	89,0	87,6
51	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	8242	8646	9091	9565	10073	10611	11169	11730	12290	12864	13459	14066	14676	15294	15907	16507	17092	17662	18216	18757	19285	19802	20304
52	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	8094	8454	8839	9246	9681	10136	10604	11069	11528	11993	12471	12954	13435	13916	14389	14846	15287	15710	16118	16512	16891	17258	17611
53	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,070	0,073	0,077	0,080	0,084	0,088	0,092	0,096	0,100	0,104	0,108	0,113	0,117	0,121	0,125	0,129	0,133	0,137	0,140	0,144	0,147	0,150	0,153
54	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	36,1	37,7	39,4	41,2	43,2	45,2	47,3	49,3	51,4	53,5	55,6	57,7	59,9	62,0	64,1	66,2	68,1	70,0	71,8	73,6	75,3	76,9	78,5
55	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,4	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,1	2,0	2,1	2,1	2,2	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,6
56	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	2,2	2,5	2,8	3,0	3,3	3,6	3,8	3,9	4,0	4,3	4,6	4,9	5,1	5,3	5,6	5,7	5,8	5,9	6,1	6,2	6,4	6,6	6,8
57	Закачка воды, тыс.м^3	390,4	441,2	478,7	508,7	544,5	573,9	591,4	592,6	588,5	599,2	619,2	628,9	629,7	633,7	626,9	609,1	591,8	572,7	554,5	538,9	523,7	509,0	492,6
58	Закачка воды с начала разработки, тыс.м^3	6100	6541	7020	7529	8073	8647	9239	9831	10420	11019	11638	12267	12897	13530	14157	14766	15358	15931	16485	17024	17548	18057	18550
59	Компенсация отборов: текущая, %	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
60	с начала разработки, %	38,8	39,7	40,6	41,6	42,4	43,3	44,1	44,8	45,4	46,0	46,6	47,2	47,7	48,1	48,5	48,9	49,3	49,6	49,9	50,2	50,4	50,6	50,8
61	Газовый фактор, м^3/т	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3
62	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	72,09	80,00	85,47	90,41	96,68	101,35	103,87	103,43	102,06	103,29	106,27	107,41	106,88	106,95	105,15	101,49	97,96	94,20	90,62	87,46	84,42	81,49	78,36
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м^3	6762,3	6842,3	6927,8	7018,2	7114,9	7216,2	7320,1	7423,5	7525,6	7628,8	7735,1	7842,5	7949,4	8056,4	8161,5	8263,0	8361,0	8455,2	8545,8	8633,2	8717,7	8799,2	8877,5

Продолжение таблицы 8.1.1

№№ п/п	Показатели																				
		2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	339,1	327,3	315,9	303,8	292,2	282,0	271,2	260,9	251,8	243,0	233,7	224,8	216,9	209,4	201,3	192,9	184,8	177,0	169,6	162,4
2	в том числе: из переходящих скважин	339,1	327,3	315,9	303,8	292,2	282,0	271,2	260,9	251,8	243,0	233,7	224,8	216,9	209,4	201,3	192,9	184,8	177,0	169,6	162,4
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	59,1	60,9	58,8	57,2	58,4	56,4	54,9	55,9	54,0	52,1	53,5	51,4	49,7	50,5	49,1	47,6	48,5	47,1	45,7	46,4
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	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
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	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
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6
15	в том числе: эксплуатационные скважины	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6	197,6
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	352,5	339,1	327,3	315,9	303,8	292,2	282,0	271,2	260,9	251,8	243,0	233,7	224,8	216,9	209,4	201,3	192,9	184,8	177,0	169,6
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	352,5	339,1	327,3	315,9	303,8	292,2	282,0	271,2	260,9	251,8	243,0	233,7	224,8	216,9	209,4	201,3	192,9	184,8	177,0	169,6
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	339,1	327,3	315,9	303,8	292,2	282,0	271,2	260,9	251,8	243,0	233,7	224,8	216,9	209,4	201,3	192,9	184,8	177,0	169,6	162,4
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-13,4	-11,8	-11,4	-12,1	-11,6	-10,2	-10,9	-10,3	-9,1	-8,8	-9,4	-8,9	-7,8	-7,5	-8,1	-8,4	-8,1	-7,8	-7,5	-7,1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-3,8	-3,5	-3,5	-3,8	-3,8	-3,5	-3,8	-3,8	-3,5	-3,5	-3,8	-3,8	-3,5	-3,5	-3,9	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	86	86	86	85	85	85	84	84	84	84	83	83	83	83	82	81	80	79	78	77
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	86	86	86	85	85	85	84	84	84	84	83	83	83	83	82	81	80	79	78	77
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	15	16	16	16	17	17	17	18	18	18	19	19	19	20	20	20	21	21	21	22
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	16,6	16,2	15,8	15,5	15,1	14,8	14,5	14,2	13,8	13,5	13,2	12,9	12,6	12,4	12,1	11,8	11,6	11,4	11,1	10,9
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	16,6	16,2	15,8	15,5	15,1	14,8	14,5	14,2	13,8	13,5	13,2	12,9	12,6	12,4	12,1	11,8	11,6	11,4	11,1	10,9
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, 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
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	30,6	31,4	32,2	33,0	33,8	34,6	35,3	36,0	36,8	37,5	38,2	38,9	39,7	40,4	41,0	41,6	42,2	42,8	43,3	43,8
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	30,6	31,4	32,2	33,0	33,8	34,6	35,3	36,0	36,8	37,5	38,2	38,9	39,7	40,4	41,0	41,6	42,2	42,8	43,3	43,8
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	11,5	11,1	10,7	10,4	10,0	9,7	9,4	9,1	8,7	8,4	8,2	7,9	7,6	7,4	7,1	6,9	6,7	6,5	6,3	6,1
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	11,5	11,1	10,7	10,4	10,0	9,7	9,4	9,1	8,7	8,4	8,2	7,9	7,6	7,4	7,1	6,9	6,7	6,5	6,3	6,1
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, $м^3$/сут	39,3	38,2	37,1	35,9	34,8	33,8	32,8	31,7	30,8	30,0	29,0	28,1	27,3	26,6	25,7	24,8	23,9	23,1	22,2	21,4

Продолжение таблицы 8.1.1

	Показатели	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	488,6	477,3	466,3	453,5	441,2	431,0	419,1	407,7	398,3	389,1	378,3	368,0	359,5	351,3	341,5	330,5	319,7	309,3	299,1	289,2
51	в том числе: из переходящих скважин	488,6	477,3	466,3	453,5	441,2	431,0	419,1	407,7	398,3	389,1	378,3	368,0	359,5	351,3	341,5	330,5	319,7	309,3	299,1	289,2
52	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
53	механизированным способом	85,2	88,8	86,8	85,4	88,2	86,2	84,8	87,4	85,3	83,4	86,6	84,2	82,3	84,6	83,3	81,6	83,9	82,2	80,5	82,6
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	20792,7	21270,1	21736,3	22189,8	22631,0	23061,9	23481,0	23888,7	24287,0	24676,1	25054,4	25422,4	25782,0	26133,2	26474,8	26805,2	27124,9	27434,2	27733,3	28022,5
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	17949,6	18276,9	18592,8	18896,6	19188,8	19470,8	19742,0	20002,9	20254,6	20497,7	20731,3	20956,1	21173,0	21382,4	21583,7	21776,6	21961,4	22138,4	22308,0	22470,4
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,156	0,159	0,162	0,164	0,167	0,169	0,172	0,174	0,176	0,178	0,180	0,182	0,184	0,186	0,188	0,189	0,191	0,192	0,194	0,195
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	80,0	81,5	82,9	84,2	85,5	86,8	88,0	89,2	90,3	91,4	92,4	93,4	94,4	95,3	96,2	97,1	97,9	98,7	99,4	100,2
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	7,0	7,3	7,6	7,9	8,3	8,7	9,2	9,7	10,4	11,2	12,1	13,2	14,7	16,6	19,2	22,7	28,2	37,5	57,6	129,9
60	Закачка воды, тыс.$м^3$	477,0	463,7	450,7	436,3	422,5	410,7	397,6	385,0	374,3	364,0	352,4	341,3	331,9	322,7	312,4	301,2	290,3	279,8	269,6	259,8
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.$м^3$	19026,6	19490,3	19941,0	20377,3	20799,8	21210,5	21608,1	21993,1	22367,5	22731,5	23083,8	23425,1	23756,9	24079,7	24392,1	24693,3	24983,6	25263,4	25533,1	25792,9
62	Компенсация отборов: текущая, %	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
63	с начала разработки, %	51,0	51,2	51,4	51,5	51,7	51,8	52,0	52,1	52,2	52,3	52,4	52,5	52,6	52,7	52,8	52,8	52,9	53,0	53,1	53,1
64	Газовый фактор, $м^3$/т	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3
65	Добыча нефтяного газа, млн.$м^3$	75,373	72,751	70,221	67,521	64,949	62,690	60,278	57,981	55,964	54,018	51,938	49,957	48,220	46,542	44,749	42,873	41,073	39,347	37,691	36,102
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.$м^3$	8952,880	9025,631	9095,852	9163,373	9228,323	9291,013	9351,291	9409,272	9465,236	9519,254	9571,192	9621,149	9669,369	9715,912	9760,661	9803,534	9844,608	9883,954	9921,645	9957,748

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

9.1 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В процессе разработки месторождения необходим контроль за эффективностью процесса разработки, который зависит от наличия полной и качественной информации о термогидродинамических параметрах продуктивных пластов, емкостно-фильтрационных свойствах пластов-коллекторов, выработке запасов, техническом состоянии скважин и работе скважинного оборудования. Мероприятия по контролю разработки позволяют получать информацию для планирования работ по регулированию процесса разработки и проектирования технологий по его совершенствованию.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Кожасай предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования;
- Промыслово-геофизические исследования скважин и керна;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;

Виды и периодичность исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования месторождения Кожасай определены на основании «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

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).

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 по скважинам – ежемесячно.

Определение газового фактора

Газовый фактор определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам новым и после ремонта. Газовый фактор на скважинах, эксплуатируемых при высоких забойных давлениях и характеризующихся начальным газовым фактором, определяется один раз в год. По скважинам, разрабатываемым при низких забойных давлениях, с повышенным газовым фактором (превышающим начальное содержание растворенного газа) измерение производится ежеквартально. Газовый фактор на скважинах, разрабатываемые при низких пластовых давлениях, определяется один раз в месяц.

Исходя из вышесказанного рекомендуется проведения индивидуальных замеров с применением многофазных замерных установок для точного учета объема газа по каждой скважине.

Определение пластового давления и температуры

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной 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.

Гидродинамические исследования пластов и скважин

В целях контроля за разработкой в скважинах месторождения рекомендуется проведение 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;

Гидродинамические исследования методом снятия КВД, КПД (или КВУ) выполняются по каждой новой скважине после ввода её в эксплуатацию.

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 скважин методом установившихся отборов

Данные исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим скважинам до и после ремонтов (ГТМ), связанных с изменением состояния призабойной зоны, так и систематически – по действующим добывающим и нагнетательным скважинам опорной сети не реже одного раза в два года.

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров.

При технической невозможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

Для получения достоверной информации по ёмкостно-фильтрационной характеристике предлагается продолжить проведение исследований МУО не менее чем на 3-х режимах прямым и обратным ходом, с отработкой на каждом режиме двое суток. Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность.

Метод исследования взаимодействия скважин

Метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание) используется для определения осредненных значений параметров гидропроводности и пьезопроводности пластов на участках между выбранными парами исследуемых скважин в условиях неустановившейся фильтрации жидкости. При этом решается также качественная задача: установить наличие или отсутствие гидродинамической связи по пласту между забоями исследуемых скважин.

Для исследований выбираются минимум две скважины. Одна из них, по которой производится контролируемое изменение дебита, называется возмущающей, другая, в которой наблюдается изменение забойного давления, вызванное данным возмущением, называется реагирующей.

Наиболее простым с точки зрения технологии исследования и интерпретации результатов является изменение дебита возмущающей скважины на постоянную величину или изменение дебита по периодическому закону.

Метод позволяет определить коэффициент пьезопроводности пласта в зоне между скважинами, не используя при обработке дополнительных данных.

Промыслово-геофизические исследования скважин

Контроль за разработкой скважин направлен на получение и правильную интерпретацию информации, характеризующей реально протекающие процессы разработки залежи с конкретизацией во времени и пространстве данных, включающих в себя особенности фильтрации различных флюидов и сопровождающих их физико-химических процессов в пласте и скважинах.

Исходя из условий разработки месторождения на современном этапе основными задачами контроля за разработкой геофизическими методами являются:

- Определение положения ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности;
- Определение профиля притока и характера поступающего флюида;
- Определение профилей приемистости;

- Оценка технического состояния скважин.

Основными задачами геофизических исследований является: изучение геолого-геофизического разреза скважин, выделение реперов и корреляция разрезов, литологическое расчленение разреза, определение границ пластов, последовательности и закономерности залегания однотипных пластов, и прослеживание по площади, выделение в разрезе пластов-коллекторов, разделение коллекторов по характеру насыщенности (нефть, вода).

Контроль технического состояния эксплуатационной колонны и цементного камня в затрубном пространстве

В каждой законченной строительством и вступающей в эксплуатацию скважине необходимо выполнить исследования по определению технического состояния, герметичности эксплуатационной колонны и качества цементажа. Выполняются следующие виды исследования по всему стволу: ГК, ЛК, ВТ, АКЦ. В случае подозрения на негерметичность колонны комплекс специальных исследований определяется поставленной задачей.

Для контроля технического состояния скважины и состояния колонн, проводится определение таких характеристик, как: глубина спуска колонны, повреждение обсадной колонны (деформация, разрушение, провал и поглощение), изменение диаметра скважины, коррозия НКТ и обсадной колонны, качество перфорации и тампонажа, изоляции. Периодичность проведения ГИС-контроля - по мере необходимости.

Контроль за текущим положением ВНК

«Контроль перемещения ВНК проводят, сравнивая текущее положение контактов с существовавшим в начале разработки. Положения ВНК определяют методами КС, БК и ИК по снижению УЭС в специальных оценочных или еще необсаженных эксплуатационных скважинах. В обсаженных скважинах положение контактов контролируется с помощью стационарных и импульсных нейтронных методов.

Исследования профиля притока

Проводятся разовые исследования по всем новым добывающим скважинам, а также скважинам до и после проведения ГТМ, связанных с воздействием на призабойную зону, и по переходящим добывающим скважинам - по мере необходимости.

Так как на месторождении основное количество добывающих скважин оборудовано ЭЦН, которое технически усложняет спуск прибора профиля притока. Поэтому рекомендуется применение байпасной системы (Y-Tool) для получения доступа к стволу скважины ниже установки ЭЦН без необходимости ее извлечения. Это позволяют исследовать пласты в вертикальных, направленных и горизонтальных скважинах со

снятием параметров в режиме реального времени с использованием геофизического кабеля или ГНКТ, активировать-деактивировать пакерные компоновки, спускать спец. инструмент для проведения работ с пакерным оборудованием, перемещать приборы по схеме «ЭЦН–забой–ЭЦН» приработающей установке и параллельно снимать параметры работы скважины.

Исследования профиля приемистости

Исследования проводятся разовые по всем новым нагнетательным скважинам, а также скважинам до и после проведения ГТМ, связанных с изменением состояния призабойной зоны, и систематические – по действующим нагнетательным скважинам не реже одного раза в год.

На месторождении в целях *интенсификации притока жидкости* к скважине, а также увеличения приемистости в нагнетательных скважинах был проведен ряд геолого-технических мероприятий:

Глино-кислотная обработка (ГКО);

- Изоляция водоносных горизонтов;
- Дополнительный прострел, переход на другой интервал.

Также на месторождении был проведен ряд переводов скважин с помощью подрядных фирм и своими силами НГДУ, в частности:

- Перевод скважин под нагнетание;
- Ввод нагнетательных скважин в эксплуатацию;
- Ввод из бездействия;
- Ввод из консервации.

Также по нагнетательным скважинам следует проводить ПГИС для выявления работающих и отсутствующих в работе интервалов, по результатам чего проводить работы по выравниванию профиля приемистости (ВПП), так как ВПП обеспечивает выработку остаточной нефти из тупиковых зон высокопроницаемых пропластков.

Комплекс физико-химических исследований нефти и 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 Рзаб>Рнас 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.

Гидрохимические исследования

При проектировании и разработке нефтегазовых месторождений для определения ресурсов для заводнения, подсчета запасов, контроля за заводнением и обводненностью залежей необходимо изучение состава и свойств подземных вод. Изменение экологических условий недр, происходящее вследствие эксплуатации месторождения, вызывает необходимость контроля за составом и свойствами вод, участвующих в технологическом процессе с целью прогнозирования техногенных гидрохимических процессов.

Контроль за составом и свойствами вод на месторождении Алибекмола необходимо вести по следующим направлениям:

- исследование свойств и качества нагнетаемой в пласт воды;
- исследование попутных вод нефтяных пластов.

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 (pH), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^-; SO_4^{2-}; HCO_3^-; Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^++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, предназначенной 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.

Рекомендуемый комплекс исследований скважин по контролю за процессом разработки представлен в таблице 9.1.1.

Таблица 9.1.1 – 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:1 раз в месяц
2	Определение обводненности продукции	Разовые исследования по всем добывающим скважинам и после ремонта
3	Определение газового фактора	Во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ по действующим скважинам:1 раз в месяц
4	Определение пластового давления и температуры	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ по действующим скважинам (50% фонда): 1 раз в год
5	Определение забойного давления	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ по действующим скважинам: 1 раз в квартал
6	Исследования на установившихся и неустанвившихся режимах фильтрации	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ по действующим скважинам: по необходимости
7	Геофизические исследования скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ; по действующим скважинам: по необходимости
8	Исследования профиля притока	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ по действующим скважинам: по мере необходимости
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 «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кожасай» 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 от 02.01.2021 г.**

10.1 Климатические условия расположения месторождения

Климат района резко континентальный с жарким сухим летом, продолжительной холодной зимой, с большими суточными и сезонными колебаниями температуры воздуха. Самое холодное время года – январь и февраль, когда температура опускается до минус 30 минус 400С. Зимой наблюдается продолжительный период морозной погоды, который начинается примерно в середине декабря. Период морозной погоды продолжается до середины марта.

Лето сухое, жаркое, безоблачное и продолжительное, температура поднимается до плюс 30 плюс 400С. Солнечное сияние летом продолжается от 10 до 12 часов в сутки, зимой соответственно 5-6 часов. За год составляет 2600-2700 часов. Устойчивый переход температуры через плюс 150С (условное начало лета) наступает во второй половине первой декады мая, а осенью этот переход совершается в середине сентября. Средняя температура летних месяцев составляет плюс 22 плюс 240С.

Безморозный период длится 165-170 дней. В последней декаде сентября возможны умеренные заморозки как воздуха, так и почвы. Отмечаются морозные погоды при температуре воздуха ниже минус 25 и ветре более 6м/с. В особо морозные зимы температура опускается до минус 400С.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические данные представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Караулкелды.

Таблица 10.1.1 – Общая климатическая характеристика

Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (I)	-8,6 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VII)	+31,9 градуса тепла
Среднегодовая температура воздуха	9,6°С
Средняя скорость ветра	2,2 м/с
Количество осадков в холодный период года	126,0 мм
Количество осадков в жаркий период года	87,3 мм

Таблица 10.1.2 – Повторяемость направлений ветра

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
7	9	15	21	12	13	13	10

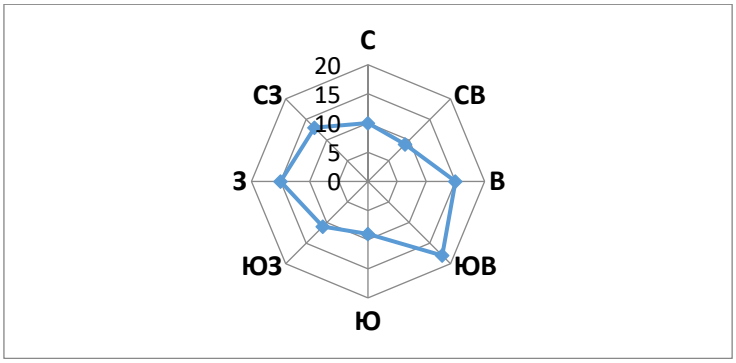


Рисунок 10.1.1 – Роза ветров

10.2 Современное состояние окружающей среды

Для ТОО «Казахой Актобе» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами ТОО «Алия и Ко» была разработана программа Производственного экологического контроля окружающей среды, установившая общие требования к ведению производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды в процессе производственной деятельности ТОО «Казахойл Актобе».

10.3 Анализ современного состояния атмосферного воздуха

Для оценки влияния производственной деятельности на атмосферный воздух на месторождении Кожасай проводились замеры содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны предприятия.

Результаты анализов проб атмосферного воздуха представлены в таблице 10.3.1.

Таблица 10.3.1 – Мониторинг воздействия на границе санитарно-защитной зоны за 2025г

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Норма ПДК м.р. мг/м^3	Фактическая концентрация, мг/ м^3				Наличие превыше-ния ПДК	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
			1 кв 2025г	2 кв 2025г	3 кв 2025г	4 кв 2025г		
Северная сторона	Диоксид азота	0,085	<0,02	<0,02	<0,02	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углерод	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	-	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5	<1,5	<1,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	1,0	<0,5	<0,5	<0,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Меркаптаны	0,00005	н/о	н/о	н/о	-	Отсутствуют	Не требуется
Северо-восточная сторона	Диоксид азота	0,085	<0,02	<0,02	<О,02	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углерод	0,15	<0,025	< 0 ,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	-	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5	<1,5	<1,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	1,0	<0,5	<0,5	<0,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Меркаптаны	0,00005	н/о	н/о	н/о	-	Отсутствуют	Не требуется
Восточная сторона	Диоксид азота	0,085	<0,02	<0,02	<0,02	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углерод	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	-	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5	<1,5	<1,5	-	Отсутствуют	Не требуется

	Углеводороды	1,0	<0,5	<0,5	<0,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Меркаптаны	0,00005	н/о	н/о	н/о	-	Отсутствуют	Не требуется
Юго-восточная сторона	Диоксид азота	0,085	<0,02	<0,02	<0,02	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углерод	0,15	<0,025	<0,025	<О,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<О,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	-	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5	<1 ,5	<1,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	1,0	<0,5	<0,5	<0,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Меркаптаны	0,00005	н/о	н/о	н/о	-	Отсутствуют	Не требуется
Южная сторона	Диоксид азота	0,085	<0,02	<0,02	<0,02	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углерод	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	-	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5	<1,5	<1,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	1,0	<0,5	<0,5	<0,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Меркаптаны	0,00005	н/о	<0,02	н/о	-	Отсутствуют	Не требуется
Юго-западная сторона	Диоксид азота	0,085	<0,02	<0,025	<0,02	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углерод	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,004	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<1,5	<0,004	-	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5	<0,5	<1,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	1,0	<0,5	н/о	<0,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Меркаптаны	0,00005	н/о	<0,02	н/о	-	Отсутствуют	Не требуется
Западная сторона	Диоксид азота	0,085	<0,02	<0,025	<0,02	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углерод	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,004	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<1,5	<0,004	-	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5	<0,5	<1,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	1,0	<0,5	н/о	<0,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Меркаптаны	0,00005	н/о	<0,02	н/о	-	Отсутствуют	Не требуется
Северо-западная сторона	Диоксид азота	0,085	<0,02	<0,025	<0,02	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углерод	0,15	<0,025	<0,025	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,004	<0,025	-	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<1,5	<0,004	-	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5	<0,5	<1,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	1,0	<0,5	н/о	<0,5	-	Отсутствуют	Не требуется
	Меркаптаны	0,00005	н/о	<0,02	н/о	-	Отсутствуют	Не требуется

Вывод: Анализ, проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха, на границе санитарно-защитной зоны месторождения Кожасай показал, что за 2025г. максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам в точках отбора проб незначительны. Концентрации ЗВ находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м. р.), установленных для населенных мест.

Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ.

Для сведения к минимуму отрицательного действия, сопровождающее промышленное производство энергетического и химического сырья, необходимы способы борьбы за уменьшение его потерь.

В технологии добычи ими будут:

- Герметизация напорной системы сбора нефти;

- Подавление наружной (изоляционное покрытие) и внутренней коррозии (подача ингибитора коррозии).

Мероприятия по охране атмосферного воздуха при аварийных ситуациях:

- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа;
- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи;
- установка перепускных газовых клапанов в устьевой арматуре скважин;
- автоматизация технологического процесса, предупреждающая аварийные ситуации;
- аварийное сжигание газа на площадках скважин при испытаниях с применением специальных устройств, обеспечивающих более полное и бездымное сгорание;
- оборудование факельного стояка устройствами против затухания пламени.

Мероприятия по регулированию выбросов (согласно РНД 211.2.02.02-97) при НМУ разрабатывается в двух режимах:

- по первому режиму работы обеспечивают сокращение концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы на 10%:

- усиление контроля над точным соблюдением технологического регламента работы оборудования;
- исключение работы вышеуказанного оборудования на форсированном режиме;
- усилить контроль над работой контрольно-измерительной аппаратуры и автоматических систем управления технологическими процессами;
- работа оборудования на предварительно подготовленном запасе высококачественного сырья для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу.

- по второму режиму обеспечивают сокращение концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы на 30%:

- снижение производительности (щадящий режим);
- ограничение движения и использование автотранспорта по территории;
- сокращение времени движения автотранспорта на переменных режимах и запрещение работы двигателей внутреннего сгорания на холостом ходу.

Указанные выше меры по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

10.4 Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными правительством РК от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Ранее компанией ТОО «Казахойл Актобе» был составлен и утвержден проектный документ «Проект обоснования установленной (окончательной) санитарно-защитной зоны для ТОО «Казахойл Актобе» месторождение Кожасай», далее согласно выданному заключению №D.08.X.KZ89VBZ00034340 от 11.05.2022г для ТОО «Казахойл Актобе» было установлено СЗЗ не менее 1000м.

Установленный размер СЗЗ соответствует СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом МЗ РК №ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022г согласно которому размер санитарно-защитной зоны объекта по добыче и разведке нефти составляет не менее 1000 м.

10.5 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Распределение речной сети на территории Урало-Эмбинского района обусловлено наличием на юго-западе Каспийского моря и на северо-востоке горных сооружений Южного Урала, поэтому реки здесь имеют общее направление течения с северо-востока на юго-запад. По особенностям формирования гидрографической сети территория относится к подрайону «Бессточные реки восточной части Прикаспийской низменности».

Реки маловодные с резко выраженным преобладанием стока в весенний период.

По территории месторождения протекают временные водотоки Ащисай и Жайынды, являющиеся притоками реки Эмба. Техногенное воздействие месторождений сказывается на степени минерализации поверхностных вод и загрязнении их различными химическими токсичными веществами.

Река Эмба начинается на западном склоне Мугалжарских гор. Длина реки 712 км, общая площадь водосбора 40400 кв. км, в пределах области - 34800 кв. км. Река Эмба используется для водоснабжения населения, орошения и водопоя скота, любительской рыбалки. В многоводные годы река имела связь с Каспийским морем.

Водопотребление и водоотведение

Водоснабжение питьевой и технической водой месторождения Кожасай 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 территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятии:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

10.6 Анализ образования объемов отходов производства и потребления

Загрязнение окружающей природной среды промышленными отходами имеет негативное последствие для компонентов природной среды, в первую очередь для почвы и водной среды. Размещение отходов в природной среде приводит к нарушению почвенно-растительных структур, уплотнению почв, опасности возникновения эрозии почвы, нарушению кислородного баланса, усугублению опасности экоцида.

В процессе производства на территории месторождения образуются различные виды производственных и твердо-бытовых отходов. Коммунальные и промышленные отходы месторождения собираются в емкости и по мере накопления вывозятся согласно договору со специализированными организациями.

В целях защиты окружающей среды от загрязнения отходами производства предусматриваются ***следующие мероприятия***:

- производить сбор и временное хранение отходов только в специально оборудованных емкостях и на специально отведенных площадках с изолированным покрытием;
- производить четкую организацию учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- проводить техническую и биологическую рекультивацию почв, направленную на сокращение сроков восстановления загрязнённой природной системы;
- осуществлять мониторинг почв, включающий обследование механического, физического и химического состояния и др.

Анализ современного состояния почвенного покрова

Почвенный покров Прикаспийской низменности формируется на засоленных слоистых озерно-аллювиальных и эоловых отложениях. Формирование и развитие почвенного покрова на исследуемой территории находилось в тесной взаимосвязи с колебаниями уровня Каспийского моря. Большие площади на территории обследования

занимают соры, как остатки древних русел и высохших озер, а также пески, представляющие перевеянные озерно-аллювиальные отложения.

Все почвы отличаются малой гумусностью, относительно небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов зольного питания, малой емкостью поглощения. Кроме того, для них характерна высокая карбонатность и засоленность. Количество водорастворимых солей увеличивается по мере приближения к Каспийскому морю. Основными источниками засоления почв служат: засоленные почвообразующие породы и соли, поступающие из минерализованных грунтовых вод.

Для рассматриваемой территории характерна комплексность почвенного покрова, где в основном представлены различные сочетания разновидностей светло-каштановых почв, различной степени засолённости. Эти почвы развиваются на самых разнообразных элементах рельефа. Почвообразующие породы у них, как и у всех почв каштанового типа, пестры: глины, суглинки, супеси и меловые отложения.

Тип засоления по анионам – хлоридный, сульфатно-хлоридный, хлоридно-сульфатный; по катионам - натриевый.

Выделенные одним контуром такыры, приурочены к неглубокому плоскому озеровидному понижению.

Наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляют на стационарных экологических площадках, на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения позволяют выявить тенденции и динамику изменений, структуры и состава почвенного покрова под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Светло каштановые солонцеватые почвы являются малопродуктивными землями. Для земледелия могут быть пригодны лишь при условии орошения и предварительного улучшения. В настоящее время они в большей мере используются как пастбища.

Анализ современного состояния растительного и животного мира

В почвенно-геоботаническом отношении данная площадь относится к пустынной зоне, к подзоне южных пустынь. Растительность представлена солончаково-луговыми группировками развивающихся на морских насосах, в сочетании с сочно-солянковыми группировками.

Отличительной чертой растительного покрова Прикаспия является его пространственная неоднородность – комплектность. Растительный покров территории лицензионного блока характеризуется комплексностью, тесно связанной с почвенным покровом.

Растительность контрактной территории не имеет видов и сообществ,

заслуживающих особого охранного статуса. В районе нет краснокнижных видов или находящихся на стадии исчезновения сообществ. Тем не менее, растительность подвержена незначительному антропогенному воздействию, прежде всего от неорганизованного движения транспорта, земляных работ, работ на буровых скважинах. В интразональных условиях скорость восстановления будет зависеть от способа размножения доминирующих видов Сарсазан (Halocnemum strobilaceum) способен к вегетативному размножению, поэтому его естественное восстановление займет меньший промежуток времени, чем поташника (Kalidium foliatum), который распространяется только семенами. Сериальные растительные сообщества восстановятся в течение 5-6 лет.

На пораженных участках сукцессия растительности начнет восстанавливаться из пионеров, и проективное покрытие их может сравняться с фоновым в первые 5-6 лет и тем самым заметно снизить ветровую эрозию.

Фитомелеорация. Среди галофитов различаются соленакопляющие, солевыделяющие и соленепропускающие.

Соленакопляющие галофиты хорошо растут и нормально развиваются только при определенном количестве хлористых и сернокислых солей натрия и калия, которые они накапливают в организме. Их клеточный сок очень высоким осмотическим давлением. Это приспособление дает возможность растениям произрастать и развиваться на крайне засоленном субстрате, придает им большую устойчивость против высоких температур и сухости воздуха. У таких растений отсутсвует обычные анатомические приспособления для защиты листьев от испарения: кутикула из тонкая, устьица открытые и не погруженные, нет защитных волосков. К ним относятся такие растения, как: сарсазан, солерос, кокпек (Atriplex cana), поташники (Kalidium caspicum, К. foliatum) и др.

Солевыделяющие галофиты наряду со способностью поглощать большое количество солей имеют свойство выделять часть их через особые желёзки на поверхность своих органов, а позже, с опадом листьев, соли возвращаются в почву. По корням растения поднимают соли и из глубоких слоев почвы на ее поверхность. К таким растениям галофитам относятся: франкения (Frankenia pulverulenta), ажрек (Aeluropus litoralis) гребенщики (Tamarix hispida, T. laxa) и др.

Соленепропускающие галофиты хорошо развиваются без засоления, а на засоленных почвах вырабатывают ограничивающую соленепроницаемость плазмы и тем самым ограждают себя от избытка солей. К таким галофитам относятся солеустойчивый злак бескильница (Puccinellia dolicholepis), и др.

Животный мир исследуемой территории богат и разнообразен, и представлен 2 видами земноводных, 20 видами пресмыкающихся, 227 видами птиц 40 видами млекопитающих.

Насекомоядные, семейство ежовые, представлено видом ушастый ёж - Erinaceus awitus. Представители этого вида встречаются в разреженных зарослях гребенщика.

Рукокрылые, семейство гладконосые рукокрылые, представлены видами: усатая ночница - (Myotis mystacinus) и серый ушан (Plekotus austriacus).

Отряд хищные, семейство псовые, представлены 3 видами: Волк – Canus lupus - вид, предпочитающий селиться в мелкосопочнике или в массивах бугристых песков. Корсак - (Vulpes corsac) распространён практически на всей территории участка, и лисица (ulpes vulpes) - обитает на полупустынных участках с кустарниковой растительностью.

Отряд зайцеобразные, семейство зайцы представлено видом заяц-русак (Lepus europaeus).

Семейство куньи представлено лаской (Mustela nivalis) и степным хорьком (Mustela eversmanni) - хищные зверьки, питающиеся насекомыми, грызунами, мелкими пернатыми и пресмыкающимися.

Отряд грызуны. Семейство ложнотушканчиковые представлено 3-мя видами: малый тушканчик - (Allactaga elater), большой тушканчик (Allactaga major) и тушканчик прыгун (Allactaga sibirica), которые обитают на участках полупустынного характера. Емуранчик (Stylodipus telum) селится в мелкобугристом рельефе. Мохноногий тушканчик (Dipus sagitta) обитает на территории с задернованными почвами. Хомяковые представлены следующими видами: серый хомячок (Cricetulus migratorius) и обыкновенная полёвка (Microtus arvalis).

Семейство песчанковые. Большая песчанка (Rhombomys opimus) - широко распространённый грызун, живущий колониями, гребенщиковая песчанка (Meriones tamariscinus) селится по пескам, тяготеет к кустарникам гребенщика. Краснохвостая песчанка (Meriones libycus) обитает в эфемероидных всхолмлённых пустынях с плотными почвами и по закреплённым пескам.

Мероприятия по охране почв и грунтов

Предлагается осуществление следующих мероприятий по охране почв:

- при строительстве буровых установок предусмотреть гидроизоляцию площадок под объекты;
- технология и оборудование для приготовления глинистых и водных буровых растворов, химреагентов, должны исключать загрязнение окружающей среды;
- выбуриваемая порода должна направляться в специальные шламовые емкости,

имеющие гидроизоляцию;

- установка автоматического отключения скважин при авариях;
- обвалование устьев скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- максимальное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в пласт.
- недопущение грубых нарушений технологии добычи, переработки и системы распределения нефти и нефтепродуктов, которые могут привести к загрязнению почвенного покрова, и в дальнейшем к загрязнению подземных вод;
- предотвратить 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;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- использование автотранспорта с низким давлением шин.

Мероприятия по охране флоры и фауны

Охрана растительного и животного мира, в основном, обеспечивается комплексом организационных, технологических и природоохранных мероприятий, заложенных в проекты строительства скважин.

Движение транспортных средств вне дорожной сети запрещается. Участки местности, занятые под дороги, надобность в которых отпадает после завершения строительства скважин, должны быть рекультивированы, временные водотоки, и условия их образования устранены.

Для предотвращения потравы диких, домашних животных и птиц химреагенты, применяемые при бурении, должны храниться в местах, исключающих свободный доступ.

Также необходимо проводить инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и птиц, бесцельном уничтожении пресмыкающихся.

При проведении нефтедобычи необходимо принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми. Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь, с грызунами, своевременную обработку образующихся отходов дезинфицирующими

составами, а также просветительную работу и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.

10.7 Анализ образования объемов отходов производства и потребления

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий в процессе геологического изучения недр и добычи природных ресурсов, направленных на рациональное использование недр, предотвращение потерь полезных ископаемых и разрушения нефтесодержащих пород.

Основной задачей мероприятий по охране недр в нефтегазодобывающей отрасли является обеспечение эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений в целях достижения максимального извлечения запасов нефти и газа, а также других сопутствующих полезных ископаемых при минимальных затратах.

Мероприятия по охране недр

Основными мероприятиями по охране недр при реализации проекта являются:

- обеспечение наиболее полного и комплексного извлечения из недр запасов полезных ископаемых и попутных компонентов;
- выбор технологии бурения, обеспечивающей предупреждение выбросов и поглощений, обвалов и других аварийных ситуаций;
- выбор конструкции скважины, обеспечивающей безаварийную и эффективную эксплуатацию;
- обеспечение надежной изоляции всех нефтегазопроводящих интервалов и герметизация заколонного пространства при цементировании эксплуатационной колонны;
- охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;
- предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с пользованием недрами, отходами производства и сбросом сточных вод;
- соблюдение установленного порядка консервации и ликвидации нефтедобывающих скважин.

Вывод

Результаты мониторинговых исследований показали, что в период разработки месторождения Кожасай ТОО «Казахойл Актобе» на окружающую среду не оказано существенного отрицательного воздействия. Это свидетельствует о выполнении утвержденного плана природоохранных мероприятий, соблюдении выбранных проектных решений и всех рекомендаций по охране недр и окружающей среды.

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В мае 2017г в ГКЗ РК были утверждены запасы УВ месторождения Кожасай (Протокол №1812-17-У от 25.05.2017г).

В связи с необходимостью доизучения месторождения, а также с целью перевода запасов в более высокие категории рекомендуются:

1. Продолжить отбор керна с проведением в них стандартных и специальных анализов в недоизученных частях месторождения для получения достоверных петрофизических параметров;
2. Продолжить изучение трещиноватых коллекторов;
3. Продолжить работы по уточнению граничных значений пористости, насыщенности и т.д;
4. Продолжить отбор глубинных и поверхностных проб пластового флюида (газ, конденсат, нефть, вода) дифференцированно по залежам для уточнения физико-химических свойств и получения достоверных подсчетных параметров;
5. Провести работы по переводу запасов категории С2 в более высокую С1;
6. Привести горный отвод в соответствие с границами продуктивных залежей.

12 ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

12.1 Опытно-промышленные испытания новых технологий и технических решений

С учетом технологических и геолого-физических характеристик месторождения для проведения опытно-промышленных испытаний методов увеличения нефтеотдачи выделены 3 технологий:

1. Закачка азота
2. Радиальное вскрытие пласта (далее РВП)
3. Кислотоструйное туннелирование (далее КСТ)
4. Пенокислотная обработка скважин

Закачка азота

Объектом опытно-промышленного испытания технологии закачки азота является горизонт КТ-II месторождения Кожасай. Данный объект разрабатывается с 2003 г. Основные показатели разработки данного объекта представлены ниже в таблице 12.1.

В настоящее время сеть нагнетательных скважин на м.Кожасай и система закачки воды недостаточно эффективны, в связи с чем рекомендуется опробование технологии вытеснения нефти азотом для восполнения энергии пласта. Основной целью данной технологии является довытеснение остаточной нефти в микротрещинах и микропорах, для обеспечения эффективного извлечения нефти из пласта.

В условиях недостаточной эффективности действующей системы заводнения и сетки нагнетательных скважин на месторождении Кожасай рассматривается возможность применения технологии закачки азота в нагнетательные скважины.

Основной целью внедрения данной технологии на месторождении Кожасай является вовлечение в разработку остаточной нефти, содержащейся в микропорах и микротрещинах, и, как следствие, повышение эффективности извлечения углеводородов за счёт дополнительного вытеснения нефти с использованием азота в качестве агента воздействия на пласт.

Таблица 12.1.1 – Основные показатели разработки

Место локации	Актюбинская область, месторождение Кожасай, объект I
№№Нагнетательной скважины	№ 105
№№ Реагирующих сквжин	№№ 71, 104, 126, 128
Начальное пластовое давление, МПа	33,0
Текущее пластовое давление, МПа	14,9
Давление насыщения, МПа	24,0
Плотность пластовой нефти, г/см3	0,650
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	0,343

Газосодержание, м3/т	261,2
Объемный коэффициент, д.ед.	1,543
Геологические запасы участка, тыс.т	115 046
Извлекаемые запасы участка, тыс.т	22 433
Проектный КИН, %	19,5
Текущий КИН на 01.01.2026г., %	6,7

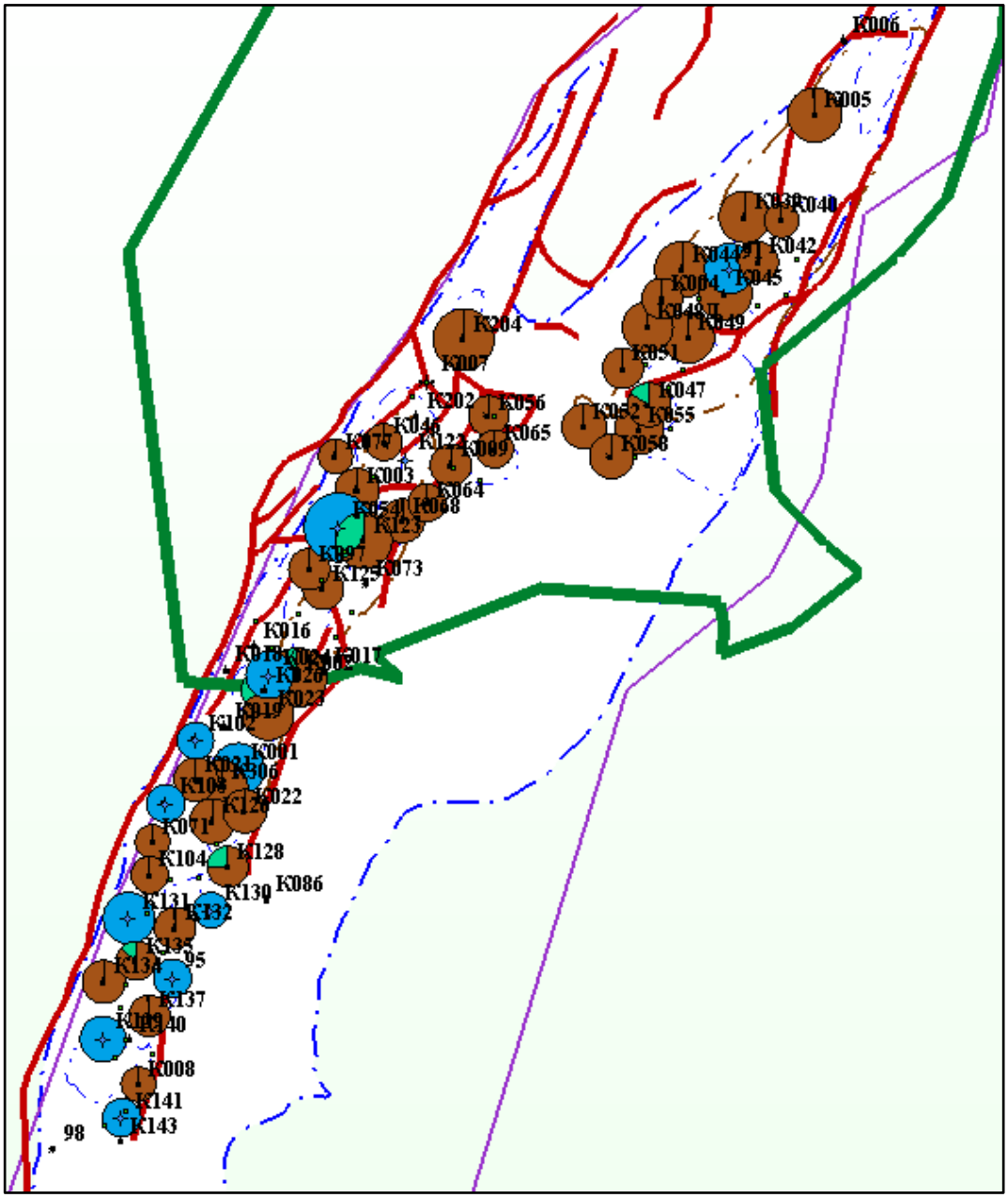


Рисунок 12.1.1 – Карта отборов на 01.01.2026 г.

Методика расчёта прогнозных базовых показателей добычи

Расчет прогнозной базовой добычи реагирующих скважин по участку ОПИ проводился согласно утвержденным правилам технико-экономической оценки технологии МУН/ИДН на стадии планирования и проведения ОПИ на месторождениях операционных НДО АО НК КМГ с применением интегральных характеристик вытеснения. При расчете

прогнозной базовой добычи были выбраны следующие характеристики вытеснения, которые показали наилучшую сходимость показателей по коэффициенту корреляции и критерию Тейла:

Сазонов: Qн= 583,063675*ln(Qж) - 3126,169722

Пирвердян: 1/√Qж=-0,000035314001488*Qн + 0,061788

Назаров: Qв/Qн= (0,003283006543235*Qв + 2,054863144703260)

- В качестве базового периода выбраны даты 01.01.2024 – 01.05.2025 гг.;
- Принятый коэффициент эксплуатации для прогноза базовых показатели добычи составляет – 0,99 д.ед.;
- Темп падения добычи нефти по участку ОПИ за базовый период, приведенный к годовому выражению, составляет – 6,19 %.

Таблица 12.1.2 – Прогнозные базовые показатели добычи

Дата	Добыча жидкости, т (факт)	Добыча нефти, т (факт)	Обводнённость, % (факт)	Добыча жидкости, т (базовая)	Добыча нефти, т (базовая)	Обводнённость, % (базовая)
01.01.2025	1 822,4	1 729,8	5,1			
01.02.2025	1 592,6	1 512,7	5,0			
01.03.2025	1 738,3	1 681,3	3,3			
01.04.2025	1 806,7	1 727,4	4,4			
01.05.2025	1 842,3	1 754,4	4,8			
01.06.2025				1 757,3	1 671,2	4,9
01.07.2025				1 815,8	1 721,5	5,2
01.08.2025				1 815,8	1 716,0	5,5
01.09.2025				1 757,3	1 655,4	5,8
01.10.2025				1 815,8	1 705,2	6,1
01.11.2025				1 757,3	1 645,1	6,4
01.12.2025				1 815,8	1 694,7	6,7
01.01.2026				1 815,8	1 689,4	7,0
01.02.2026				1 640,1	1 521,4	7,2
01.03.2026				1 815,8	1 679,4	7,5
01.04.2026				1 757,3	1 620,3	7,8
01.05.2026				1 815,8	1 669,3	8,1

Методика расчёта дополнительной добычи нефти

- Расчет дополнительной добычи нефти проводить по данным месячной парковой добычи;
- Прогноз технологической эффективности и базовой добычи нефти выполнен при постоянном отборе жидкости;

- Дополнительная добыча нефти рассчитывается за счет разности фактической добычи нефти и прогнозной базовой добычи.

Технологический план реализации ОПИ

Основные параметры:

- глубина -3588 м;
- температура коллектора- 67℃;
- диаметр НКТ Ø76 мм;
- общий планируемый объем закачки: 5 000 000 м3 газо-азотной смеси с содержанием азота до 95%, влажность до 5%;
- производительность генератора азота- 2000м3/ч;
- максимальное рабочее давление закачки до 50 МПа;
- максимально допустимое давление оборудования до 70 МПа.

Устьевое оборудование:

Для удовлетворения требованиям к закачке была заменена фонтанная арматура на задвижку с шайбой высокого давления, которая может выдержать давление до 70 МПа.

Подземное оборудование:

Перед закачкой необходимо проверить состояние пакера на скважине. Максимально допустимое давление на пакер 70 МПа, максимально допустимое давление НКТ 100 МПа.

Способ закачки:

Закачка азота планируется проводиться прямым способом в трубное пространство. Учитывая, что газ имеет свойство сильно сжиматься, существуют риски значительного увеличения давления закачки до 2-2,5 раз от начального давления закачки. В случае достижения давления 50 МПа, необходимо остановить закачку для снижения и стабилизации давления в ПЗП.

При необходимости возможен переход с непрерывной закачки азота на циклическую закачку с учетом фактического давления закачки азота.

Таблица 12.1.3 – Программа исследовательских работ ОПИ технологии закачки азота

Мероприятия	Фонд		Периодичность	Примечание	Ответственные
	Нагн	Доб			
ГИС-к – ОГК (нарушение колонны, заколонный переток, целостность муфтовых соединений)	+		**до** начала ОПИ	в случае выявления нарушения э/к, заколонного перетока скважина исключается для проведения ОПИ	ТОО «КОА»
Контрольный замер обводненности по реагирующим добывающим скважинам участка ОПИ		+	**до** начала ОПИ, ежесуточно за 1-2 неделю	обводненность усредняется по каждой добывающей скважине по 3-5 пробам отобранные в течении суток	ТОО «КОА»
Определение базового уровня добычи нефти, жидкости		+	**до** начала ОПИ	базовый уровень добычи нефти определяется с применением характеристик вытеснении для участка ОПИ	ТОО «КОА», КМГИ
Реализация закачки азота в скважину	+		**4 месяца**	Закачка азота согласно разработанному плану	ТОО «Хайдаромунай»
Контрольный замер обводненности		+	**в период** ОПИ	по каждой добывающей скважине отбор **1-3** проб в течении суток с периодичностью не менее 3 раза в неделю	ТОО «КОА»
Замер газового фактора		+	**в период** ОПИ	по каждой добывающей скважине 1 раз в месяц	ТОО «КОА»
Замер давления закачки и приемистости	+		**До и во время** ОПИ ежедневно 1 раз в сутки	оценка динамики закачки, исключить изменение режима работы нагн.скв (штуцер, задвижки)	ТОО «КОА»
Замер устьевого давления (трубное и затрубное)		+	**До и во время** ОПИ ежедневно 1 раз в сутки	оценка динамики закачки, исключить изменение режима работы доб.скв (штуцер, задвижки)	ТОО «КОА»
Исключение проведения ГТМ (оптимизация/изменение режимов добывающих скважин путем замены штуцера, ГРП, переводы в ППД, уплотнение сетки - возвраты на целевой горизонт, бурение скважин и др.) в районе участка ОПИ	+	+	**в период** ОПИ	для чистоты эксперимента - скважины с ГТМ/ИДН будут исключены из расчета эффективности	ТОО «КОА»
Оценка технологической эффективности ОПИ	+	+	**в период** ОПИ	анализ работы каждой скважины, исключение скважин с ГТМ/ИДН, подсчет разницы между фактической и базовой добычей, динамики изменения давлени, параметров закачки в период ОПИ	ТОО «КОА», КМГИ

Мониторинг эффективности технологии Закачки азота

По данному проекту ведется мониторинг технологической эффективности на ежемесячной основе. Дополнительная добыча нефти рассчитывается за счет разности фактической добычи нефти и прогнозной базовой добычи. На 01.01.2026 г. дополнительная добыча по участку технологии Закачки азота составляет – 0 т. Показатели по месяцам приведены ниже в таблице.

Таблица 12.1.4 – Фактические и базовые показатели по участку

Дата	**Факт**					Базовая			ДДН
	Доб жид, м3	**Доб нефти, т**	**Доб воды, т**	**Доб жид,т**	**Обв, %**	Доб жид, т	Доб нефти, т	Обв, %	
01.01.2025	**2161,8**	**1729,9**	**92,6**	**1822,5**	**5,4**	1822,4	1729,8	5,1	
01.02.2025	**1889,3**	**1512,8**	**79,8**	**1592,6**	**5,3**	1592,6	1512,7	5,0	
01.03.2025	**2070,2**	**1683,0**	**57,0**	**1740,0**	**3,4**	1738,3	1681,3	3,3	
01.04.2025	**2145,8**	**1727,6**	**79,3**	**1806,9**	**4,6**	1806,7	1727,4	4,4	
01.05.2025	**2187,0**	**1754,8**	**87,9**	**1842,7**	**5,0**	1842,3	1754,4	4,8	
01.06.2025	**2058,6**	**1663,9**	**68,3**	**1732,2**	**4,1**	1757,3	1671,2	4,9	-7,3
01.07.2025	**2022,7**	**1667,2**	**28,5**	**1695,7**	**1,7**	1815,8	1721,5	5,2	-54,3
01.08.2025	**2057,0**	**1699,3**	**24,4**	**1723,6**	**1,4**	1815,8	1716,0	5,5	-16,7
01.09.2025	**1944,9**	**1619,1**	**8,1**	**1627,2**	**0,5**	1757,3	1655,4	5,8	-36,3
01.10.2025	**2016,3**	**1610,9**	**89,3**	**1700,2**	**5,5**	1815,8	1705,2	6,1	-94,3
01.11.2025	**1984,1**	**1555,8**	**123,1**	**1678,9**	**7,9**	1757,3	1645,1	6,4	-89,3
01.12.2025	**2008,6**	**1645,0**	**40,9**	**1685,9**	**2,5**	1815,8	1694,7	6,7	-49,7
01.01.2026						1815,8	1689,4	7,0	
01.02.2026						1640,1	1521,4	7,2	
01.03.2026						1815,8	1679,4	7,5	
01.04.2026						1757,3	1620,3	7,8	
01.05.2026						1815,8	1669,3	8,1	
01.06.2026						1757,3	1610,6	8,3	

Текущий мониторинг направлен на оценку эффективности закачки азота.

- Нагнетательная скважина №105.
- Добывающие скважины К071, К104, К126, К128.

Ниже представлен детальный анализ по каждой из этих скважин. В подразделе приведены графические зависимости и табличные данные, характеризующие изменение продуктивности каждой единицы фонда в период реализации ОПИ.

Скважина №105 работает в нагнетательном фонде с 2011г. До июня 2025 года скважина находилась под закачкой воды; накопленная закачка составила 338 тыс. м³. В

июне 2025 года на скважине были начаты работы по нагнетанию азота. По динамике закачки отмечается стабильный рост трубного давления.



Рисунок 12.1.2 – Динамика закачки азота.

Скважину №104 ввели в эксплуатацию в июле 2011г. Расстояние до нагнетательной скважины №105 составляет 560м. При закачке воды через нагнетательную скважину №105 сильного и четкого влияния на добычу скважины №104 не наблюдается. По динамике добычи и забойного давления отмечается постепенное снижение показателей. После остановки закачки воды и начала закачки азота изменения в динамике добычи скважины №104 также отсутствуют.

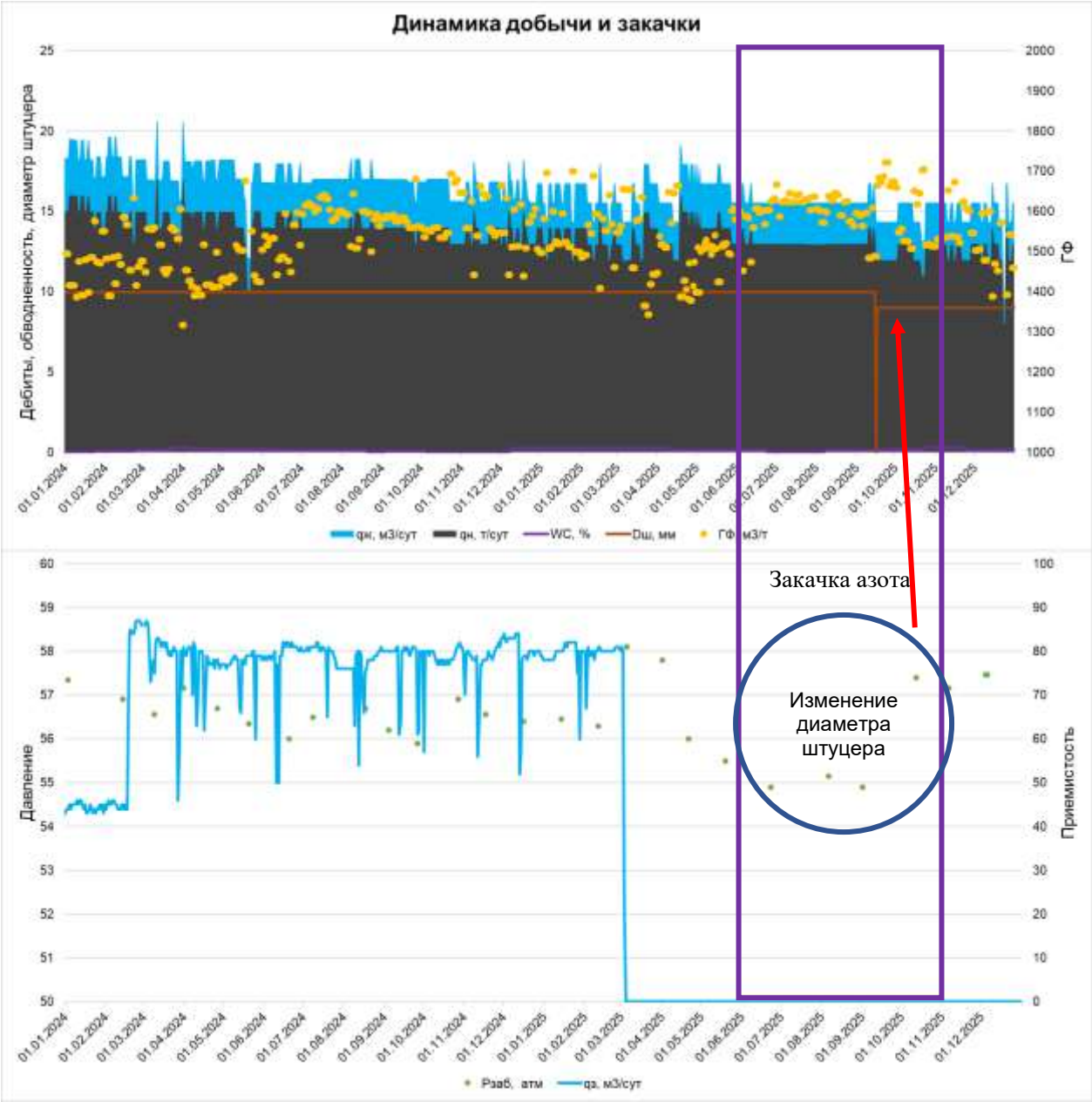


Рисунок 12.1.3 – Динамика добычи и закачки азота на К104

1. Скважину №126 ввели в эксплуатацию в декабре 2010г. Расстояние до нагнетательной скважины №105 - 430м. В целом по динамике добычи отмечается постепенный рост газового фактора и снижение забойного давления. При остановке закачки воды по скважине №105 зафиксировано ускоренное падение забойного давления и рост газового фактора. Начало закачки азота к видимым улучшениям показателей не привело.

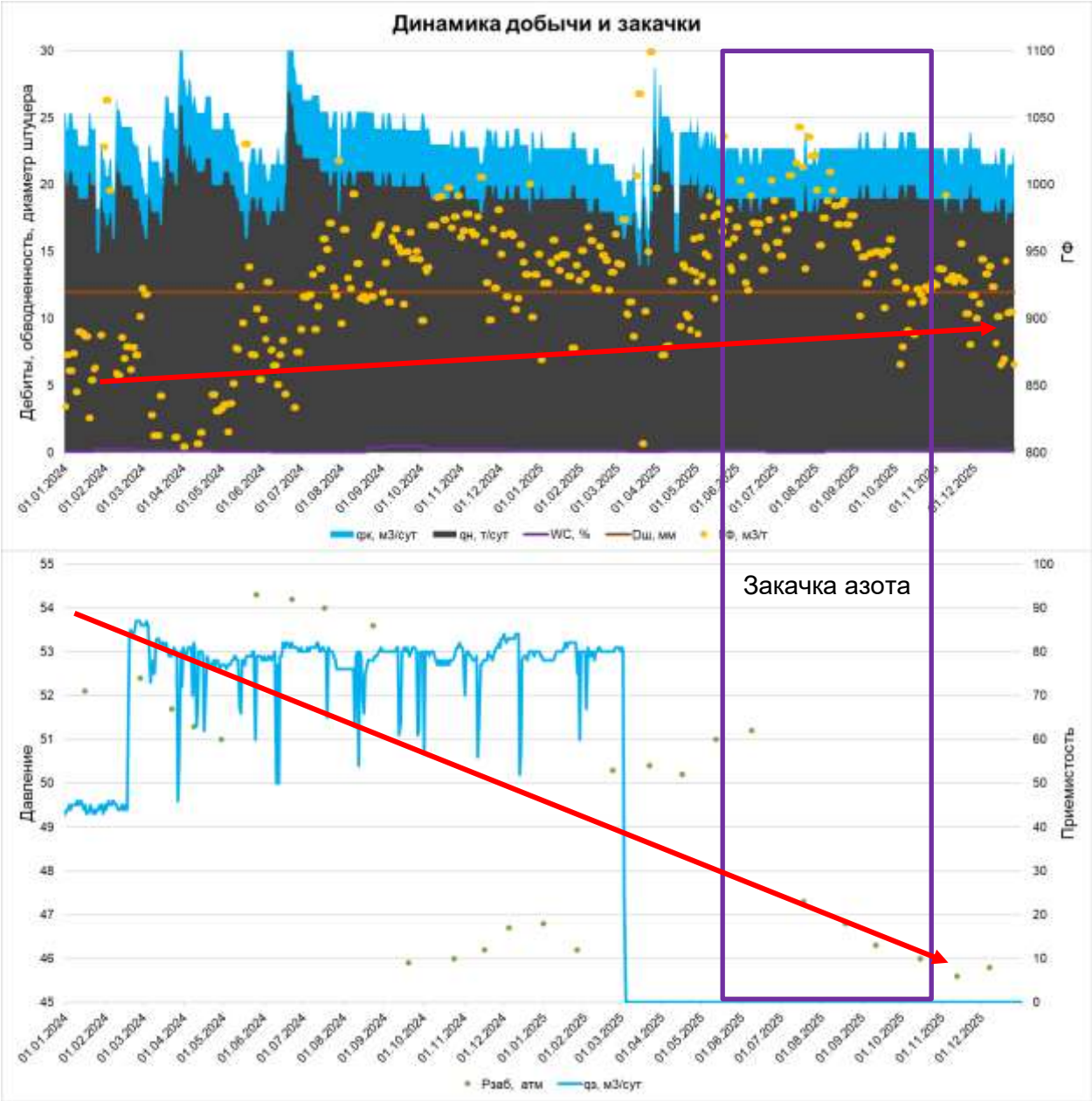


Рисунок 12.1.4 – Динамика добычи и закачки азота на К126

2. Скважину №71 ввели в эксплуатацию в декабре 2008г. Расстояние до нагнетательной скважины №105 составляет 500м. В целом по динамике добычи наблюдается постепенное снижение дебита. По динамике забойного давления во время закачки воды по скважине №105 отмечалось медленное снижение. После остановки скважины №105 забойное давление начало снижаться более быстрыми темпами. Стабилизация давления на одном уровне была достигнута только после начала закачки азота. Аналогичная картина наблюдается и по динамике газового фактора. После отключения скважины №105 газовый фактор начал быстро расти, однако после начала закачки азота отмечается снижение газовый фактор. Следует отметить, что нагнетательная скважина №103 работала стабильно на одном уровне.

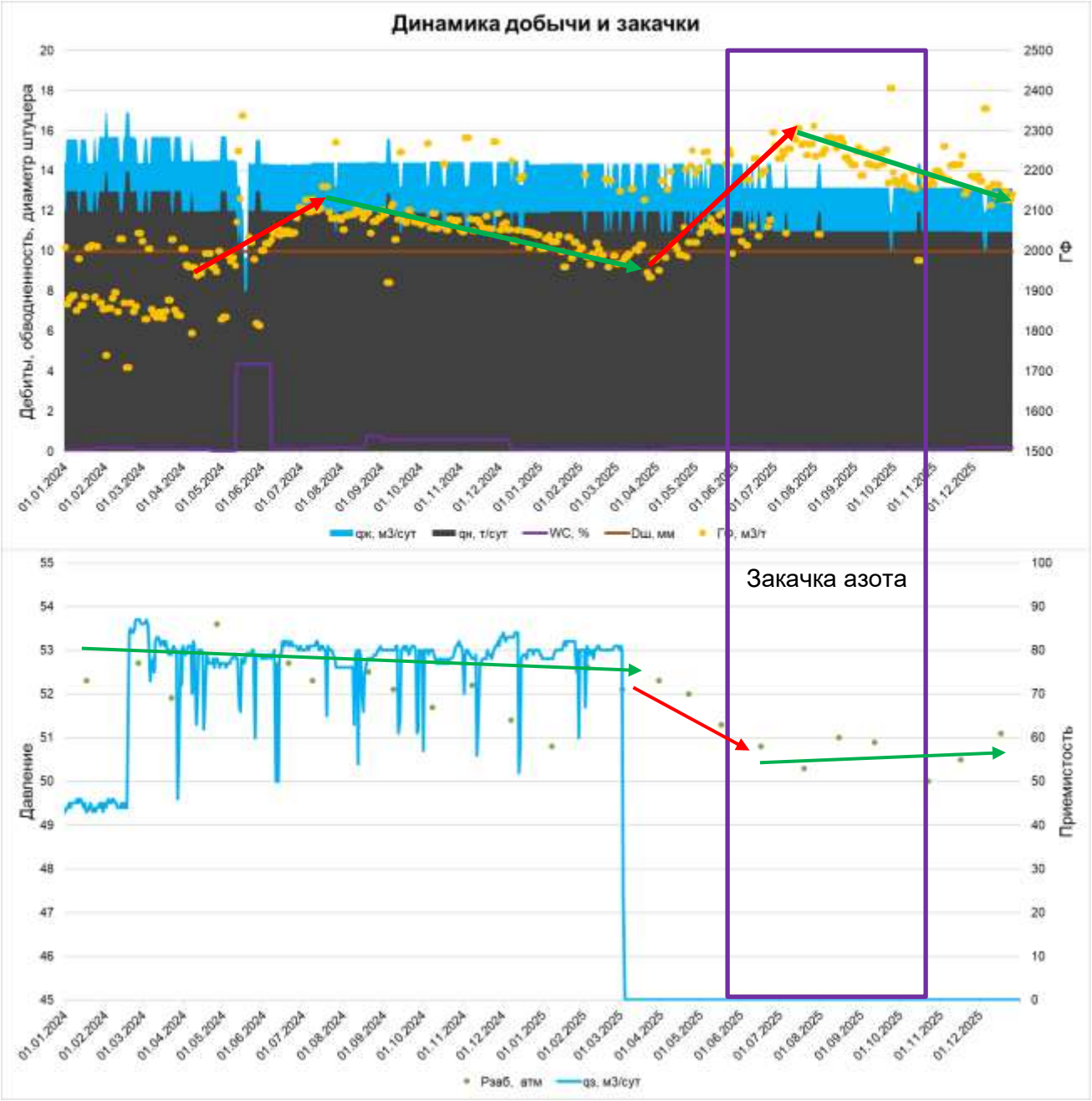


Рисунок 12.1.5 – Динамика добычи и закачки азота на К071

3. Скважину №128 ввели в эксплуатацию в декабре 2010г. Расстояние до нагнетательной скважины №105 - 390м. За анализируемый период отмечается устойчивый, но медленный рост газового фактора. Наблюдается прямая связь динамики забойного давления и обводненности с режимом работы нагнетательной скважины №105. Закачка воды оказывает положительное влияние на забойное давление, но ведет к росту обводненности. После остановки скважины №105 зафиксировано снижение как забойного давления, так и обводненности. С началом закачки азота забойное давление стабилизировалось и в настоящее время удерживается на одном уровне.

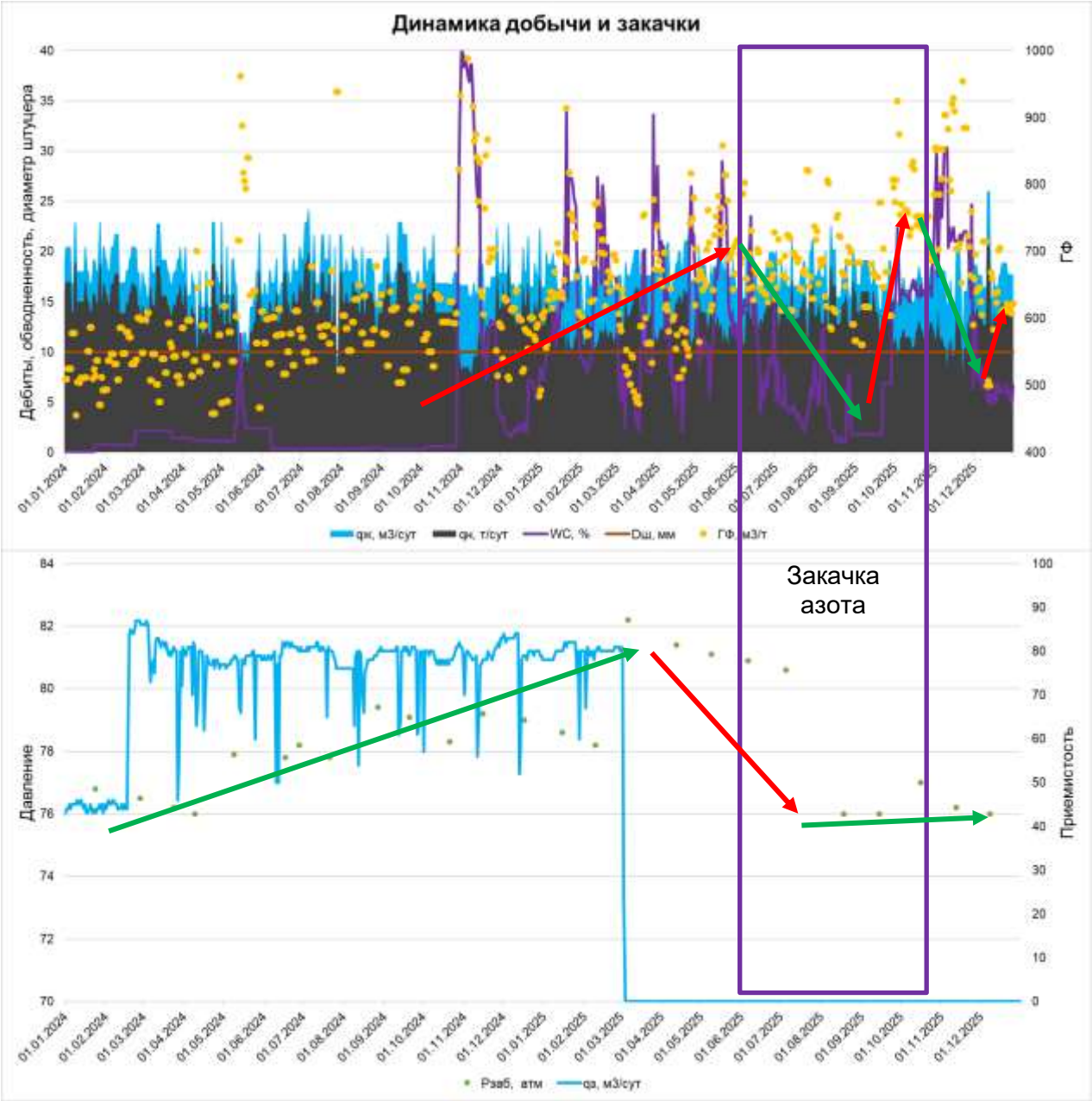


Рисунок 12.1.6 – Динамика добычи и закачки азота на К128

Статус проекта:

- Закачка азота по ОПИ завершена 02.11.2025 г.;
- Накопленный объём закачки – 5 010 216 м³;
- Мониторинг технологической эффективности проводится на ежемесячной основе до мая 2026 г., включительно;
- Дополнительная добыча нефти на 01.01.2026 г. – 0 т.;
- По окончанию срока мониторинга будет проведен ТЭО.

Таблица 12.1.5 – Мониторинг технологических показателей добычи на участке ОПИ закачки азота

Дата	Факт					Базовая			ДДН
	Доб жид, м3	Доб нефти, т	Доб воды, т	Доб жид,т	Обв, %	Доб жид, т	Доб нефти, т	Обв, %	
01.01.2025	69,7	55,8	3,0	58,8	0,2	58,8	55,8	0,2	
01.02.2025	67,5	54,0	2,9	56,9	0,2	56,9	54,0	0,2	
01.03.2025	66,8	54,3	1,8	56,1	0,1	56,1	54,2	0,1	
01.04.2025	71,5	57,6	2,6	60,2	0,2	60,2	57,6	0,1	
01.05.2025	70,5	56,6	2,8	59,4	0,2	59,4	56,6	0,2	
01.06.2025	68,6	55,5	2,3	57,7	0,1	58,6	55,7	0,2	-0,2
01.07.2025	65,2	53,8	0,9	54,7	0,1	58,6	55,5	0,2	-1,8
01.08.2025	66,4	54,8	0,8	55,6	0,0	58,6	55,4	0,2	-0,5
01.09.2025	64,8	54,0	0,3	54,2	0,0	58,6	55,2	0,2	-1,2
01.10.2025	65,0	52,0	2,9	54,8	0,2	58,6	55,0	0,2	-3,0
01.11.2025	66,1	51,9	4,1	56,0	0,3	58,6	54,8	0,2	-3,0
01.12.2025	64,8	53,1	1,3	54,4	0,1	58,6	54,7	0,2	-1,6

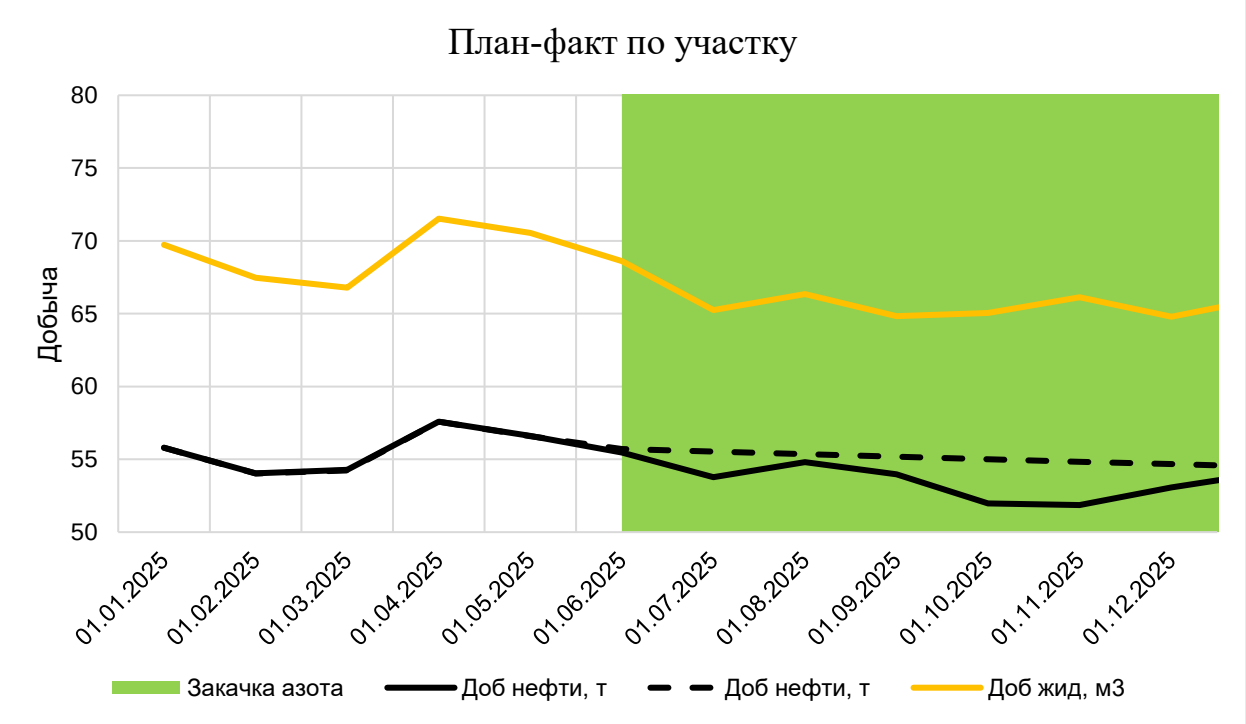


Рисунок 12.1.7 – Динамика добычи жидкости и нефти в ходе реализации технологии закачки азота

Радиальное вскрытие пласта

ОПИ технологии Радиального вскрытия пласта планируется провести на месторождении Кожасай.

Месторождение Кожасай, скважина К020:

- Подрядная организация на проведение 1 скв/операции – ТОО «Батыс Мунай С Групп»;
- Объект – месторождение Кожасай, I объект разработки;
- Работа планируется на скважине № 20, горизонта КТ-II;

• Предварительный план работ: длина ствола – 100 м; диаметр трубы – 102 мм; планируется проведение радиального бурения с применением кислотной обработки;

Согласно критериям выбора точки зарезки для радиального была дана рекомендация – проведение работ в интервале 3504,8–3512,4 (КТ-II-I-2) м по измеренной глубине, что соответствует абсолютной глубине 3381,78–3388,33 м.

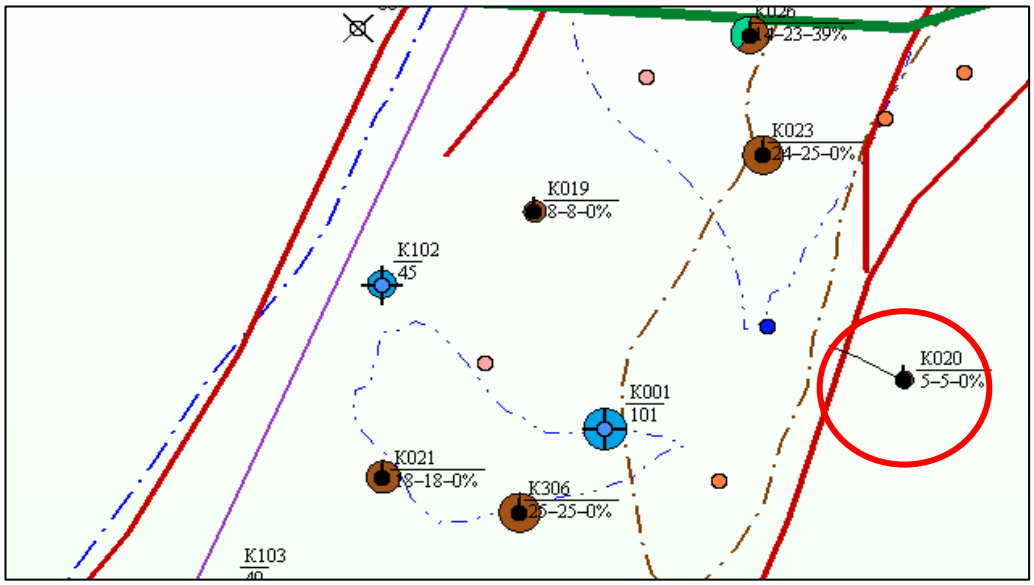


Рисунок 12.1.8 – Схема расположения скважины-кандидата К020

Проведение работ

09.10.2025 г. начаты подготовительные работы

По завершению подготовительных работ, 09.11.2025 г. был спущен клин-отклонитель на глубину 3570 м, произведен сброс шара диаметром 38 мм закачкой т/в V=7м^3 в трубное пространство, при давлении 230 атм произошла установка отклонителя.

14.11.2025 г. проведены работы по вырезке окна фрезом диаметром 116 мм в интервале 3569,4-3570,1 м. Режим фрезерования: G=1 тн, n=40 об/мин, Q=9-1 л/сек.

24.11.-29.12.2025 гг. проведено бурение в интервалах 3570-3640,5 м, суммарная проходка составила 70,5 м.

На данный момент проводятся работы по радиальному вскрытию пласта и планируется запуск скважины на первый квартал 2026г.

Кислотоструйное туннелирование

Критерии подбора для скважин-кандидатов

Для технологии кислотного туннелирования, ниже приведены детальные критерии подбора скважин-кандидатов.

Критерии можно разделить на три основные группы: геологические, технологические и конструктивные.

1. Геолого-физические критерии (Свойства пласта)

Это фундаментальные параметры, определяющие физическую возможность создания туннеля.

Литология (Тип породы):

- Карбонатные коллекторы: Технология применима только в карбонатах (известняки, доломиты). Это связано с тем, что механизм проходки основан преимущественно на химической реакции (растворении породы соляной кислотой), а не на механическом размыве.
- Растворимость: критически важный параметр. Рекомендуемая растворимость породы в HCl должна составлять> 85-90%. Высокое содержание нерастворимого остатка (глины, кварц) может привести к кольматации пор и снижению эффективности стимуляции.
- Проницаемость и пористость:
- Технология эффективна в коллекторах с низкой и средней проницаемостью
- В низкопроницаемых пластах туннели работают как "искусственные трещины", увеличивая площадь дренирования.
- Механические свойства:
- Устойчивость ствола: Порода должна обладать достаточной прочностью, чтобы созданный туннель не схлопнулся под давлением горной породы после снятия гидравлического давления. В рыхлых мелах применение рискованно.

2. Состояние призабойной зоны и запасы

Характер загрязнения (Скин-фактор):

- Скважины с глубоким загрязнением ПЗП, которое невозможно устранить обычной матричной кислотной обработкой (которая проникает лишь на несколько метров).
- Высокий положительный скин-фактор является индикатором потенциальной эффективности.
- Остаточные запасы:
- Наличие невыработанных зон, которые "экранированы" низкой проницаемостью или загрязнением вокруг основного ствола.

3. Конструкция скважины и условия залегания

Тип заканчивания:

- Открытый ствол: это основной тип заканчивания для КСТ. Технология позволяет создавать боковые ответвления непосредственно в стенке скважины.
- В обсаженных скважинах технология применяется реже и требует предварительного фрезерования "окон" или наличия перфорации высокой плотности/диаметра, что усложняет процесс.

Толщина пласта и удаленность контактов:

- Запас по толщине: Поскольку КСТ является методом (без MWD), необходима достаточная мощность пласта, чтобы минимизировать риск выхода туннеля в непродуктивные пропластки.
- Расстояние до ВНК/ГНК: Скважина должна находиться на безопасном удалении от водонефтяного (ВНК) или газонефтяного (ГНК) контактов. В отличие от ГРП, туннели не растут вверх/вниз неконтролируемо, но риск случайного попадания в воду при наклонном бурении сохраняется.

4. Термобарические условия

Температура: Высокая пластовая температура является благоприятным фактором для скорости проходки. Исследования подтверждают, что при повышении температуры эффективность туннелирования возрастает за счет ускорения реакции. Однако при экстремально высоких температурах (>150°C) требуются ингибиторы коррозии высокого класса для защиты ГНКТ.

Давление: необходимо наличие достаточного пластового давления для вызова притока после операции, либо использование газлифта.

Таблица 12.1.6 – Сводная таблица критериев

Параметр	Оптимальный диапазон / Условие
Тип коллектора	Карбонаты (Известняк, доломит)
Растворимость	> 90%
Заканчивание	Открытый ствол
Скин-фактор	Высокий положительный (> +5)
Обводненность	Низкая (<50-60%)
Толщина насыщенной части	> 3-5 метров
Пластовая температура	Умеренная и Высокая

По итогам рассмотрения скважин была подобрана скважина № 71, находящаяся на зоне остаточных запасов нефти.

Таблица 12.1.7 – Подбор скважины

№ скважины	Текущий дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тыс.т	Рзаб, атм	h эффективная, м	Способ эксплуатации
К071	11	0,2	58,3	50,6	65,5	Фонтан

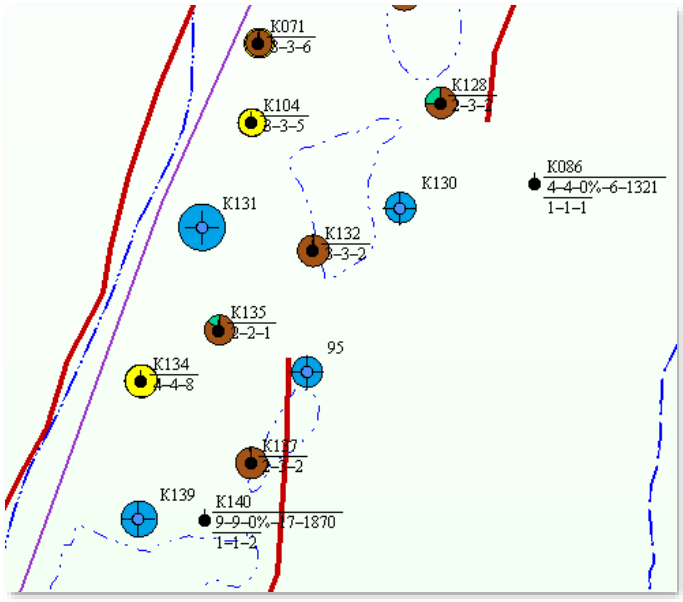


Рисунок 12.1.9 – Карта текущих отборов

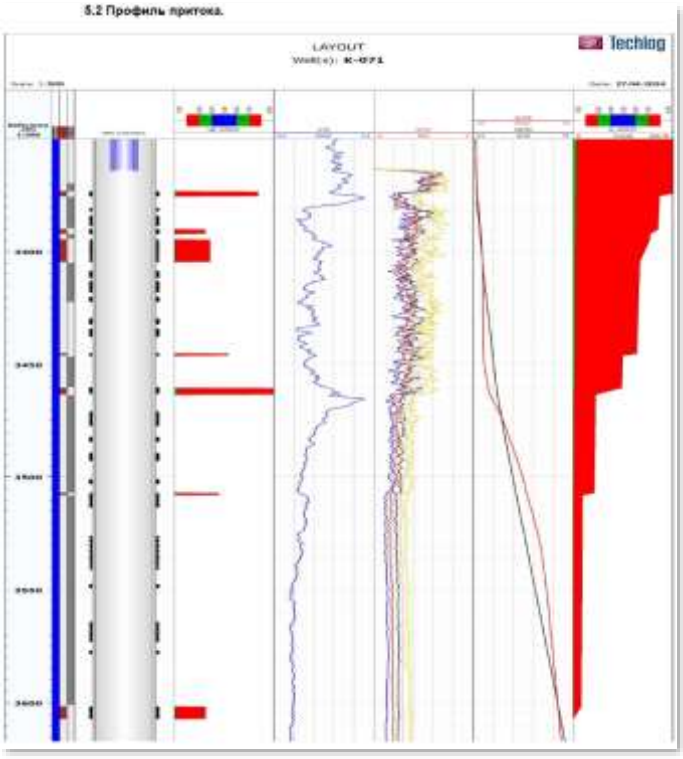


Рисунок 12.1.10 – Профиль притока скв. №71

По данным ПГИ выявлено более 68 метров неработающей мощности (74% разреза) при стабильно высоком пластовом давлении (до 72 атм). Отсутствие заколонных перетоков делает скважину кандидатом для КСТ с целью вовлечения неработающих интервалов.

Пенокислотная обработка скважин

Метод пенокислотных ОПЗ имеет ряд преимуществ перед обычными кислотными обработками. При закачке HCL в составе пены скорость реакции с карбонатами замедляется в 10-18 раз в связи с уменьшением поверхности контакта между активной кислотой и горной породой, а также ограничением диффузии свежих порций кислоты и ее

отработанного раствора. За счет повышения вязкости пенокислоты значительно увеличивается охват пласта воздействием. Наличие в пене дисперсной газовой фазы с большой удельной поверхностью способствует эффективному выносу из ПЗП твердых кольматантов. ПКО проводятся как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах. Успешность технологии пенокислотной обработки определяется правильным выбором скважины и газосодержанием пены или степенью аэрации и скоростью ее закачки.

Наиболее интенсивно нейтрализация кислоты происходит при малых степенях аэрации. При росте степени аэрации снижается скорость нейтрализации кислоты, вследствии чего радиус проникновения ее в активном состоянии увеличивается.

Время существования кислотных пен увеличивается при добавлении к ним стабилизаторов. Концентрация кислотного раствора также оказывает влияние на устойчивость пен. С увеличением концентрации соляной кислоты стабильность пен увеличивается. Это объясняется снижением поверхностного натяжения на границе «кислота-азот» и увеличением вязкости кислотного раствора с повышением его концентрации.

Воздействие пенокислотами проводятся по двум технологиям, отличающимися способом создания пены.

По первой технологии происходит совместная закачка жидких фаз с образованим пены в специальном устройстве: эжекторе или аэраторе. Идея заключается в том, что в карбонатных породах обычно после кислотных обработок формируются фильтрационные каналы, соединенные между собой суженными трещинами. Принято считать, что во время закачки пенной системы пена из порового пространства не фильтруется. Пенная система при высоких давлениях представляет собой жидкость, в которую заключены мелкие пузырьки газа. Эффективная вязкость ее при высоких скоростях невысокая. Попадая в «расширение», скорость снижается, а вязкость многократно увеличивается, резко возрастают гидравлические сопротивления, и очередная порция пенной системы уже обходит «расширения» по другой трещине и попадает в очередное расширение. Процесс многократно повторяется и чем больше расширений будет заполнено пенной системой, тем дальше от действующих фильтрационных каналов отойдет жидкость, вытесняя пластовый флюид. В расширениях пена со временем разрушается.

По второй технологии происходит раздельная (поэтапная) закачка жидких фаз в пласт с последующей перепродавкой их азотом. Идея закачки жидкости (с пенообразующим агентом) с последующей продавкой азотом заключается в том, что жидкость будет легко проникать в пропластки с самой высокой проницаемостью за тем следующий тем же путем азот немедленно начнет генерировать в пласте пену. Пена,

препятствуя вхождению кислоты в зоны с повышенной проницаемостью позволит обработать новые незатронутые раннее участки.

В ноябре 2023г АФ КМГИ были сделаны лабораторные исследования стабильности и совместимости химических реагентов и композиций, используемых в технологии ПКО, для условий месторождения Кожасай. По результатам можно сделать выводы о том, что выпадение осадка, помутнения и расслоения кислотного состава при пластовой температуре не наблюдалось. Совместимость кислоты и нефти при температуре 70°С в разных соотношениях также обеспечивается.

За анализируемый период на месторождении Кожасай были проведены мероприятия по ПКО на 2-х скважинах: К086, К137.

График закачки проведения ПКО на скважине К-137 представлен на рисунке 12.1.

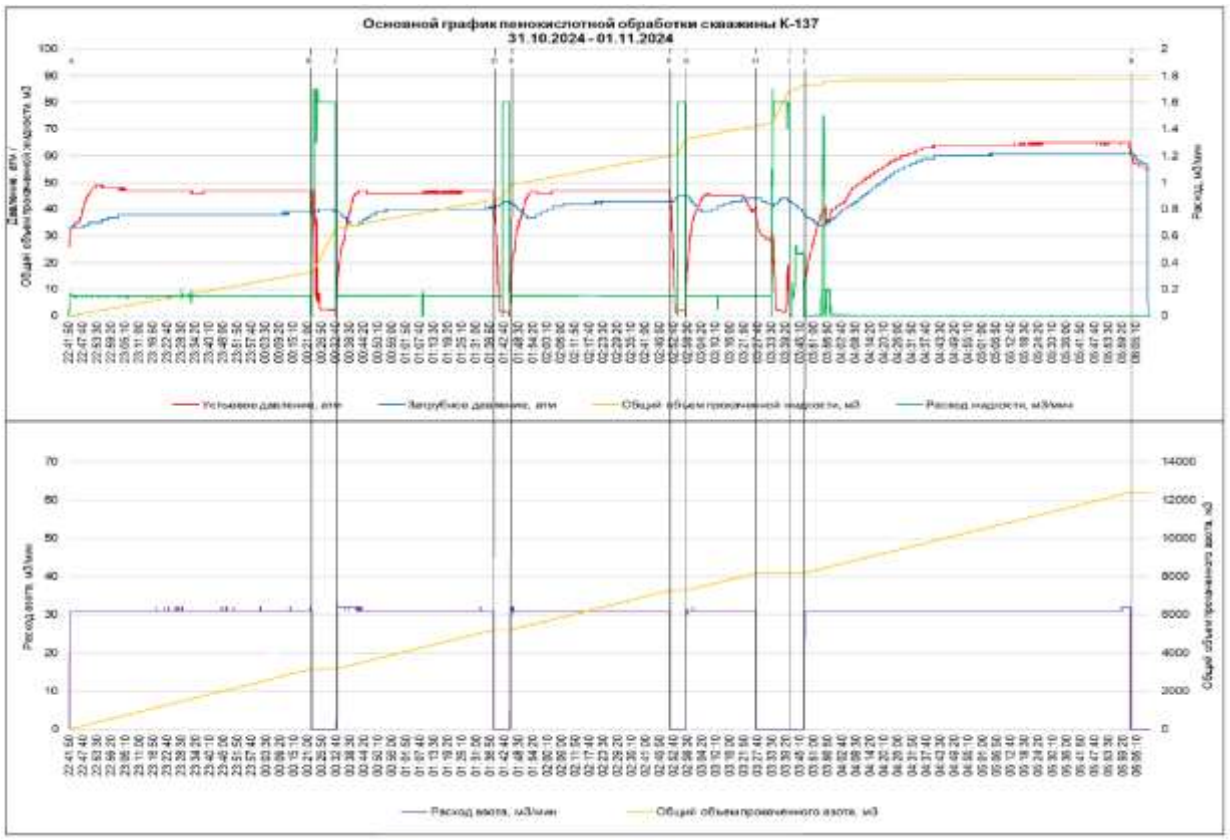


Рисунок 12.1.11 – График пенокислотной обработки скважины К-137

Таблица 12.1.8 – Описание графика закачки

A-B	Закачка кислотной системы "StimWell-Foam" с расходом 150–154 л/мин, одновременно с прокачкой азота (чистота азота 99.9%) с расходом 31 м3/мин. Максимальное устьевое давление на этой стадии достигло 48-50 атм. и оставалось стабильным. Максимальное давление в затрубном пространстве на этой стадии достигло 36–38 атм. и оставалось стабильным. Было прокачено 15.1 м3 системы "StimWell-Foam" и 3151 м3 газообразного азота.
B	Переход на систему "StimWell-Devirter"
B-C	Закачка кислотной системы "StimWell-Devirter" с расходом 1.6 м3/мин. Максимальное циркуляционное давление на этой стадии зафиксировано в 4 атм. и держалось в интервале 3.5–4 атм. Максимальное давление в затрубном пространстве на этой стадии достигло 35 атм. и оставалось стабильным. Было прокачено 15.1 м3 системы " StimWell-Devirter ".
C	Переход на систему "StimWell-Foam"
C-D	Вторая стадия закачки кислотной системы "StimWell-Foam" с расходом 152–156 л/мин, одновременно с прокачкой азота (чистота азота 99.9%) с расходом 31 м3/мин. Максимальное устьевое давление на этой стадии достигло 44–46 атм. и оставалось стабильным. Максимальное давление в затрубном пространстве на этой стадии достигло 40 атм. и оставалось стабильным. Было прокачено 10.1 м3 системы "StimWell-Foam" и 2052 м3 газообразного азота.
D	Переход на систему "StimWell-Devirter"
D-E	Вторая стадия закачки кислотной системы "StimWell-Devirter" с расходом 1.6 м3/мин. Максимальное циркуляционное давление на этой стадии зафиксировано в 4 атм. и держалось в интервале 2.5–3 атм. Максимальное давление в затрубном пространстве на этой стадии достигло 44 атм. и оставалось стабильным. Было прокачено 10 м3 системы " StimWell-Devirter ".
E	Переход на систему "StimWell-Foam"
E-F	Третья стадия закачки кислотной системы "StimWell-Foam" с расходом 150–154 л/мин, одновременно с прокачкой азота (чистота азота 99.9%) с расходом 31 м3/мин. Максимальное устьевое давление на этой стадии достигло 44-46 атм. и оставалось стабильным. Максимальное давление в затрубном пространстве на этой стадии достигло 41 атм. и оставалось стабильным. Было прокачено 9.7 м3 системы "StimWell-Foam" и 2067 м3 газообразного азота.
F	Переход на систему "StimWell-Devirter"
F-G	Третья стадия закачки кислотной системы "StimWell-Devirter" с расходом 1.6 м3/мин. Максимальное циркуляционное давление на этой стадии зафиксировано в 4 атм. и держалось в интервале 2.6–3.2 атм. Максимальное давление в затрубном пространстве на этой стадии достигло 42 атм. и оставалось стабильным. Было прокачено 10 м3 системы " StimWell-Devirter ".
G	Переход на систему "StimWell-Foam"
G-H	Четвертая стадия закачки кислотной системы "StimWell-Foam" с расходом 152–154 л/мин, одновременно с прокачкой азота (чистота азота 99.9%) с расходом 31 м3/мин. Максимальное устьевое давление на этой стадии достигло 41–43 атм. и оставалось стабильным. Максимальное давление в затрубном пространстве на этой стадии достигло 41 атм. и оставалось стабильным. Было прокачено 4.6 м3 системы "StimWell-Foam" и 907 м3 газообразного азота.
H	Переход на систему "StimWell-Devirter"

H-I	Четвертая стадия закачки кислотной системы "StimWell-Devirter" с расходом 1.6 м3/мин. Максимальное циркуляционное давление на этой стадии зафиксировано в 4 атм. и держалось в интервале 2.5–3.5 атм. Максимальное давление в затрубном пространстве на этой стадии достигло 42 атм. и оставалось стабильным. Было прокачено 11.4 м3 системы " StimWell-Devirter ".
I	Переход на техническую воду
I-J	Прокачка технической воды в объеме 0.5 м3 с расходом 0.5 м3/мин. Провымка поверхностных линий от остаточной кислоты.
J	Переход на азот
J-K	Прокачка азота для продавки кислотных систем с расходом 31 м3/мин в объеме 4223 м3.
K	Остановка закачки азота. Наблюдение за скважиной.

В ходе выполнения данной работы было использовано:

1) 3 м3 технической воды (2м3 перед основной закачкой в качестве буфера, 1 м3 для промывки линий от кислоты)

2) 39.5 м3 кислотной системы «StimWell 15% – Foam»

3) 46.5 м3 кислотной системы «StimWell 15% – Diverter»

4) 12 400 м3 газообразного азота.

На скважине К-137 ПКО проведен 31.10.2024г., с последующим запуском 01.11.2024г. Пусковой дебит составил 13.7 м3/сут, 8 т/сут, 33% обводнённости, пусковой прирост отрицательный (-4.2 т/сут, 0.5 м3/сут). Накопленный средний дебит составляет 15 м3/сут, 12.2 т/сут, 15% обводнённости, накопленный прирост – 0 т/сут, 0.2 м3/сут.

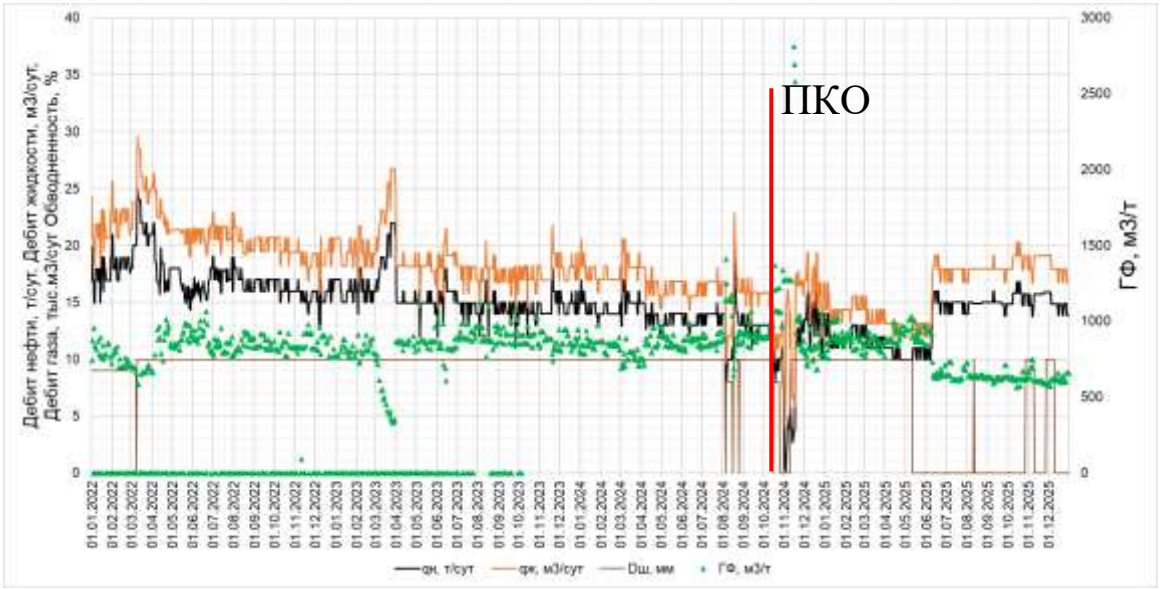


Рисунок 12.1.12 – График добычи после ПКО скв. К-137

На скважине К-086 ПКО проведен 21.04.2025г., с последующим запуском 29.04.2025г. Пусковой дебит составил 11 м3/сут, 4 т/сут, 50% обводнённости, пусковой прирост отрицательный (-0.8 т/сут, 5.3 м3/сут). Накопленный средний дебит составляет 6.4

м3/сут, 3.9 т/сут, 17.7 % обводнённости, накопленный прирост отрицательный, -0.8 т/сут. Дополнительная добыча нефти составила 165 м3 жидкости, 8 т нефти.

Отсутствие ожидаемого эффекта по скважине К-086 после проведенной ПКО с высокой вероятностью обусловлено недостаточным давлением закачки, как следствие, неэффективным продавливанием кислотной пены в пласт;

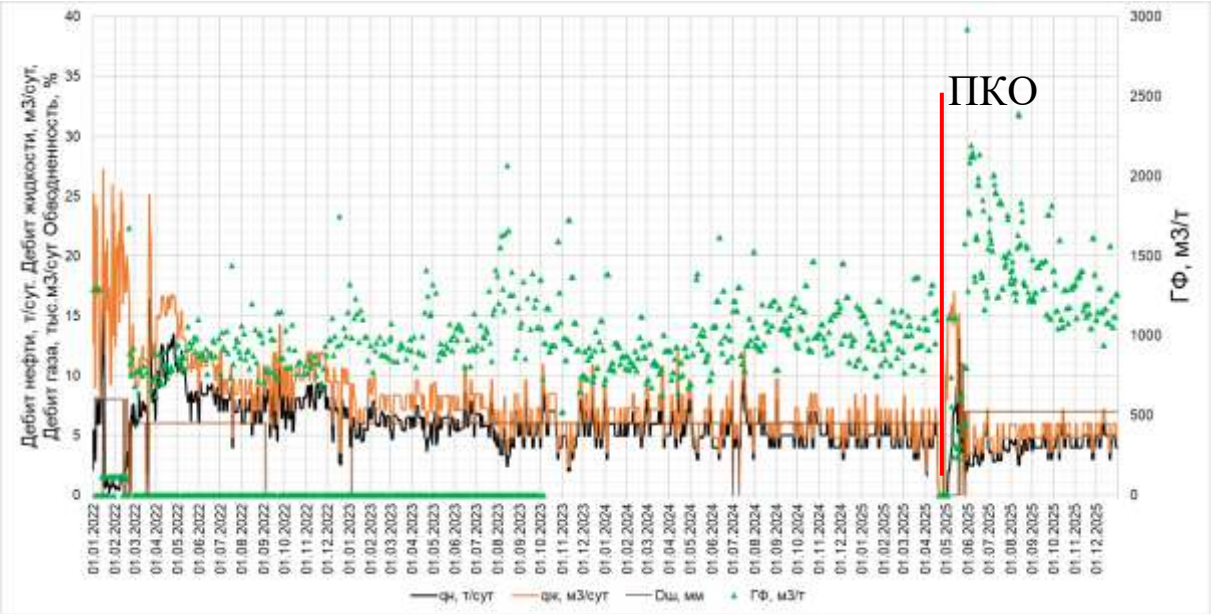


Рисунок 12.1.13 – График добычи после ПКО скв. К-086

Проведённый анализ эффективности ранее реализованных мероприятий по ПКО на месторождениях Кожасай показал их ограниченную результативность. Отсутствие устойчивого прироста добычи и низкий экономический эффект от проведённых операций свидетельствуют о нецелесообразности дальнейшего применения ПКО.

Солянокислотная обработка скважин

За анализируемый период на местождении Кожасай СКО был проведен по 3 скважинам: К098, К135, К140.

Таблица 12.1.9 – Результаты проведенных мероприятий по СКО

№ скв.	Дата пуска после ГТМ	Параметры до ГТМ			Параметры после ГТМ				
					на 01.01.2026			Ср.прирост	
		Qж, м3/сут	Обв., %	$Q_н$, т/сут	Qж, м3/сут	Обв., %	$Q_н$, т/сут	Qж, м3/сут	$Q_н$, т/сут
К098	12.06.2024	4,7	0,4%	3,89	4,3	2,3	3,7	5,7	3,3
К135	02.09.2024	1,5	0,1%	1,23	18,1	48,9	8,6	11,6	4,6
К140	13.07.2024	0	0	0	10,3	2,6%	8,5	31	24,3

Скважина К098

Проведенный вид мероприятия дополнительный ПВР+СКО интервалов:

3630-3633 (3м); 3626,5-3629 (2,5м); 3615,5-3619 (3,5м); 3603-3607м (4м); 3558,5-3560 (1,5м), в сумме 14,5м. Дополнительная добыча на 01.07.2025г составила 0,472 тыс.тн., при плановом показателе 2,269 тыс.тн. Скважина долго выходила на режим с периодическими остановками, освоение с азотной установкой. Скважина является самой краевой на южном

свода. За время КРС было закачено 360м3 жидкости глушения. Вытеснено 350м3. В целом в данном районе сниженное Рпл, соседние скважины К142 и К143 работают с дебитом 6-9 т/сут, с Рзаб 50атм. Необходимо провести ГИС, а также рекомендуется в целом по месторождению щадящий режим разработки. Рекомендуется проведение ГДИС и дальнейшее наблюдение за энергетикой скважины.

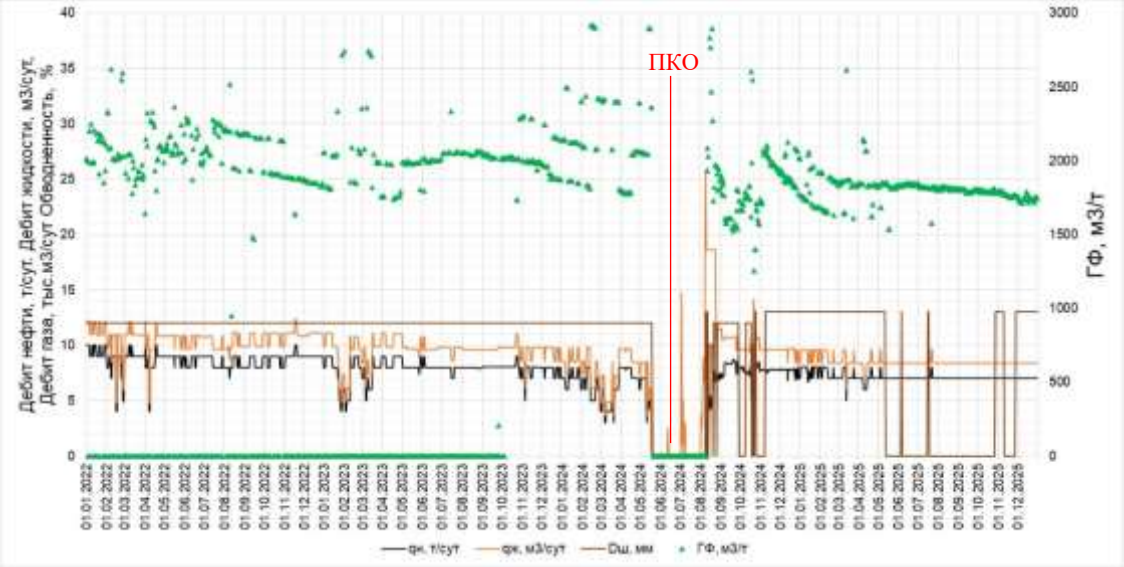


Рисунок 12.1.14 – Основные показатели добычи скважины К098

Скважина К135

Скважина вступила в эксплуатацию в 2011 году. Проведенный вид мероприятия дополнительный ПВР+СКО интервалов: 3753,5-3758,5 (5м); 3748,5-3753,5 (5м); 3711-3716 (5м); 3704-3709 (5м); 3699-3704 (5м); 3695-3699 (4м). За время КРС было закачено 760м3 жидкости глушения. Вытеснено всего 243м3. Дополнительная добыча на 01.01.2026г составила 0,716 тыс.тн., при плановом показателе 2,119 тыс.тн.

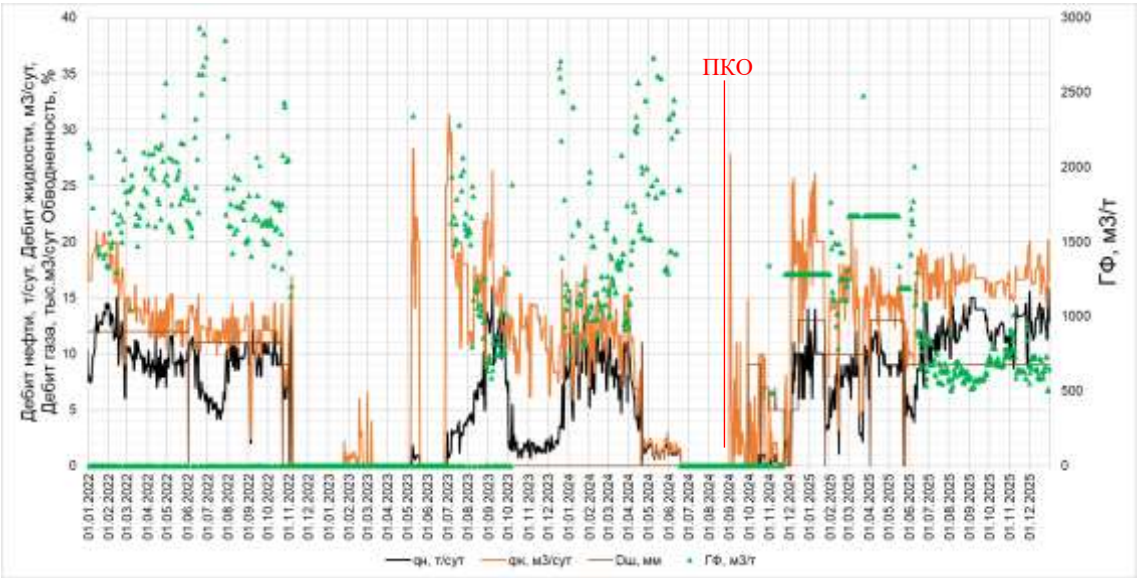


Рисунок 12.1.15 – Основные показатели добычи скважины К135

Скважина К140

Скважина запустилась в 2013 году. Проведенный вид мероприятия: СКО (замена плановой скважины К021), без подхода бригады КРС. Дополнительная добыча на 01.07.2025г 0,156 тыс.тн., при плановом показателе 1,910 тыс.тн. По графику можно заметить снижение Рзаб, после проведения ГТМ. В целом в данном районе сниженное Рпл. Отсутствие эффекта от ГТМ. Прирост за счет увеличения диаметра штуцера с 10мм до 12мм после ГТМ. Возможным фактором неэффективности мероприятия является закачка кислоты в «лоб».

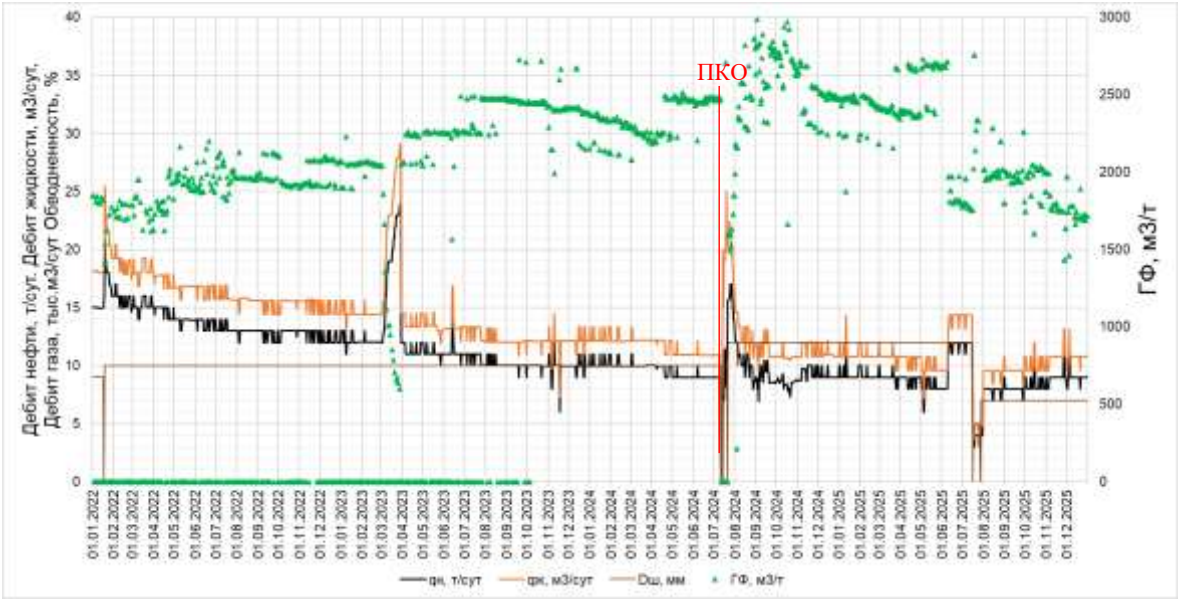


Рисунок 12.1.16 – Основные показатели добычи скважины К140

Проведённый анализ эффективности ранее реализованных мероприятий по стимулированию притока СКО на месторождении Кожасай показал их ограниченную результативность. Отсутствие устойчивого прироста добычи и низкий экономический эффект от проведённых операций свидетельствуют о нецелесообразности дальнейшего применения СКО в сложившихся геолого-технических условиях.

13 РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

13.1 РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

На момент составления настоящего Проекта разработки, по месторождению Кожасай действует Контракт на недропользование (Нефть) №359, от 10.08.1999 г.

Накопленные ликвидационные отчисления на 01.01.2026г составляют **3 603 429,97** тыс.тг по Контракту на недропользование (Нефть) №359, от 10.08.1999 г. Данная сумма распределяется между двумя месторождениями в зависимости от извлекаемых запасов Алибекмола и Кожасай. На долю месторождения Кожасай приходится **1 261 200,491** тыс.тенге.

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.

В таблице 13.1 приведены сметные расчеты, составленные в ценах 2026г.

Таблица 13.1.1 – Расчет размера суммы ликвидации промысловых объектов и оборудования (рекомендуемый вариант)

№ № п.п	№ смет и расчетов	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс.тенге		Всего, тыс. тенге
			строительно - монтажных работ	прочих затрат	
1	2	3	4	6	7
		Часть II. Строительство			
		Глава 1. Подготовка территории			
1	1-1	Рекультивация нарушенных земель,на 112 скважин	431 520	-	431 520
2		Всего по главе	431 520	-	431 520
		Глава 2. Основные объекты строительства			
3	Данные Заказчика	Ликвидация добывающих скважин - 77 шт.	5 782 190	-	5 782 190
4	2-2	Демонтаж наземного обустройства добывающих скважин-77 шт.	149 828		149 828
5	2-3	Демонтаж наземного обустройства ГЗУ - 8 шт	383 321		383 321
6	2-4	Демонтаж промысловых колекторов МАФ, ГЗУ, ЗУ-УПН, от узлов	278 605		278 605
7	2-5	Демонтаж выкидных линий от скважин	277 979		277 979
8	Данные Заказчика	Демонтаж нагнетательных скважин - 35 шт.	2 628 268		2 628 268
9	2-7	Демонтаж обустройства нагнетательных скважин - 35 шт.	51 035		51 035
10	2-8	Демонтаж коллекторов и нагнетательных водоводов - ППД	111 479		111 479
11	2-9	Демонтаж обустройства БКНС, ВРП	122 254		122 254
12	2-10	Демонтаж наземного обустройства площадок УПН	297 635		297 635
13	2-11	Демонтаж наземного обустройства площадок УПСВ			-
14	2-12	Демонтаж наземного обустройства площадок УППВ			-
15	2-13	Демонтаж объектов УПГ	663 937		663 937
16	2-14	Демонтаж склада химреагентов			-
17	2-15	Демонтаж склада оборудования и материалов			-
18	2-16	Демонтаж пожарного депо ангарного типа	60 241		60 241
19	2-17	Демонтаж сооружений вахтового поселка	79 529		79 529
20	2-15прим.	Демонтаж объектов очистных сооружений	224 553		224 553
21	2-18	Демонтаж объектов энергетического хозяйства	289 764		289 764
22	Данные Заказчика	Демонтаж ствола водяных скважин - 4 шт.	71 429		71 429
23	2-7 прим.	Демонтаж обустройства водяных скважин -4 шт.	5 833		5 833
24		Всего по главе	11 477 879	-	11 400 618
25		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-7	11 909 398		11 909 398
26		**Глава 8. Затраты на организацию и управление строительством**			
27	НДЦС РК 8.01-08-2022, прил. А, п. 8.1	Затраты на организацию и управление строительно-монтажными работами по стройке в целом (общеплощадочные затраты) - 3,2%	381 101	-	381 101
28	НДЦС РК 8.01-08-2022, прил. А, п. 8.10	Затраты, связанные с выполнением работ вахтовым методом, 3,6%		491 047	491 047
29	НДЦС РК 8.04-09-2022, п. 5.4.2	-Затраты на снегоборьбу - 0,3%	40 921		40 921
28		Всего по главе	422 022	491 047	913 069
29		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-8	12 331 420	491 047	12 822 467
30	НДЦС РК 8.01-08-2022 п.8.2.65.2	Сметная прибыль 5%	616 571		616 571
31	НДЦС РК 8.01-08-2022, п.8.2.66.4 а)	Непредвиденные работы и затраты - 3,5%	431 600		431 600
32					
33		Итого по части II в сметных ценах:	13 379 591	491 047	13 870 638
34	Пересчет итогов по кварталам с учетом коэффициента (индекса)		13 898 719	491 047	14 389 766
35		к - 1,0388			
36		**ИТОГО ПО СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ В ТЕКУЩИХ ЦЕНАХ 2026года**	**13 898 719**	**491 047**	**14 389 766**
37	Налоговый кодекс РК	Налог на добавленную строимость, 16%	-	2 302 363	2 302 363
38		**ВСЕГО ПО СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ с НДС**	**13 898 718,89**	**2 793 409,54**	**16 692 128,43**

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 13.1.2 – Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование работ	Ед. изм.	Сумма
Всего ликвидационный фонд	**тыс.тенге**	**16 692 128,434**

Накопленные ликвидационные отчисления	тыс.тенге	**1 261 200,491**
Сумма отчислении за вычетом накопленных	тыс.тенге	**15 430 927,943**
Отчисления подлежащие накоплению с учетом инфляции	**тыс.тенге**	47 935 374,472
Проектная накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс. тонн	14700,345
Базовый норматив отчислений в Ликвидационный фонд	тенге/тонну	3260,833

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 проекта расчет отчислений в ликвидационный фонд пропорционально планируемым объемам добычи нефти проведен начиная с 2026г до конца рентабельного периода.

Таблица 13.1.3 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд

Годы	**Добыча нефти**	**Норматив отчислений**	**Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд**
	тыс.т	**тенге/т**	**тыс.тенге**
2026	324,31	3260,833	1 057 531,745
2027	359,92	3260,833	1 173 625,617
2028	384,53	3260,833	1 253 872,528
2029	406,75	3260,833	1 326 346,325
2030	434,94	3260,833	1 418 261,671
2031	455,97	3260,833	1 486 826,136
2032	467,29	3260,833	1 523 742,300
2033	465,32	3260,833	1 517 324,805
2034	459,14	3260,833	1 497 175,851
2035	464,70	3260,833	1 515 300,496
2036	478,11	3260,833	1 559 049,084
2037	483,22	3260,833	1 575 715,001
2038	480,86	3260,833	1 567 997,672
2039	481,14	3260,833	1 568 910,002
2040	473,05	3260,833	1 542 545,510
2041	456,60	3260,833	1 488 894,623
2042	440,72	3260,833	1 437 109,753
2043	423,80	3260,833	1 381 933,901
2044	407,67	3260,833	1 329 358,842
2045	393,50	3260,833	1 283 122,747
2046	379,81	3260,833	1 238 494,777

Годы	Добыча нефти	Норматив отчислений	Ежегодные отчисления в ликвидационный фонд
	тыс.т	тенге/т	тыс.тенге
2047	366,60	3260,833	1 195 419,001
2048	352,51	3260,833	1 149 491,598
2049	339,10	3260,833	1 105 732,729
2050	327,30	3260,833	1 067 274,517
2052	303,77	3260,833	990 548,866
2053	292,20	3260,833	952 817,051
2054	282,04	3260,833	919 677,360
2055	271,19	3260,833	884 295,177
2056	260,85	3260,833	850 589,400
2057	251,78	3260,833	821 005,264
2058	243,02	3260,833	792 450,086
2059	233,66	3260,833	761 941,225
2060	224,75	3260,833	732 880,415
2061	216,94	3260,833	707 390,285
2062	209,39	3260,833	682 786,722
2063	201,32	3260,833	656 481,112
2064	192,88	3260,833	628 957,460
2065	184,79	3260,833	602 554,249
2066	177,02	3260,833	577 226,835
2067	169,57	3260,833	552 932,323
2068	162,42	3260,833	529 629,502
Итого	**14700,34**		**47 935 374,472**

14 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная литература

1. Правительство РК — Экологический кодекс Республики Казахстан, №400-VI ЗРК от 02.01.2021г.;
2. Правительство РК — Кодекс РК «О недрах и недропользовании», утвержденный постановлением Правительства РК №125-VI от 27 декабря 2017 года;
3. Правительство РК — Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения», утверждённый постановлением Правительства РК №219-I от 23.04.1998г. (с изменениями и дополнениями от 25.02.2021г.);
4. Правительство РК — «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждённый приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г. №239;
5. Правительство РК — Закон РК «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера» от 05.07.1996г №19-1 (с изменениями и дополнениями от 05.07.2011г), г. Астана, 2011г;
6. Правительство РК — «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан №209 от 16.03.2015г;
7. Правительство РК — «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденным приказом Министра здравохранения Республики Казахстан №18920 от 28.06.2019г;
8. Правительство РК — «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов», утвержденными Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022;
9. ВНИИ — РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений», М., ВНИИ, 1982г.;
10. Правительство РК — СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденный Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли РК №596 от 31.10.12г, г. Астана, 2012г;

11.	Правительство РК	«Инструкция по проведению оценки воздействия на окружающую среду», утвержденные Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 30.07.2021г №280;
12.	Межгосударственный комитет	Межгосударственный стандарт ГОСТ 1581-96 «Портландцементы тампонажные. Технические условия» Введен в действие постановлением Госстроя РФ №18-31 от 10.04.1998г, г. Москва, 1998г;
13.	МНП СССР	ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти», утвержденный Приказом МНП СССР №60 от 23.01.1981г, г. Москва, 1981г;
14.	Правительство РК	«Правила устройства электроустановок», утвержденные приказом Министром энергетики РК №230- от 20.03.2015г, г. (с изменениями по состоянию на 22.02.22г.)
15.	МЧС РК	Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 359. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 25 февраля 2015 года № 10332.
16.	Совет министров СССР	«Ведомственные нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» (ВНТП 3-85), утвержденные приказом Министерства нефтяной промышленности №32 от 10.01.1986 г по согласованию с Госстроем СССР и ГКНТ СССР (письмо от 16.12.85 №45-1107 с изменением №1, утвержденным и введенным в действие МНП СССР от 19.04.1989г №201, г. Москва, 1989г;
17.	Совет министров СССР	«Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений» (ОСП 72/87), утвержденные Главным государственным санитарным врачом СССР от 26.08.1987г, г. Москва, «Атомиздат», 1987г;
18.	Лысенко В.Д.	«Разработка нефтяных месторождений (проектирование и анализ)», г. Москва, «Недра», 2003г;
19.	Лысенко В.Д.	«Инновационная разработка нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра», 2000г;
20.	Ш.К. Гиматудинов	«Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра», 1983г;
21.	Правительство РК	«Методические рекомендации по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений», утвержденный Приказ МЭ РК № 329 от 24.08.2018г.;

Фондовая литература

- «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Кошкар Атырауской области РК», ТОО «КЭР», г.Атырау, 2007г
- «Отчет по результатам лабораторных исследований физико-химических показателей альбсеноманской и подтоварной проб вод, их стабильности и совместимости на месторождении Кожасай», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2010г
- «Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа залежей горизонтов КТ-II-I и КТ-II-II блока I-1 месторождения Кожасай по состоянию изученности на 01.10.2009г.», ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», г.Атырау, 2009г
- «Технологическая схема разработки месторождения Кожасай», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2009г
- «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Кожасай», г.Атырау, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2011г.
- «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Кожасай» ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2012г
- «Анализ разработки месторождения Кожасай» ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2014г
- «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Кожасай» ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2015г
- «Анализ разработки месторождения Кожасай» ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2016г
- «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Кожасай по состоянию изученности на 02.01.2016г.», АО «НИПИнефтегаз», г.Атырау, 2017г
- «Переобработка и детальная интерпретация 3Д сейсмических данных месторождения Кожасай», НИИ Чжунюань Синопек, КНР, 2017г
- Фактические промысловые материалы, производственные отчеты ТОО «Казахойл Актобе»
- «Проект разработки месторождения Кожасай» ЦКРР МЭ РК (Протокол ЦКРР РК №18/8 от 14.10.2021г), с утверждением показателей разработки на период 2021-2024гг.
- «Пересчет извлекаемых запасов газа растворенного в нефти месторождения Кожасай», (Протокол ГКЗ РК № 2454-22-У от 14.12.2022г)

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П.2.3.1 - Результаты исследования проб пластовой нефти

№ п.п	№ скважины	Дата отбора	Интервал перфорации		Абс. отм. середины инт. перф	Глубина отбора проб	Мощность интервала притока	Давление исследования	Температура исследования	Давление насыщения	Вязкость пластовой нефти	Вязкость пластовой нефти при Ps	Плотность пластовой нефти		Газосодержание (при 20°С)		Объемный коэффициент		Плотность сепарированной нефти	Плотность сепарированного газа	Коэффициент сжимаемости	Коэффициент расширения	Исполнитель
													при Рисл	при Pb			при Рисл	при Pb					
			м			м		МПа	°С	МПа	мПа*с		кг/м^3		м^3/м^3	м^3/т			кг/м^3	кг/м^3	1/МПа	1/°С	
Блок I-1																							
1	П-2	01.01.83	3558	3575	-3418,5	3200	17	33,34	76,0	28,17	0,48	0,46	682,4	674,3	205,5	240,3	1,560	1,567	855,1	1,018	12,70E-4		
2	94	17.03.89	3548	3584	-3415,5	3200	36	33,83	72,0	22,13	1,00	0,96	733,1	716,6	141,1	164,0	1,390	1,410	860,6	1,107	16,80E-4		ГВН
3	95	09.01.89	3338	3350	-3195,8	3000	12	34,13	72,0	26,11	0,47	0,44	660,9	647,5	233,8	280,3	1,650	1,676	833,0	1,085	32,30E-4		ГВН
4	95	10.10.04	3316	3536	-3277,8	3380	220	34,52	75,5	24,83	0,52	0,49	658,9	643,0	226,2	271,5	1,620	1,644	833,0	1,008	25,20E-4	12,95E-4	ГВН
5	98	11.10.04	3319	3598	-3308,0	3350	279	29,52	76,0	21,59	0,39	0,36	674,5	662,2	188,3	224,4	1,530	1,552	839,2	1,099	27,70E-4	12,00E-4	ГВН
6	К-001	07.06.05	3263	3290	-3124,3	3200	27	38,83	64,2	19,18	0,68	0,62	692,6	662,6	181,2	219,4	1,490	1,526	825,9	1,118	18,30E-4	11,00E-4	ГВН
7	К-002	19.09.05	3192,5	3545	-3215,7	3110	353	35,36	71,5	24,68	0,77	0,74	670,3	654,1	234,7	276,7	1,624	1,664	848,2	0,875	21,01E-4	-	КМГ
8	К-003*	08.05.06	3201	3558	-3226,1	3100	357	32,56	67,3	30,35	0,10	0,09	626,1	622,1	302,0	364,8	1,790	1,795	827,8	0,978	21,30E-4	11,70E-4	ГВН
9	95	16.08.07	3316	3536	-3277,8	3350	220	37,27	75,0	22,55	0,21	0,16	670,4	647,0	209,1	251,4	1,560	1,591	831,9	1,031	21,00E-4	-	ГВН
10	К-002	15.03.07	3192,5	3545	-3215,7	3092	353	35,36	72,6	23,69	0,41	0,37	637,5	617,8	227,8	273,6	1,618	1,669	832,7	0,872	26,48E-4	-	КМГ
11	К-002	15.03.07	3192,5	3545	-3215,7	3092	353	35,36	72,6	23,87			642,5	622,6	236,4	282,8	1,620	1,651	836,0	0,867	26,95E-4	-	КМГ
12	К-002	15.03.07	3192,5	3545	-3215,7	3092	353	35,36	72,6	23,65			634,0	614,4	222,5	267,6	1,618	1,649	831,5	0,871	26,86E-4	-	КМГ
13	К-003	14.03.07	3201	3558	-3226,1	3101	357	33,82	66,3	24,22			639,6	620,7	271,4	327,4	1,776	1,805	829,0	1,130	30,24E-4	-	КМГ
14	К-003	14.03.07	3201	3558	-3226,1	3101	357	33,82	66,3	24,07	0,36	0,33	635,8	617,1	252,2	301,0	1,761	1,789	838,1	1,116	29,11E-4	-	КМГ
15	К-003	14.03.07	3201	3558	-3226,1	3101	357	33,82	66,3	23,95			631,8	613,2	240,7	287,0	1,752	1,780	838,8	1,114	28,63E-4	-	КМГ
16	К-007	20.09.09	3329	3628	-3322,9	3478	299	31,16	70,0	29,52	0,38	0,37	631,6	623,7	258,1	308,9	1,753	1,764	837,6	1,013	26,25E-4	-	КМГ
17	К-054	21.09.09	3248	3526	-3233,6	3387	278	34,32	68,0	27,10	0,43	0,41	640,5	629,0	218,6	261,5	1,636	1,666	835,8	0,935	24,40E-4	-	КМГ
18	К-125	31.10.10	3298	3660	-3330,5	3250	362	33,91	83,0	26,03	0,15	0,13	635,7	621,7	255,5	306,3	1,750	1,771	834,2	1,085	26,60E-4	12,20E-4	ГВН
19	К-098	07.11.10	3319	3599	-3308,5	3350	280	26,06	81,0	24,07	0,23	0,22	654,3	651,0	210,6	251,9	1,630	1,634	835,9	1,089	20,40E-4	11,10E-4	ГВН
20	К-009	15.08.11	3349	3586	-3312,4	3470	237	29,42	71,2	24,60	0,44	0,42	717,6	710,1	194,7	228,9	1,547	1,565	850,5	1,014	36,86E-4		ННГ
21	К-009	15.08.11	3349	3586	-3312,4	3470	237	29,42	71,2	25,70	0,37	0,36	714,2	708,2	201,8	237,3	1,599	1,611	850,4	1,117	31,02E-4		ННГ
22	К-009	15.08.11	3349	3586	-3312,4	3470	237	29,42	71,2	24,10	0,55	0,53	720,1	712,1	188,5	221,6	1,483	1,497	824,3	1,037	27,10E-4		ННГ
23	К-097	15.08.11	3394	3677	-3386,0	3535	284	34,52	71,7	21,80	0,55	0,51	719,8	701,0	149,0	176,8	1,467	1,479	842,6	1,068	9,43E-4		ННГ
24	К-097	15.08.11	3394	3677	-3386,0	3535	284	34,52	71,7	21,20	0,59	0,55	727,2	708,4	142,0	168,1	1,398	1,414	839,1	1,137	11,88E-4		ННГ
25	К-097	15.08.11	3394	3677	-3386,0	3535	284	34,52	71,7	21,40	0,57	0,53	725,1	706,2	145,0	172,5	1,424	1,438	846,5	1,077	10,45E-4		ННГ
26	К-008*	12.08.12	3456	3783	-3461,5	3620	327	20,21	77,9	19,80	0,46	0,46	743,4	737,1	139,5	159,7	1,384	1,385	873,3	1,051	21,34E-4		ННГ
27	К-008*	12.08.12	3456	3783	-3461,5	3620	327	20,21	77,9	19,94	0,43	0,43	740,2	733,6	145,7	166,9	1,396	1,397	872,8	1,038	22,42E-4		ННГ
28	К-008*	12.08.12	3456	3783	-3461,5	3620	327	20,21	77,9	19,51	0,50	0,50	749,1	738,7	135,5	155,0	1,371	1,372	874,5	1,063	20,77E-4		ННГ
29	К-068*	12.08.12	3294	3759	-3371,4	3527	465	20,00	71,9	16,00	0,50	0,49	712,9	707,4	129,5	153,8	1,371	1,377	841,7	1,100	15,43E-4		ННГ
30	К-068*	12.08.12	3294	3759	-3371,4	3527	465	20,00	71,9	16,16	0,44	0,43	701,5	696,1	127,3	151,6	1,397	1,403	839,4	1,103	14,63E-4		ННГ
31	К-068*	12.08.12	3294	3759	-3371,4	3527	465	20,00	71,9	15,86	0,45	0,44	708,1	702,4	126,0	152,7	1,364	1,370	825,0	1,118	14,34E-4		ННГ
32	К-204*	14.07.12	3411	3723	-3411,6	3567	312	24,18	70,4	21,06	0,72	0,71	728,5	725,7	142,1	165,7	1,522	1,526	857,6	0,989	12,71E-4		ННГ
33	К-204*	14.07.12	3411	3723	-3412	3567	312	24,18	70,4	21,34	0,51	0,50	727,7	717,8	143,9	169,4	1,519	1,523	849,9	0,987	13,65E-4		ННГ
34	К-204*	14.07.12	3411	3723	-3412	3567	312	24,18	70,4	20,79	0,81	0,80	730,1	724,9	138,2	161,1	1,528	1,533	858,1	1,001	14,05E-4		ННГ
35	К-058	22.05.15	3436,5	3763	-3337	3585	326,5	35,20	71,3	24,23	0,49	0,46	677,3	666,3	207,7	243,6	1,587	1,609	852,8	1,080	19,80E-4		ННГ
36	К-058	22.05.15	3436,5	3763	-3337	3585	326,5	35,20	71,3	24,54	0,47	0,44	676,1	664,6	213,5	250,5	1,593	1,615	852,4	1,066	20,48E-4		ННГ
37	К-058	22.05.15	3436,5	3763	-3337	3585	326,5	35,20	71,3	25,61	0,44	0,41	674,0	662,4	227,6	267,4	1,625	1,645	850,9	1,087	21,03E-4		ННГ
38	К-026	01.10.13	3314	3515	-3262	3300	201	27,07	74,1	26,12	0,33	0,33	640,1	638,5	240,6	289,1	1,680	1,683	832,3	1,013	27,00E-4	14,00E-4	ГВН
39	К-023	02.10.13	3285,5	3570	-3278	3200	285	27,46	75,1	26,38	0,51	0,51	653,1	651,3	246,7	294,8	1,660	1,662	836,6	1,009	23,10E-4	12,00E-4	ГВН
40	К-126	16.05.14	3257	3661	-3280	3280	404	32,00	74,8	27,50	0,38	0,36	631,6	623,3	239,0	285,3	1,701	1,724	837,8	1,012	41,23E-4		КМГ
41	К-132	16.05.14	3404	3786	-3446	3450	382	30,00	75,2	26,76	0,33	0,31	632,0	625,9	232,2	278,2	1,699	1,716	834,5	1,030	43,58E-4		КМГ
42	К-064	15.09.14	3325	3638	-3297	3482	313	27,00	70,0	23,00	0,55	0,54	694,5	688,5	219,6	256,1	1,542	1,556	857,8	0,971	25,51E-4		КМГ
43	К-018	28.07.16	3458	3626	-3392	1800	168	26,07	73,1	24,57	0,62	0,62	661,0	658,0	235,4	279,6	1,652	1,658	842,0	1,060	28,39E-4		КМГ

Продолжение таблицы П.2.3.1

№ п.п	№ скважины	Дата отбора	Интервал перфорации		Абс. отм. середины инт. перф	Глубина отбора проб	Мощность интервала притока	Давление исследования	Температура исследования	Давление насыщения	Вязкость пластовой нефти	Вязкость пластовой нефти при Ps	Плотность пластовой нефти		Газосодержание (при 20°С)		Объемный коэффициент		Плотность сепарированной нефти	Плотность сепарированного газа	Коэффициент сжимаемости	Коэффициент расширения	Исполнитель
													при Рисл	при Pb			при Рисл	при Pb					
			м			м		МПа	°С	МПа	мПа*с		кг/м³		м³/м³	м³/т			кг/м³	кг/м³	1/МПа	1/°С	
44	К-022	29.07.16	3265	3634	-3297	3300	369,5	27,92	73,5	26,24	0,59	0,58	684,0	682,0	249,8	297,4	1,584	1,588	840,0	0,973	25,49E-4		КМГ
45	К-104	30.07.16	3369	3757	-3414	3400	388	26,54	74,1	23,80	0,63	0,62	722,0	718,0	206,8	248,9	1,407	1,415	831,0	0,873	27,18E-4		КМГ
46	К-123	01.08.16	3305	3600	-3301	3400	295	28,65	66,5	24,10	0,54	0,53	716,0	708,0	254,0	306,8	1,489	1,505	828,0	0,955	28,25E-4		КМГ
47	К-016*	25.06.17	3513	3798,5	-3506	2450	285,5	35,24	70,5	28,18	0,48	0,46	717,0	704,0	224,0	255,7	1,521	1,548	876,0	0,958	30,36E-4		КМГ
48	К-017*	24.06.17	3315	3680	-3346	2800	365	35,24	70,2	26,78	0,35	0,32	667,0	651,0	267,6	317,1	1,675	1,716	844,0	1,020	32,58E-4		КМГ
49	К-020*	17.06.17	3335	3595,5	-3302	2765	260,5	23,86	73,2	12,00	0,37	0,33	682,0	664,0	153,8	190,1	1,415	1,453	809,0	1,043	27,63E-4		КМГ
50	К-130	26.06.17	3329	3647	-3333	2200	318	26,32	72,2	21,60	0,45	0,44	675,0	667,0	204,7	242,8	1,571	1,590	843,0	1,062	33,45E-4		КМГ
51	К-142	27.06.17	3504	3752,5	-3476	2400	248,5	21,35	74,9	20,05	0,50	0,50	709,0	707,0	176,0	207,8	1,457	1,461	847,0	1,058	28,48E-4		КМГ
52	К-065	22.06.18	3541	3939,5	-3585	3000	398,5	22,27	70,4	21,05	0,40	0,40	658,0	655,0	200,3	235,4	1,584	1,591	851,0	0,977	36,63E-4		КМГ
53	К-137	24.06.18	3435	3800	-3460	3200	365	22,20	76,2	20,84	0,42	0,42	669,0	666,0	192,0	226,2	1,569	1,576	849,0	1,045	35,21E-4		КМГ
54	К-086	21.06.18	3415	3633	-3358	2400	217,6	24,14	75,9	23,21	0,39	0,39	651,0	649,0	206,9	241,3	1,626	1,631	845,0	1,029	36,37E-4		КМГ
55	К-026	20.06.18	3314	3515	-3264	1700	201	26,11	72,1	20,50	0,45	0,43	667,0	656,0	184,5	220,2	1,536	1,563	838,0	1,016	36,62E-4		КМГ
56	К-021*	23.06.18	3287	3567	-3278	3000	280	23,78	74,1	19,38	0,52	0,51	691,0	683,0	167,4	199,6	1,470	1,486	877,0	1,057	31,01E-4		КМГ
57	К-009*	14.06.19	3349	3586	-3309	3000	237	22,91	67,5	16,05	0,68	0,66	724,0	714,0	124,8	147,7	1,340	1,359	845,0	1,008	26,74E-4		КМГ
58	К-126*	16.06.19	3257	3661	-3280	3000	404	23,28	71,3	14,43	0,66	0,63	711,0	697,0	115,2	138,4	1,333	1,359	832,0	1,007	26,49E-4		КМГ
59	К-077*	01.11.10	3295	3579	-3281	3250	284	32,45	66,0	33,24	0,15		574,6	576,6	599,5	715,9	2,560	2,558	837,4	1,054	25,70E-4	15,70E-4	ГВН
60	К-056*	19.05.15	3361	3598	-3319	рек	237	34,25	69,9	24,43	0,82		716,2	703,2	121,7	169,9	1,143	1,158	815,0	0,936	15,57E-4		ННГ
61	К-128*	19.05.15	3356	3598	-3274	рек	242	34,20	70,5	24,02	0,66		700,8	690,9	144,6	170,4	1,404	1,410	848,5	0,948	17,14E-4		ННГ
62	К-021*	12.10.11	3287	3567	-3276	рек	280	34,52	74,0	30,80	0,31		523,4	513,6	421,9	497,5	2,030	2,055	848,1	0,829	32,87E-4		ННГ
63	К-002	02.11.10	3169	3545	-3204	рек.	376	31,35	72,0	25,17	0,43		656,7	646,2	235,8	281,4	1,680	1,696	838,0	1,119	25,10E-4	12,70E-4	ГВН
64	К-003	03.11.10	3201	3558	-3226	рек	357	26,92	68,0	24,93	0,15		635,9	632,4	248,4	301,1	1,730	1,734	825,0	1,114	21,40E-4	11,20E-4	ГВН
65	К-009	04.11.10	3348,5	3585,5	-3312	рек	237	25,56	70,0	25,05	0,48		690,8	690,0	198,5	234,6	1,540	1,541	846,1	1,111	20,30E-4	10,40E-4	ГВН
66	К-135*	29.08.11	3373	3692	-3381	рек	319	34,50	77,2	14,80	0,41		691,2	667,8	94,2	112,3	1,182	1,189	838,6	0,825	3,33E-4		ННГ
67	К-131	08.09.11	3419	3691	-3404	рек	272	29,82	78,1	27,30	0,28		579,5	568,0	271,1	322,6	1,620	1,652	840,4	0,8	21,82E-4		ННГ
68	К-007	12.09.11	3329	3601	-3309	рек	272	31,20	71,4	27,40	0,24		581,0	574,7	287,8	315,9	1,7	1,657	834,9	1,009	18,51E-4		ННГ
69	К-202	12.10.11	3267	3566	-3262	рек	299	33,10	75,0	23,60	0,25		604,5	600,1	208,2	256,1	1,496	1,511	813,2	0,8	16,29E-4		ННГ
70	К-065*	13.07.12	3541	3939	-3585	рек	398	33,53	72,1	18,44	0,44		659,6	619,7	126,9	149,3	1,439	1,502	850,2	0,780	25,50E-4		ННГ
71	К-073*	13.08.12	3450	3823	-3484	рек	374	33,03	74,1	33,03	0,23		546,4	544,5	278,0	373,6	1,769	1,769	833,4	0,800	32,23E-4		ННГ
72	К-128*	13.08.12	3356	3752	-3393	рек	396	34,31	78,0	26,28	0,25		597,8	568,4	224,4	302,3	1,536	1,592	829,8	0,785	36,04E-4		ННГ
73	К-134*	13.08.12	3470	3784	-3476	рек	314	29,88	78,6	29,19	0,19		523,9	514,9	268,8	399,8	1,738	1,734	824,1	0,828	37,59E-4		ННГ
74	К-143*	13.08.12	3478,5	3752	-3460	рек	274	34,54	71,7	15,74	1,40		760,5	707,3	133,5	158,4	1,256	1,342	842,9	0,843	26,31E-4		ННГ
75	К-140	04.10.13	3375	3812	-3324	рек	437	25,50	77,5	24,32	0,48		660,8	658,9	225,6	272,8	1,620	1,622	827,0	1,088	20,00E-4	13,00E-4	ГВН
76	К-068	05.10.13	3294	3759	-3265	рек	465	26,48	71,6	25,50	0,43		659,1	657,4	233,1	276,6	1,690	1,692	842,9	1,165	21,00E-4	11,00E-4	ГВН
77	К-055	06.10.13	3407	3810	-3325	рек	403	26,48	74,0	25,50	0,40		668,0	666,4	229,6	276,3	1,590	1,592	830,9	1,017	18,00E-4	10,00E-4	ГВН
78	К-135*	28.06.21	3373	3692	-3455	3200	319	20,03	71,3	13,16	0,88		747,0	738,5	80,5	95,8	1,230	1,241	840,0	1,000	16,29E-4		КМГ
79	К-140*	01.07.21	3375	3812	-3547	3200	437	22,26	71,3	18,28	0,61		697,0	691,6	119,5	145,4	1,341	1,348	822,0	0,955	16,52E-4		КМГ
80	К-204*	29.06.21	3411	3723	-3602	3150	312	23,76	71,3	12,72	0,80		736,0	721,8	93,1	111,3	1,262	1,283	837,0	1,020	18,96E-4		КМГ
81	К-022*	07.10.21	3264,5	3634	-3455	3100	370	25,66	67,6	7,56	0,99		750,0	728,2	55,7	67,6	1,174	1,203	824,0	1,015	15,84E-4		КМГ
82	К-128	13.08.20	3320	3752	-3520	3000	432	25,00	71,3	24,10	0,59		667,0	665,6	199,3	240,2	1,601	1,604	830,0	1,181	31,68E-4		КМГ
83	К-143	21.09.20	3478	3752	-3580	3100	274	22,50	74,3	21,60	0,63		664,0	662,6	181,4	217,5	1,545	1,548	834,0	1,070	35,93E-4		КМГ
84	К-306*	15.11.23	3264	3579				8,79	75,4	4,99	0,99		730,0	725,0	52,7	63,9	1,225		824,0	1,347	21,50E-4		КМГ
85	К-343*	29.10.25	3391,5	3515				9,50	74,3	7,10	0,89		755,0	748,0	60,1	71,1	1,198		846,0	0,977	25,30E-4		КМГ
86	К-344	03.12.25	3278	3562				30,0	67,0	21,80	0,62		704,0	691,0	198,1	236,2	1,469		839,0	1,049	51,76E-4		КМГ
Среднее по блоку Блок I-1							**288,7**	**30,6**	**72,5**	**24,2**	**0,46**	**0,45**	**666,9**	**657,1**	**216,5**	**257,5**	**1,594**	**1,612**	**838,9**	**1,032**	**26,06E-4**	**11,7E-4**	

Продолжение таблицы П.2.3.1

№ п.п	№ скважины	Дата отбора	Интервал перфорации		Абс. отм. середины инт. перф	Глубина отбора проб	Мощность интервала притока	Давление исследования	Температура исследования	Давление насыщения	Вязкость пластовой нефти	Вязкость пластовой нефти при Ps	Плотность пластовой нефти		Газосодержание (при 20°С)		Объемный коэффициент		Плотность сепарированной нефти	Плотность сепарированного газа	Коэффициент сжимаемости	Коэффициент расширения	Исполнитель
													при Рисл	при Pb			при Рисл	при Pb					
			м			м		МПа	°С	МПа	мПа*с		кг/м³		м³/м³	м³/т			кг/м³		1/МПа	1/°С	
Блок II-2																							
1	86*	02.12.86	3565	3587	-3432	3500	22	36,19	74,0	21,01	0,72	0,67	750,3	729,3	132,3	153,6	1,360	1,381	861,1	1,213	13,90E-4		ГВН
2	86	24.08.87	3472	3486	-3331	3440	14	34,32	70,0	23,30	0,54	0,51	727,7	711,2	178,8	211,7	1,480	1,497	844,5	1,308	15,40E-4		ГВН
3	86	06.02.88	3345	3365	-3210	3000	20	34,91	71,0	23,26	0,44	0,40	678,9	660,1	211,8	254,9	1,600	1,618	831,0	1,213	15,40E-4		ГВН
4	91*	18.11.05	3309	3543	-3390	3100	234	35,36	70,4	26,34	0,25	0,22	641,7	626,3	356,6	436,0	1,746	1,796	817,9	1,232	34,55E-4	-	КМГ
5	91*	18.11.05	3309	3543	-3390	3100	234	35,36	70,4	25,17	0,29	0,26	645,8	628,8	277,6	339,3	1,704	1,752	818,2	1,228	23,70E-4	-	КМГ
6	К-006	19.08.07	3375	3593	-3435	3350	218	37,27	72,0	20,95	0,64	0,59	739,0	716,1	148,0	171,7	1,380	1,406	862,0	1,060	16,00E-4	-	ГВН
7	К-006	14.08.11	3411	3593	-3435	3501	182	34,48	75,3	24,42	0,31	0,28	669,5	653,3	228,4	272,2	1,585	1,614	839,0	1,068	28,53E-4		ННГ
8	К-006	14.08.11	3411	3593	-3435	3501	182	34,48	75,3	23,52	0,36	0,33	678,2	660,6	217,7	262,7	1,571	1,603	829,0	1,071	28,93E-4		ННГ
9	К-006	14.08.11	3411	3593	-3435	3501	182	34,48	75,3	24,18	0,33	0,30	673,2	656,7	222,5	268,4	1,580	1,604	833,0	1,071	22,97E-4		ННГ
10	К-044*	14.07.12	3384,5	3714,5	-3414	3549	330	22,29	71,5	21,95	0,54	0,54	667,4	664,1	121,8	143,3	1,455	1,456	850,2	0,992	16,64E-4		ННГ
11	К-044*	14.07.12	3384,5	3714,5	-3414	3549	330	22,29	71,5	21,99	0,42	0,42	670,0	666,8	149,9	178,1	1,488	1,488	841,7	1,036	15,72E-4		ННГ
12	К-044*	14.07.12	3384,5	3714,5	-3414	3549	330	22,29	71,5	21,86	0,59	0,59	660,5	659,9	131,4	153,6	1,493	1,494	855,5	0,992	16,80E-4		ННГ
13	К-091	30.09.13	3376,5	3543	-3390	3300	167	28,93	73,8	20,70	0,60	0,57	661,4	648,2	199,9	235,4	1,580	1,599	849,4	0,993	23,00E-4	11,00E-4	ГВН
14	К-039	03.10.13	3480	3752	-3419	3400	272	31,77	74,8	21,09	0,74	0,71	728,1	713,2	145,2	169,4	1,380	1,399	857,5	1,024	18,00E-4	9,00E-4	ГВН
15	К-045	04.07.14	3444,5	3765	-3371	3605	321	30,90	72,0	24,05	0,54	0,52	652,2	639,6	258,7	309,4	1,659	1,691	835,9	0,950	35,76E-4		КМГ
16	К-047	13.09.14	3459,5	3785,5	-3493	3623	326	27,69	71,7	23,90	0,63	0,62	734,7	728,1	175,4	204,3	1,401	1,413	858,8	0,970	26,33E-4		КМГ
17	К-040	14.09.14	3511	3681,5	-3323	3597	171	31,41	71,9	24,50	0,50	0,48	696,9	687,3	196,9	231,3	1,501	1,522	851,5	0,987	24,58E-4		КМГ
18	К-042	22.05.15	3444,5	3680,5	-3351	3560	236	34,20	71,3	33,06	0,33	0,33	620,0	617,9	308,0	368,7	1,844	1,847	835,4	0,980	27,98E-4		ННГ
19	К-042	22.05.15	3444,5	3680,5	-3351	3560	236	34,20	71,3	22,03	0,41	0,37	652,1	631,7	232,0	279,4	1,646	1,675	830,5	1,058	23,73E-4		ННГ
20	К-042	22.05.15	3444,5	3680,5	-3351	3560	236	34,20	71,3	27,23	0,40	0,38	673,9	662,5	248,4	293,0	1,622	1,639	848,0	0,998	24,11E-4		ННГ
21	К-049*	23.05.15	3494,5	3855,5	-3436	3665	361	34,2	70,7	19,20	0,64	0,59	712,7	691,7	131,1	155,5	1,375	1,399	854,4	1,059	16,01E-4		ННГ
22	К-049*	23.05.15	3494,5	3855,5	-3436	3665	361	34,2	70,7	18,14	0,70	0,65	722,5	700,3	128,5	151,7	1,358	1,383	847,0	1,062	15,64E-4		ННГ
23	К-049*	23.05.15	3494,5	3855,5	-3436	3665	361	34,2	70,7	18,23	0,76	0,71	720,6	698,1	126,2	149,2	1,390	1,409	846,4	1,043	11,80E-4		ННГ
24	К-005	16.06.17	3349	3600	-3389	2674	251	32,08	67,8	25,87	0,53	0,51	665,0	656,0	247,2	288,9	1,660	1,683	856,0	1,005	26,71E-4		КМГ
25	К-004*	08.06.19	3317	3591	-3431	3000	274	19,17	71,3	17,16	0,75	0,74	739,0	736,0	121,8	141,7	1,335	1,341	860,0	1,003	26,40E-4		КМГ
26	К-047	10.06.19	3460	3786	-3493	3100	326	23,65	71,3	20,33	0,72	0,71	724,0	719,0	138,4	159,4	1,390	1,400	868,0	1,000	28,80E-4		КМГ
27	К-049	12.06.19	3495	3856	-3436	3000	361	22,73	71,3	21,10	0,45	0,44	684,0	681,0	188,3	222,9	1,520	1,526	845,0	1,038	32,16E-4		КМГ
28	К-006*	04.11.10	3410,5	3592,5	-3435	рек.	182	28,57	73,0	25,17	0,15		603,3	596,7	325,9	402,4	1,930	1,941	809,8	1,089	32,70E-4	14,80E-4	ГВН
29	К-091	05.11.10	3309	3543	-3390	рек	234	27,98	67,0	24,88	0,33		676,3	671,3	218,6	259,3	1,620	1,627	843,2	1,141	21,90E-4	11,20E-4	ГВН
30	К-004	29.09.11	3441	3591	-3431	рек	150	34,50	73,1	25,95	0,49		621,7	608,8	248,2	285,4	1,503	1,514	869,7	0,853	12,87E-4		ННГ
31	К-086*	13.07.12	3415	3632,6	-3466	рек	218	19,86	77,5	19,86	0,37		684,9	684,9	130,0	155,0	1,378	1,428	838,2	0,809	15,31E-4		ННГ
32	К-051	07.10.13	3483	3803	-3438	рек	320	25,11	72,8	24,61	0,54		670,8	670,0	228,2	269,2	1,630	1,631	847,7	1,064	18,00E-4	9,00E-4	ГВН
33	К-48Д*	30.06.21	3436,5	3602	-3477	3300	166	22,74	71,3	21,90	0,77		727,0	725,9	120,1	140,7	1,325	1,327	854,0	0,941	20,57E-4		КМГ
34	К-051	31.07.20	3483	3803	-3652	3400	320	24,60	70,8	21,80	0,61		684,0	679,5	189,9	225,8	1,580	1,590	841,0	1,253	35,97E-4		КМГ
35	К-052*	23.06.22	3503	3604	-3555	3600	101	15,37	71,3	10,32	1,31		802,0	796,1	57,1	65,6	1,155	1,165	871,0	0,987	19,96E-4		КМГ
36	К-055	13.08.20	3407	3810	-3643	3200	403	27,00	71,3	24,50	0,44		650,0	645,9	207,4	249,3	1,620	1,628	832,0	1,072	31,03E-4		КМГ
37	К-058	11.08.20	3436	3763	-3587	3400	327	22,30	72,3	20,10	0,75		688,0	684,6	175,4	210,6	1,556	1,562	833,0	1,361	28,31E-4		КМГ
Среднее по блоку Блок II-2									**71,9**	**24,0**	**0,51**	**0,47**	**680,4**	**669,7**	**209,3**	**248,0**	**1,561**	**1,578**	**845,3**	**1,067**	**28,60E-4**		
Среднее по горизонту КТ-II									**72,2**	**24,1**	**0,48**	**0,46**	**673,7**	**663,4**	**212,9**	**252,7**	**1,577**	**1,595**	**842,1**	**1,050**	**27,33E-4**		

проба после «АР-2024г» ННГ-НИПИнефтегаз ГВН-Гипровостокнефть КМГ-ТОО НИИ "Каспиймунайгаз", КМГ Инжиниринг

*-некондиционные пробы

Таблица П.2.3.2 - Результаты исследования проб нефти в поверхностных условиях

№№ п/п	Горизонт	№№ скважины	Объект	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Плотность, кг/м³	Содержание солей, мг/дм³	Содержание, %						Парафин		Температура, ºС		Кинематическая вязкость, мм²/с					Кисл. число, мг/кон гр	Фракционный состав						Организация, проводившая исследования
								воды	смол силикагелевых	асфальтенов	серы	золы	кокса	%	температура плавления ºС	застывание	вспышки	10ºС	20ºС	30ºС	40ºС	50ºС		Н.К. ºС	100ºС	150ºС	200ºС	250ºС	300ºС	
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	28	29	30	31
Блок I-1																														
1	**КТ-II-I**	**95**	КТ-II	18.03.89	3338-3350	829,0	-	-	4,85	0,05	0,94	-	-	6,67	56	-9	-	13,7	4,6	-	2,9	-	-	56	4	18	31	-	53	Гипровостокнефть
2		**К-001**	КТ-II	07.06.05	3263-3290	825,9	27,47	отс.	3,63	следы	0,67	0,012	1,09	5,10	53	-11	ниже -35	8,16	5,54	4,30	3,57	2,95	0,55	37	13	26	35	-	60	Гипровостокнефть
3	**КТ-II-II**	**П-2**	КТ-II	1983	3558-3575	855,1	4,6	0,10	8,70	1,00	1,8	-	-	7,80	50	-8	-	-	-	-	-	-	-	60	3	13	24	-	45	
4		**94**	КТ-II	17.03.89	3572-3584	860,6	90	0,03	6,91	0,83	1,63	-	-	8,06	52	-15	-	17,4	8,9	-	5,3	-	-	80	1	9	20	-	42	Гипровостокнефть
5		**К-068**	КТ-II	12.08.12	3294-3759	833,6	10,0		6,40	0,20	0,83	0,19	0,84	4,30		-6,0	н-23	11,4	6,9	5,0	3,9	3,2	0,06	51,0	8,0	20,5	34,5		57,5	НИПИ нефтегаз
6		**К-073**	КТ-II	13.08.12	3449,5-3823	833,4	12,0	0,06	6,70	0,40	0,81	0,10	0,85	4,50		-18,0	н-23	9,2	6,5	4,9	3,9	3,2	0,08	54,0	6,5	20,5	33,5		55,5	НИПИ нефтегаз
7		**К-023**	КТ-II	02.10.13	3285,5-3570	836,6	18,1	1,00	5,20	0,90	0,75	0,01	1,24	4,40	54,0	-30,0	-30,0	14,4	6,8	4,9	4,0	3,3	0,03	48,0	10,0	25,0	36,0		58,0	Гипровостокнефть
8		**К-026**	КТ-II	01.10.13	3314-3515	832,3	108,7	10,2	5,30	2,30	0,70	0,01	1,36	3,40	54,0	-25,0	-30,0	9,2	6,2	4,6	3,7	3,1	0,01	65,0	8,0	22,0	33,0		53,0	Гипровостокнефть
9		**К-068**	КТ-II	05.10.13	3294-3759	842,9	20,3	0,09	11,14	3,04	0,70	0,01	1,35	3,63	55,0	-30,0	-30,0	11,2	7,4	5,7	4,6	3,7	0,01	37,0	12,0	27,0	38,0		57,0	Гипровостокнефть
10		**К-026**	КТ-II	30.05.15		832,9	1308		8,90		0,73		1,08	3,90	61,8	-12,0	-12,0	9,03	6,42	4,73	3,83	3,19		51,0	8,0	21,0	32,0	46,0	56,0	НИПИ нефтегаз
11		**К-123**	КТ-II	01.08.16	3305-3600	828,2	76	0,54	7,51		0,75			1,38	58,5	-33,0	-28,0	7,05	5,37	4,05	3,23	2,67	0,03	55,0	8,0	19,0	31,0	41,0	52,0	Каспиймунайгаз
12		**К-026**	КТ-II	20.06.18	3314-3515	839,6	21	0,03	9,75		0,75		1,36	1,15	57,0	-20,0	-25,0	9,73	7,18	5,39	4,24	3,44	0,01	60,0	6,0	21,0	33,0	43,0	55,0	Каспиймунайгаз
13		**95**	КТ-II	10.10.04	3316-3536	833,0	3,83	следы	3,14	0,29	0,64	0,008	1,0	3,62	51	-30	ниже -35	9,24	6,26	4,78	3,89	3,18	0,132	47	8	24	34	-	57	Гипровостокнефть
14	**КТ-II-I+КТ-II-II**	**95**	КТ-II	16.08.07	3316-3536	831,9	7,34	отс.	4,12	0,37	0,58	-	-	4,55	54	-35	ниже -35	8,08	5,76	4,69	3,73	3,14	0,010	66	4	18	30	-	54	Гипровостокнефть
15		**98**	КТ-II	11.10.04	3319-3598	839,2	7,73	отс.	3,74	0,28	0,07	0,008	1,29	3,73	50	-32	ниже -35	9,29	6,24	4,76	3,64	3,04	0,138	38	9	22	32	-	55	Гипровостокнефть
16		**К-002**	КТ-II	2005	3192.5-3545	817,5	68,75	следы	3,47	отс.	0,57	-	1,10	0,68	54,4	-19	ниже -7	-	4,97	-	3,77	-	0,04	40	12	26	39	49	65	Каспиймунайгаз
17		**К-002**	КТ-II	15.03.07	3192.5-3195	825,2	65,54	отс.	3,98	отс.	0,76	-	1,16	3,20	54,4	-22	ниже -7	-	5,39	4,26	3,44	2,88	0,13	50	9	19	32	43	57	Каспиймунайгаз
18		**К-003**	КТ-II	08.05.06	3201-3558	827,8	12,30	отс.	3,14	следы	0,67	0,02	0,60	5,15	52	-35	ниже -35	8,16	5,42	4,00	3,24	2,74	0,302	48	10	25	38	-	63	Гипровостокнефть
19		**К-003**	КТ-II	14.03.07	3201-3558	819,2	35,50	отс.	3,94	отс.	0,71	-	1,18	1,68	54	-21	ниже -7	-	4,59	3,59	3,00	2,56	0,160	45	8	21	35	45	60	Каспиймунайгаз
20		**К-077**	КТ-II	01.11.10	3295-3579	837,4	4,70	0,03	4,8	отс.	0,59	0,006	0,40	4,40	55	-30	ниже -35	7,50	4,74	3,83	3,18	2,64	0,16	30	22	41	53	-	70	Гипровостокнефть
21		**К-098**	КТ-II	07.11.10	3319-3599	835,9	18,9	0,06	5,60	0,70	0,71	0,04	1,34	3,90	55	-15	ниже -35	11,16	6,73	5,0	3,93	3,25	0,12	33	11	24	35	-	55	Гипровостокнефть
22		**К-125**	КТ-II	31.10.10	3298-3660	834,2	4,7	отс.	6,60	4,8	0,60	0,02	1,39	6,60	52	-6	-29	8,56	5,70	4,66	3,73	3,06	0,13	37	11	25	36	-	56	Гипровостокнефть
23		**К-002**	КТ-II	01.11.10	3169-3545	838,0	13,00	0,04	5,70	0,50	0,65	0,01	1,10	3,10	55	-18	ниже -35	9,77	6,08	4,70	3,54	2,89	0,2	37	11	25	34	-	54	Гипровостокнефть
24		**К-003**	КТ-II	03.11.10	3201-3558	825,0	4,70	отс.	4,40	отс.	0,65	0,02	1,00	2,00	56	-26	ниже -35	5,47	3,84	3,18	2,53	2,11	0,170	32	20	40	51	-	67	Гипровостокнефть
25		**К-009**	КТ-II	04.11.10	3348,5-3585,5	846,1	17,70	отс.	6,20	0,70	0,93	0,01	1,30	3,80	56	-20	ниже -35	10,48	7,39	6,07	4,79	3,86	0,17	36	11	26	38	-	58	Гипровостокнефть
26		**К-009**	КТ-II	15.08.11	3348,5-3585,5	845,1	18,0	0,06	11,10	0,80	1,24	0,04	2,50	4,40		-15,0	-22,0	12,42	8,20	60,07	4,69	3,82	0,06	41,0	7,0	19,5	29,5	41,5	51,5	НИПИ нефтегаз
27		**К-097**	КТ-II	15.08.11	3393,5-3677	800,3	6,0	0,03	4,20	0,30	0,05	0,04	1,93	3,50		-15,0	-22,0	4,07	3,15	2,46	2,05	1,79	0,09	41,5	13,0	33,0	47,0	59,0	67,0	НИПИ нефтегаз
28		**К-007**	КТ-II	08.09.11	3329-3601	834,9	5,0	0,03	11,10	0,70	0,05	0,02	2,01	3,70		-12,0	-12,0	8,50	6,62	4,90	3,90	3,40	0,05	49,0	6,5	22,0	34,0	45,5	56,0	НИПИ нефтегаз
29		**К-131**	КТ-II	08.09.11		840,4	102,0	0,09	5,30	0,50	0,03	0,02	1,40	4,50		-12,0	н-22	22,2	11,9	6,8	5,0	4,0	0,03	40,0	12,0	31,0	43,5	59,0	65,5	НИПИ нефтегаз
30		**К-135**	КТ-II	29.09.11		831,6	6,0	0,06	6,60	0,60	0,03	0,05	2,24	3,70		-15,0	н-20	11,7	6,9	5,1	4,1	3,5	0,07	46,0	10,0	22,0	35,0	47,0	55,0	НИПИ нефтегаз
31		**К-021**	КТ-II	12.10.11	3287-3567	816,8	76,0	0,06	4,70	0,60	0,03	0,01	1,77	3,50		-18,0	н-23	3,7	2,9	2,40	1,98	1,69	0,08	45,0	10,5	22,5	35,5	48,0	56,0	НИПИ нефтегаз
32		**К-202**	КТ-II	12.10.11	3267-3566	813,2	98,0	0,09	4,30	0,50	1,12	0,01	1,31	3,30		-21,0	н-24	3,6	2,9	2,4	2,0	1,7	0,07	42,0	12,0	32,5	46,5	58,0	66,5	НИПИ нефтегаз
33		**К-008**	КТ-II	12.08.12	3456-3783	828,1	118,0	0,50	4,60	0,30	0,86	0,27	1,05	3,50		-12,0	н-23	8,8	6,0	4,6	3,6	3,0	0,03	48,5	10,0	25,0	37,0		65,0	НИПИ нефтегаз
34		**К-065**	КТ-II	13.07.12	3541-3939	850,2	196,0	0,20	8,90	0,50	1,26	0,33	1,27	4,40		-6,0	н-23	16,3	9,9	7,0	5,1	4,0	0,06	56,5	5,5	17,0	29,5		56,5	НИПИ нефтегаз
35		**К-128**	КТ-II	13.08.12	3356-3752	829,8	12,0	0,03	11,00	0,10	0,83	0,16	0,97	4,90		-15,0	н-23	7,8	5,9	4,6	3,7	3,1	0,06	49,0	6,5	18,5	30,5	39,5	50,5	НИПИ нефтегаз
36		**К-134**	КТ-II	13.08.12	3470-3784	824,1	13,0	0,06	16,20	0,20	0,71	0,15	0,89	5,80		-12,0	н-23	7,9	5,7	4,2	3,3	2,7	0,02	59,0	6,5	23,5	36,0	46,0	55,5	НИПИ нефтегаз
37		**К-143**	КТ-II	13.08.12	3478,5-3752	842,9	23,0	0,50	8,50	0,20	1,10	0,18	0,96	3,70		-24,0	-23,0	10,4	7,3	5,5	4,4	3,6	0,15	47,0	12,0	28,0	38,5	52,5	63,5	НИПИ нефтегаз
38		**К-204**	КТ-II	14.07.12	3411-3723	838,4	156,0	0,20	7,30	0,20	1,07	0,21	0,92	4,50		-9,0	-23,0	14,1	8,4	5,4	4,2	3,4	0,07	55,0	7,0	22,0	37,0		56,0	НИПИ нефтегаз
39		**К-055**	КТ-II	06.10.13	3407-3810	830,9	55,0	0,70	7,91	2,92	1,02	0,01	1,22	3,24	54,0	-30,0	-30,0	5,9	4,3	3,0	2,9	2,4	0,02	50,0	12,0	26,0	36,0		56,0	Гипровостокнефть
40		**К-140**	КТ-II	04.10.13	3375-3812	827,0	12,3	0,03	7,70	3,20	0,54	0,01	1,08	2,30	55,0	-30,0	-30,0	6,5	4,7	3,6	3,0	2,5	0,01	32,0	17,0	33,0	44,0		61,0	Гипровостокнефть

Продолжение таблицы П.2.3.2

№№ п/п	Горизонт	№№ скважины	Объект	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Плотность, кг/м^3	Содержание солей, мг/дм^3	Содержание, %						Парафин		Температура, °С		Кинематическая вязкость, мм^2/с					Кисл. число,	Фракционный состав						Организация, проводившая исследования
								воды	смол силикагелевых	асфальтенов	серы	золы	кокса	%	температура плавления °С	застывание	вспышки	10°С	20°С	30°С	40°С	50°С		Н.К.°С	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С	
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	28	29	30	31
41	КТ-П-I+КТ-II-II	**К-126**	КТ-II	16.05.14	3257-3661	841,3	324,3	3,20	17,67	0,25	0,74		1,71	3,92	53,6	-33,0	-7,0	13,5	9,6	6,0	5,7	4,6	0,48	80,0	2,0	11,0	21,0	34,0	47,0	Каспиймунайгаз
42		**К-132**	КТ-II	16.05.14	3404-3786	838,7	21,4	0,06	17,23	0,23	0,88		1,76	4,00	53,7	-24,0	-7,0		7,6			3,6	0,48	50,0	7,0	17,0	29,0	44,0	57,0	Каспиймунайгаз
43		**К-064**	КТ-II	15.09.14	3325-3638	862,7	47,7	1,60	13,61	0,14	1,16		1,67	4,11	54,2	-21,0	-7,0	18,39	12,50	8,92	6,76	5,31	0,05	50,0	9,0	18,0	27,0	35,0	46,0	Каспиймунайгаз
44		**К-056**	КТ-II	19.05.15	3361-3598	843,9	21,0		8,4		1,11		0,91	4,30	64,8	-12,0	22,0	12,17	7,50	5,83	4,57	3,71		41,0	10,5	22,0	32,5	43,5	54,0	НИПИ нефтегаз
45		**К-128**	КТ-II	19.05.15	3356-3598	845,1	1558	9,80	8,90		0,94		1,17	4,60	60,4		16,0	15,81	8,86	6,32	4,87	3,95		56,0	6,5	17,5	32,0	43,0	53,0	НИПИ нефтегаз
46		**К-058**	КТ-II	22.05.15	3436,5-3763	840,4	682,0	1,40	12,80		1,22		1,24	3,50	62,4	-12,0	-23,0	9,92	6,94	5,34	4,20	3,22		34,0	11,5	23,5	33,5	43,0	53,0	НИПИ нефтегаз
47		**К-018**	КТ-II	28.07.16	3458-3626	842,2	0	0,12	11,13		0,85		1,45	2,26	56,2	-31,0	-24,0	10,66	7,76	5,73	4,47	3,61	0,06	65,0	3,0	13,0	25,0	35,0	47,0	Каспиймунайгаз
48		**К-022**	КТ-II	29.07.16	3264,5-3634	840,0	29		9,76		0,96		0,48	0,98	57,2	-33,0	-22,0	9,63	7,04	5,27	4,15	3,38	0,06	70,0	5,0	15,0	27,0	37,0	48,0	Каспиймунайгаз
49		**К-104**	КТ-II	30.07.16	3369-3757	839,7	12		9,41		0,88		1,43	1,03	57,0	-33,0	-27,0	9,52	7,05	5,30	4,18	3,40	0,06	60,0	7,0	20,0	31,0	41,0	52,0	Каспиймунайгаз
50		**К-016**	КТ-II	25.06.17	3513-3799	875,3	34	0,03	12,47		0,81		1,28	1,61	56,1	-20,0	-25,0	51,69	26,8	16,41	11,03	8,2	0,01	55,0	10,0	27,0	43,0	51,0	61,0	Каспиймунайгаз
51		**К-017**	КТ-II	24.06.17	3314,5-3680	843,7	15		11,47		0,78		1,11	1,31	57,2	-20,0	-17,0	11,22	8,13	6,05	4,71	3,80	0,02	70,0	6,0	16,0	26,0	36,0	47,0	Каспиймунайгаз
52		**К-020**	КТ-II	17.06.17	3335-3596	826,4	9		11,27		0,67		1,26	2,17	57,1	-20,0	-24,0	6,69	5,11	3,94	3,18	2,62	0,02	65,0	7,0	23,0	39,0	50,0	63,0	Каспиймунайгаз
53		**К-130**	КТ-II	26.06.17	3329-3647	841,7	40	0,03	11,38	0,20	0,79		1,05	1,35	57,4	-20,0	-21,0	11,09	8,05	6,00	4,58	3,65	0,02	65,0	6,0	17,0	27,0	37,0	48,0	Каспиймунайгаз
54		**К-142**	КТ-II	27.06.17	3504-3752,5	849,1	20		14,44	0,65	0,93		1,17	1,12	59,0	-20,0	-9,0	12,36	8,94	6,55	5,06	4,05	0,01	85,0	2,0	11,0	21,0	31,0	43,0	Каспиймунайгаз
55		**К-065**	КТ-II	22.06.18	3541-3940	850,2	72		11,55		1,19		1,35	1,21	57,2	-20,0	-24,0	12,12	8,66	6,25	4,82	3,88	0,01	50,0	8,0	18,0	28,0	36,0	46,0	Каспиймунайгаз
56		**К-137**	КТ-II	24.06.18	3435-3800	838,6	24	0,03	9,67		0,88		1,42	1,19	57,2	-20,0	-25,0	9,01	6,75	5,08	4,01	3,25	0,01	50,0	10,0	24,0	35,0	43,0	55,0	Каспиймунайгаз
57		**К-021**	КТ-II	23.06.18	3287-3567	838,0	15		8,48	0,20	0,77		1,34	1,48	57,1	-20,0	-26,0	9,01	6,72	5,04	4,00	3,19	0,01	40,0	10,0	25,0	35,0	45,0	56,0	Каспиймунайгаз
58		**К-009**	КТ-II	14.06.19	3348,5-3586	848,7	24	0,03	11,47	0,09	1,18		1,33	1,20	56,2	-36,0	-22,0	11,19	8,15	6,00	4,66	3,75	0,02	65,0	6,0	17,0	27,0	35,0	46,0	Каспиймунайгаз
59		**К-126**	КТ-II	16.06.19	3257-3661	833,9	98	0,09	19,39	0,20	0,77		1,35	1,42	55,7	-30,0	-25,0	7,88	6,03	4,64	3,69	3,01	0,02	70,0	4,0	10,0	17,0	26,0	36,0	Каспиймунайгаз
60		**К-135**	КТ-II	28.06.21	3373-3692	840,6	22	-	11,14	0,56	0,84		2,51	0,51	54,5	-42,0	-24,0	9,58	7,05	5,32	4,20	3,35		55,0	5,0	16,0	26,0	34,0	44,0	КМГ Инжиниринг
61		**К-140**	КТ-II	01.07.21	3375-3812	821,0	55	0,06	8,65	0,34	0,71		2,43	0,40	57,0	-33,0	-27,0	5,80	4,52	3,54	2,86	2,33		45,0	10,0	23,0	32,0	40,0	52,0	КМГ Инжиниринг
62		**К-204**	КТ-II	29.06.21	3411-3723	837,6	27	-	9,11	0,36	1,25		2,45	0,91	54,6	-36,0	-26,0	8,30	6,22	4,68	3,70	3,00		45,0	8,0	21,0	31,0	38,0	52,0	КМГ Инжиниринг
63		**К-022**	КТ-II	07.10.21	3264,5-3634	824,0	60	0,06	9,18	0,36	0,65		0,05	0,99	54,5	-36,0	-25,0	6,22	4,80	3,66	3,04	2,60		60,0	4,0	14,0	25,0	35,0	45,0	КМГ Инжиниринг
64		**К-128**	КТ-II	13.08.20	3320-3752	830,5	349	0,28	9,77	-	0,77		1,56	1,23	55,9	-39,0	-25,0	7,19	5,41	4,19	3,51	2,79		55,0	8,0	18,0	27,0	33,0	45,0	КМГ Инжиниринг
65		**К-143**	КТ-II	21.09.20	3478-3752	834,2	132	0,16	10,43	0,21	0,18		1,61	1,20	56,0	-39,0	-25,0	8,65	6,22	4,60	3,70	3,02		65,0	4,0	12,0	20,0	28,0	39,0	КМГ Инжиниринг
66		**К-306**	КТ-II	15.11.23	3264-3579	825,1	30	0,03	9,10	0,13	0,72		1,31	1,20	57,0	-36,0	-25,0	6,26	4,85	3,80	3,08	2,57	0,05	45,0	10,0	22,0	32,0	40,0	50,0	КМГ Инжиниринг
67		**К-343**	КТ-II	29.10.25	3391,5-3515	848,3	1356	1,60	6,43	0,11	0,88		1,44	1,90	55,8	-27,0	-7,0	12,20	9,37	6,53	5,68	4,07	0,03	80,0	4,0	19,0	31,0	42,0	57,0	КМГ Инжиниринг
68		**К-344**	КТ-II	03.12.25	3278-3562	839,1	29	-	6,38	-	0,97		1,50	1,38	54,1	-24,0	-7,0	9,10	6,50	4,77	4,01	3,60	0,04	60,0	8,0	22,0	32,0	42,0	54,0	КМГ Инжиниринг
Мин						821,0	0,0	0,0	3,1	0,1	0,03	0,0	0,1	0,4	50,0	-42,0	-30,0	5,5	3,8	3,0	2,5	2,1	0,0	30,0	2,0	10,0	17,0	26,0	36,0	
Max						850,2	682,0	3,2	19,4	3,2	1,25	0,3	2,5	6,6	64,8	-6,0	22,0	51,7	11,9	60,1	5,7	4,6	0,6	85,0	22,0	41,0	53,0	59,0	70,0	
Среднее						**835,9**	**58,4**	**0,3**	**8,8**	**0,8**	**0,76**	**0,1**	**1,3**	**2,8**	**55,5**	**-24,5**	**-22,4**	**9,9**	**6,7**	**6,0**	**3,9**	**3,2**	**0,1**	**52,3**	**8,4**	**21,5**	**32,7**	**40,1**	**53,8**	

Продолжение таблицы П.2.3.2

№№ п/п	Горизонт	№№ скважины	Объект	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Плотность, кг/м³	Содержание солей, мг/дм³	Содержание, %						Парафин		Температура, °С		Кинематическая вязкость, мм²/с					Кисл. число, мг/кон гр	Фракционный состав						Организация, проводившая исследования
								воды	смол силикагелевых	асфальтенов	серы	золы	кокса	%	температура плавления °С	застывание	вспышки	10°С	20°С	30°С	40°С	50°С		Н.К.°С	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С	
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	28	29	30	31
Блок II-2																														
69	КТ-II-I	**86**	КТ-II	06.02.88	3345-3365	831,0	701,0	1,4	4,39	0,22	0,33	-	-	6,19	53	-2	-	-	4,5	-	2,8	-	-	36	9	24	35	-	58	Гипровостокнефть
70		**К-006***	КТ-II	04.11.10	3410,5-3592,5	809,8	18,90	0,7	4,20	0,50	0,87	0,01	0,80	2,30	56	-35	ниже -35	3,22	2,49	2,07	1,76	1,52	0,160	37	21	42	55	-	75	Гипровостокнефть
71		**К-006**	КТ-II	14.08.11	3410,5-3592,5	808,9	132,0	0,12	7,30	0,50	1,13	0,01	1,60	2,90		-27,0	н-23	3,51	2,89	2,37	1,97	1,68	0,12	38,5	13,5	33,0	46,0	60,5	68,0	НИПИ нефтегаз
72	КТ-II-II	**86**	КТ-II	02.12.86	3565-3587	861,1	119	0,37	7,50	1,00	1,9	-	-	6,50	53	-13	-	14,6	8,5	-	5,0	-	-	60	3	15	25	-	44	Гипровостокнефть
73		**86**	КТ-II	24.08.87	3472-3486	844,5	-	-	3,71	0,14	0,44	-	-	8,91	49	-8	-	10,6	6,3	-	3,7	-	-	54	7	21	31	-	51	Гипровостокнефть
74		**К-040**	КТ-II	14.09.14	3511-3682	858,1	12146	8,76	13,79	0,17	1,08		1,63	4,06	54,0	-24,0	-7,0	33,7	15,3	8,9	6,1	4,7	0,10	50,0	9,0	24,0	35,0	45,0	57,0	Каспиймунайгаз
75		**К-042**	КТ-II	22.05.15	3445-3681	797,5	75,0		6,10		0,78		0,86	3,30	64,0	-18,0	-23,0	3,49	2,71	2,24	1,94	1,64		33,0	19,0	34,5	47,0	57,0	64,5	НИПИ нефтегаз
76	КТ-II-I+КТ-II-II	**91**	КТ-II	18.11.05	3287.5-3543	822,2	68,75	отс.	3,96	отс.	0,71	-	1,14	0,74	54	-19	ниже -7	-	4,53	-	2,57	-	0,180	70	6	16	32	45	63	Каспиймунайгаз
77		**К-006**	КТ-II	19.08.07	3375-3592.5	862,0	6,12	0,24	-	-	1,76	-	-	4,43	54	-20	ниже -35	21,33	9,67	7,16	5,51	4,42	отс.	45	9	19	30	-	53	Гипровостокнефть
78		**91**	КТ-II	05.11.10	3309-3543	843,2	8,30	отс.	5,80	0,40	1,12	0,01	1,30	3,20	55	-15	ниже -15	8,55	5,84	5,65	4,42	3,81	0,310	33	11	25	35	-	55	Гипровостокнефть
79		**К-004**	КТ-II	29.09.11	3441-3591	857,4	27,0	0,09	9,10	0,70	0,02	0,06	2,28	4,70		-12,0	н-23	17,1	10,6	7,6	5,9	5,1	0,17	59,0	8,0	18,0	28,0	40,0	48,0	НИПИ нефтегаз
80		**К-044**	КТ-II	14.07.12	3384,5-3714,5	835,9	144,0	0,09	6,30	0,40	1,22	0,28	1,13	4,20		-9,0	н-23	11,3	6,6	4,9	4,0	3,3	0,08	47,0	13,0	28,0	38,0		63,0	НИПИ нефтегаз
81		**К-086**	КТ-II	13.07.12	3415-3633	838,2	712,0	0,60	7,50	0,30		0,24	2,18	3,60		-15,0	н-24	9,1	6,7	5,0	4,3	3,3	0,02	52,0	6,0	20,0	33,0		54,0	НИПИ нефтегаз
82		**К-039**	КТ-II	03.10.13	3480-3752	857,5	2,9	0,18	11,30	2,10	1,28	0,03	1,71	3,20	54,0	-20,0	-30,0	15,8	9,1	6,3	5,0	4,0	0,01	48,0	7,0	19,0	28,0		46,0	Гипровостокнефть
83		**К-051**	КТ-II	07.10.13	3483-3803	847,7	77,5	0,40	10,40	2,80	1,13	0,01	1,29	3,40	54,0	-30,0	-30,0	10,6	6,6	5,0	4,0	3,2	0,01	48,0	8,0	18,0	28,0		46,0	Гипровостокнефть
84		**К-091**	КТ-II	30.09.13	3376,5-3543	849,4	10,9	0,03	8,60	3,10	1,08	0,03	1,53	3,20	54,0	-20,0	-30,0	14,6	7,5	5,5	4,3	3,5	0,01	104		7,0	20,0		45,0	Гипровостокнефть
85		**К-045**	КТ-II	04.07.14	3444,5-3765	834,5	12,0		13,14	0,11	0,92		1,74	4,11	54,0	-54,0	-7,0	7,9	5,92	4,6	3,7	3,13	0,08	55,0	5,0	15,0	25,0	35,0	48,0	Каспиймунайгаз
86		**К-047**	КТ-II	13.09.14	3459,5-3786	867,1	26,8	0,03	14,11	0,21	1,47		1,69	3,92	54,4	-21,0	-7,0	22,6	14,2	9,5	7,0	5,4	0,05	50,0	8,0	17,0	27,0	36,0	46,0	Каспиймунайгаз
87		**К-049**	КТ-II	23.05.15	3494,5-3856	842,1	47,0	0,06	7,10		1,15		0,94	4,00	66,0	-3,0	-19,0	10,74	7,15	5,19	4,24	3,51		57,0	6,0	20,0	33,5	45,0	55,0	НИПИ нефтегаз
88		**К-005**	КТ-II	16.06.17	3349-3600	855,2	209	0,24	14,51	0,69	0,62		1,23	1,09	58,5	-20,0	-7,0	13,24	9,07	6,32	5,07	4,23	0,02	85,0	1,0	11,0	21,0	29,0	42,0	Каспиймунайгаз
89		**К-086**	КТ-II	21.06.18	3415-3668	839,0	27		9,39		0,80		1,35	1,05	57,0	-20,0	-25,0	9,56	7,15	5,38	4,22	3,42	0,01	50,0	9,0	22,0	32,0	42,0	54,0	Каспиймунайгаз
90		**К-004**	КТ-II	08.06.19	3317-3591	859,9	36	0,06	12,27	0,13	1,29		1,41	1,27	56,1	-30,0	0,0	18,13	12,04	8,14	6,00	4,71	0,03	80,0	2,0	12,0	24,0	34,0	46,0	Каспиймунайгаз
91		**К-047**	КТ-II	10.06.19	3459,5-3786	869,2	24	0,03	12,35	0,12	1,56		1,34	1,42	56,1	-36,0	-22,0	27,68	16,78	11,08	7,95	5,97	0,04	75,0	2,0	10,0	19,0	29,0	42,0	Каспиймунайгаз
92		**К-049**	КТ-II	12.06.19	3494,5-3856	841,9	30	0,03	11,31	0,07	1,14		1,29	1,29	56,1	-36,0	-25,0	8,57	6,42	4,90	3,89	3,18	0,02	45,0	11,0	24,0	34,0	44,0	54,0	Каспиймунайгаз
93		**К-48Д**	КТ-II	30.06.21	3436,5-3602	854,0	60	0,06	11,79	0,23	1,34		2,49	0,65	54,0	-36,0		12,87	9,07	6,55	5,01	3,99		60,0	8,0	17,0	25,0	33,0	45,0	КМГ Инжиниринг
94		**К-051**	КТ-II	31.07.20	3483-3803	841,5	23	-	11,75	2,21	1,15		1,97	2,14	56,1	-27,0	-25,0	8,68	6,40	4,88	3,79	3,16		80,0	2,0	7,0	15,0	23,0	35,0	КМГ Инжиниринг
95		**К-052**	КТ-II	23.06.22	3503-3604	871,1	113	0,12	18,48	1,76	1,58		1,36	0,86	55,6	-51,0	-7,0	20,69	14,08	9,49	7,10	5,54		60,0	4,0	11,0	22,0	30,0	40,0	КМГ Инжиниринг
96		**К-055**	КТ-II	13.08.20	3407-3810	832,6	179	0,16	8,91	0,13	1,09		1,95	1,03	55,1	-27,0	-25,0	6,78	5,19	4,00	3,21	2,53		50,0	8,0	18,0	27,0	34,0	45,0	КМГ Инжиниринг
97		**К-058**	КТ-II	11.08.20	3436-3763	833,2	154	0,18	8,96	1,18	1,16		2,24	0,69	55,5	-27,0	-17,0	6,84	7,84	8,84	9,84	10,8	11,84	60,0	7,0	17,0	27,0	37,0	49,0	КМГ Инжиниринг
Мин						822,2	2,9	0,03	3,96	0,07	0,02	0,01	0,80	0,65	53,0	-54,0	-30,0	3,2	2,5	2,1	1,8	1,5	0,0	33,0	1,0	7,0	15,0	23,0	35,0	
Max						844,5	208,9	0,70	18,48	3,10	1,90	0,28	2,49	6,50	66,0	-3,0	0,0	27,7	16,8	11,1	9,8	10,8	11,8	85,0	21,0	42,0	55,0	60,5	75,0	
Среднее по блоку II-2						**836,9**	**65,2**	**0,17**	**9,78**	**0,92**	**1,10**	**0,05**	**1,51**	**2,62**	**56,0**	**-25,0**	**-18,7**	**12,4**	**7,9**	**6,0**	**4,7**	**4,0**	**0,8**	**55,1**	**7,9**	**19,5**	**30,3**	**38,4**	**51,2**	
Среднее по горизонту КТ-II						**836,3**	**62,1**	**0,24**	**9,35**	**0,85**	**0,93**	**0,06**	**1,41**	**2,74**	**55,8**	**-24,8**	**-21,0**	**11,1**	**7,3**	**6,0**	**4,3**	**3,6**	**0,4**	**53,3**	**8,2**	**20,6**	**31,5**	**39,2**	**52,5**	

отбракованные значения параметров

проба после «АР -2024г»

Таблица П.4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, 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			нефти	жидкости	
2026	3	76	0	0	0	11,4	0	0	0	0	0	60	13	16,0	17,3	67,7
2027	3	79	0	1	0	22,8	0	0	0	0	0	64	13	16,9	19,0	69,9
2028	3	82	0	0	0	34,2	1	0	1	1	0	66	14	17,3	20,1	79,1
2029	3	85	0	0	0	45,6	0	0	0	0	0	69	14	17,5	20,4	83,9
2030	3	88	0	0	0	57,0	1	0	1	1	0	71	15	17,6	20,8	83,8
2031	3	91	0	0	0	68,4	2	0	2	2	0	72	17	17,2	20,7	75,7
2032	3	94	0	0	0	79,8	0	0	0	0	0	75	17	16,9	20,7	77,1
2033	3	97	0	0	0	91,2	2	0	2	2	0	76	19	16,6	20,6	81,8
2034	3	100	0	0	0	102,6	2	0	2	2	0	77	21	16,3	20,6	80,4
2035	0	100	0	0	0	102,6	2	0	2	2	0	75	23	15,7	20,2	76,6
2036	0	100	0	0	0	102,6	1	0	1	1	0	74	24	15,0	19,6	72,8
2037	0	100	0	0	0	102,6	1	0	1	1	0	73	25	14,4	19,3	71,8
2038	0	100	0	0	0	102,6	0	0	0	0	0	73	25	13,8	18,9	67,9
2039	0	100	0	0	0	102,6	0	0	0	0	0	73	25	13,3	18,5	65,9
2040	0	100	0	0	0	102,6	0	0	0	0	0	73	25	12,7	18,1	63,9
2041	0	100	0	0	0	102,6	0	0	0	0	0	73	25	12,2	17,7	66,1
2042	0	100	0	0	0	102,6	0	0	0	0	0	73	25	11,7	17,3	64,2
2043	0	100	0	0	0	102,6	0	0	1	1	0	72	25	11,3	16,9	61,9
2044	0	100	0	0	0	102,6	0	0	0	0	0	72	25	10,8	16,6	59,8
2045	0	100	0	0	0	102,6	0	0	0	0	0	72	25	10,4	16,2	58,1
2046	0	100	0	0	0	102,6	0	0	0	0	0	72	25	10,0	15,9	59,9
2047	0	100	0	0	0	102,6	0	0	0	0	0	72	25	9,6	15,5	61,6
2048	0	100	0	0	0	102,6	0	0	1	1	0	71	25	9,2	15,2	59,4
2049	0	100	0	0	0	102,6	0	0	0	0	0	71	25	8,8	14,9	60,6
2050	0	100	0	0	0	102,6	0	0	0	0	0	71	25	8,5	14,6	58,9
2051	0	100	0	0	0	102,6	0	0	0	0	0	71	25	8,1	14,3	57,2
2052	0	100	0	0	0	102,6	0	0	1	1	0	70	25	7,8	14,0	58,1
2053	0	100	0	0	0	102,6	0	0	0	0	0	70	25	7,5	13,7	56,2
2054	0	100	0	0	0	102,6	0	0	0	0	0	70	25	7,2	13,4	54,6
2055	0	100	0	0	0	102,6	0	0	1	1	0	69	25	6,9	13,1	52,7

Таблица П.4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. 1 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м^3		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м^3		ГФ, м^3/т
		начальных	текущих							годовая	накопленная			годовая	накопленная	
2026	324,3	1,4	2,2	8094,4	36,1	0,070	351,4	8241,8	7,7	305,0	6014,8	46,9	38,2	625,925	7316,134	1930,0
2027	359,9	1,6	2,5	8454,3	37,7	0,073	404,1	8645,9	10,9	315,0	6329,8	42,8	38,4	707,235	8023,369	1965,0
2028	384,3	1,7	2,7	8838,6	39,4	0,077	444,8	9090,7	13,6	369,4	6699,3	46,3	38,8	760,998	8784,367	1980,0
2029	403,6	1,8	3,0	9242,2	41,2	0,080	469,9	9560,5	14,1	407,4	7106,6	48,5	39,2	768,846	9553,213	1905,0
2030	419,6	1,9	3,2	9661,9	43,1	0,084	496,7	10057,3	15,5	420,5	7527,1	47,7	39,6	763,757	10316,970	1820,0
2031	420,7	1,9	3,3	10082,6	44,9	0,088	505,0	10562,2	16,7	418,5	7945,7	47,0	40,0	723,619	11040,589	1720,0
2032	425,5	1,9	3,4	10508,0	46,8	0,091	519,3	11081,5	18,1	454,4	8400,0	50,0	40,4	689,229	11729,818	1620,0
2033	429,3	1,9	3,6	10937,4	48,8	0,095	532,7	11614,3	19,4	508,9	8908,9	55,0	41,0	671,895	12401,714	1565,0
2034	426,2	1,9	3,7	11363,6	50,7	0,099	537,6	12151,8	20,7	556,1	9465,0	60,0	41,8	639,315	13041,029	1500,0
2035	408,4	1,8	3,7	11771,9	52,5	0,102	524,8	12676,6	22,2	583,2	10048,2	65,0	42,7	588,057	13629,086	1440,0
2036	381,0	1,7	3,6	12152,9	54,2	0,106	499,8	13176,4	23,8	592,7	10640,8	70,0	43,6	525,734	14154,821	1380,0
2037	361,9	1,6	3,5	12514,8	55,8	0,109	483,9	13660,3	25,2	609,7	11250,5	75,0	44,6	470,467	14625,288	1300,0
2038	345,6	1,5	3,5	12860,4	57,3	0,112	470,9	14131,2	26,6	588,5	11839,0	75,0	45,6	429,184	15054,471	1242,0
2039	331,5	1,5	3,5	13191,9	58,8	0,115	460,7	14591,9	28,0	570,9	12409,8	75,0	46,4	391,183	15445,655	1180,0
2040	318,0	1,4	3,4	13509,9	60,2	0,117	450,7	15042,6	29,4	553,8	12963,7	75,0	47,2	355,563	15801,218	1118,0
2041	305,1	1,4	3,4	13815,0	61,6	0,120	440,9	15483,4	30,8	573,2	13536,9	80,0	48,0	305,432	16106,650	1001,1
2042	292,7	1,3	3,4	14107,7	62,9	0,123	431,3	15914,7	32,1	556,2	14093,1	80,0	48,8	271,030	16377,680	926,0
2043	279,3	1,2	3,4	14387,1	64,1	0,125	419,5	16334,3	33,4	536,8	14630,0	80,0	49,5	239,243	16616,923	856,5
2044	266,7	1,2	3,3	14653,8	65,3	0,127	408,3	16742,6	34,7	518,4	15148,4	80,0	50,1	211,290	16828,213	792,2
2045	255,9	1,1	3,3	14909,6	66,5	0,130	399,5	17142,1	35,9	503,2	15651,7	80,0	50,7	187,491	17015,705	732,8
2046	245,5	1,1	3,3	15155,1	67,6	0,132	390,8	17532,9	37,2	519,1	16170,7	85,0	51,4	166,373	17182,078	677,8
2047	235,5	1,0	3,2	15390,6	68,6	0,134	382,4	17915,3	38,4	533,6	16704,3	90,0	52,1	147,633	17329,711	626,9
2048	224,7	1,0	3,2	15615,3	69,6	0,136	371,9	18287,2	39,6	515,2	17219,5	90,0	52,8	130,312	17460,023	579,9
2049	214,6	1,0	3,1	15829,9	70,6	0,138	361,9	18649,1	40,7	525,4	17744,9	95,0	53,5	115,081	17575,104	536,4
2050	205,8	0,9	3,1	16035,7	71,5	0,139	354,1	19003,2	41,9	510,2	18255,1	95,0	54,2	102,119	17677,223	496,1
2051	197,5	0,9	3,1	16233,2	72,4	0,141	346,5	19349,7	43,0	495,6	18750,7	95,0	54,8	90,616	17767,839	458,9
2052	188,4	0,8	3,0	16421,6	73,2	0,143	337,0	19686,7	44,1	503,8	19254,4	100,0	55,4	79,980	17847,820	424,5
2053	179,9	0,8	3,0	16601,5	74,0	0,144	327,9	20014,6	45,1	486,8	19741,2	100,0	56,0	70,629	17918,448	392,6
2054	172,6	0,8	3,0	16774,1	74,8	0,146	320,8	20335,4	46,2	473,0	20214,2	100,0	56,6	62,673	17981,122	363,2
2055	164,7	0,7	2,9	16938,8	75,5	0,147	312,0	20647,4	47,2	456,8	20671,0	100,0	57,2	55,314	18036,436	335,9

Т.П 11.2.1 - Капитальные вложения в целом по месторождению, вариант 1

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)													
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	**43 752 997**	5 577 009	-	9 222 978	-	6 778 889	-	-	10 950 183	11 223 938	-	-
Ввод из бурения наклонно-направленных	тыс.тг.	**50 137 450**	3 545 367	7 445 271	-	12 312 617	-	13 251 454	13 582 741	-	-	-	-
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	**9 708 904**	-	4 499 811	-	-	5 209 093	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения водозаборных	тыс.тг.	**207 000**	207 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	**250 898**	-	-	-	250 898	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	**104 057 250**	9 329 376	11 945 082	9 222 978	12 563 516	11 987 983	13 251 454	13 582 741	10 950 183	11 223 938	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО													
Обустройство промысла													
Обустройство скважины	тыс.тг.	**3 851 721**	360 000	378 000	396 900	416 745	437 582	448 522	459 735	471 228	483 009	-	-
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	**956 262**	-	-	67 083	-	73 959	151 616	-	159 291	163 274	167 356	85 770
Строительство АБК на УПН Кожасай	тыс.тг.	**250 000**	250 000										
Обновление ПО РСУ "Delta V"	тыс.тг.	**100 000**	100 000										
Закуп ЧРП VFD TOSHIBA WG-2, БКНС м-р Кожасай.	тыс.тг.	**106 285**	106 285										
Прочие проекты	тыс.тг.	**158 014**	79 007	79 007									
Капитальному ремонту газовых двигателей «CATERPILLAR» Кожасай	тыс.тг.	**3 411 716**	212 901	212 901	212 901	-	133 726	133 726	267 452	-	-	212 901	212 901
ОНСС	тыс.тг.	**6 019 301**	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709
ИТ (аппартное обеспечение, програмый продукт)	тыс.тг.	**192 233**	26 642	6 585	6 914	7 260	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623
Приобретение нематериальных активов	тыс.тг.	**95 226**	39 000	47 023	9 203	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	15 140 759	1 435 543	985 224	954 710	685 714	914 599	1 003 195	996 518	899 851	915 614	649 588	568 002
Всего с со строительством скважин с учетом инфляции	**тыс.тг.**	**119 198 009**	**10 764 919**	**12 930 306**	**10 177 688**	**13 249 229**	**12 902 581**	**14 254 649**	**14 579 258,99**	**11 850 034**	**12 139 551,85**	**649 588**	**568 001,99**

Продолжение таблица 11.2.1

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)													
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения наклонно-направленных	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ввод из бурения водозаборных	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО													
Обустройство промысла													
Обустройство скважины	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	87 914	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Строительство АБК на УПН Кожасай	тыс.тг.												
Обновление ПО РСУ "Delta V"	тыс.тг.												
Закуп ЧРП VFD TOSHIBA WG-2, БКНС м-р Кожасай.	тыс.тг.												
Прочие проекты	тыс.тг.												
Капитальному ремонту газовых двигателей «CATERPILLAR» Кожасай	тыс.тг.	212 901	212 901	-	133 726	133 726	267 452	-	-	212 901	212 901	212 901	212 901
ОНСС	тыс.тг.	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709	261 709
ИТ (аппартное обеспечение, програмый продукт)	тыс.тг.	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623	7 623
Приобретение нематериальных активов	тыс.тг.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	570 146	482 232	269 332	403 058	403 058	536 784	269 332	269 332	482 232	482 232	482 232	482 232
Всего с со строительством скважин с учетом инфляции	**тыс.тг.**	**570 146**	**482 232,28**	**269 332**	**403 057,53**	**403 058**	**536 783,53**	**269 332**	**269 331,53**	**482 232**	**482 232**	**482 232**	**482 232**

Т.П 11.2.2 - Бюджетная эффективность в целом по месторождению, вариант 1

Составляющие	Ед.изм.	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ													
НДС (с выручки)	тыс.тг.	**132 103 460**	3 839 933	4 836 080	4 545 040	4 652 786	4 734 526	4 836 528	5 013 301	5 185 444	5 276 496	5 182 060	4 955 139
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**28 522 935**	538 729	604 902	655 746	688 533	722 960	741 034	759 560	778 549	798 013	817 963	838 412
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг.	**10 952 345**	205 920	231 962	251 826	264 417	277 638	284 579	291 693	298 986	306 460	314 122	321 975
Налог на имущество	тыс.тг.	**11 534 658**	323 784	424 314	506 516	578 792	657 875	731 713	805 319	852 672	877 456	827 184	710 733
Прочие налоги	тыс.тг.	**6 754 127**	342 784	326 461	310 915	296 110	282 009	275 131	268 421	261 874	255 487	249 255	243 176
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	**133 940 061**	2 539 839	2 174 968	3 313 255	3 558 111	3 768 128	3 872 108	4 013 639	4 151 461	4 224 363	4 148 763	5 049 029
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	**140 800 045**	3 603 222	3 085 586	4 614 048	4 955 035	5 247 505	5 260 788	5 320 075	5 815 923	5 773 711	5 532 081	5 557 804
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**91 824 077**	2 593 791	2 567 899	3 292 273	3 498 906	3 674 299	3 775 689	3 913 696	4 048 086	4 119 173	4 045 455	3 868 310
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	**59 157**	8 888	6 447	3 919	2 318	875	3	3	3	3	3	3
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**74 729 337**	3 203 675	3 730 604	4 168 384	4 269 432	4 150 843	4 144 162	4 253 377	4 253 384	4 216 693	4 069 611	3 544 802
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**136 785**	0	81 736	55 049	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**367 150 067**	**9 520 700**	**8 398 798**	**12 626 892**	**13 458 869**	**14 047 604**	**14 248 679**	**14 612 483**	**15 275 495**	**15 294 862**	**14 822 377**	**15 179 105**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	**112 364 250**	3 802 953	4 300 294	4 272 136	5 025 764	5 270 612	5 676 170	5 880 608	5 479 428	5 673 508	3 206 837	3 077 908
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	**-19 739 211**	-36 980	-535 786	-272 904	372 978	536 086	839 641	867 307	293 985	397 012	-1 975 223	-1 877 231
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**499 253 527**	**13 360 633**	**13 234 878**	**17 171 932**	**18 111 655**	**18 782 131**	**19 085 207**	**19 625 784**	**20 460 938**	**20 571 358**	**20 004 437**	**20 134 244**

Продолжение таблица 11.2.2

Составляющие	Ед.изм.	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ															
НДС (с выручки)	тыс.тг.	4 824 784	4 722 118	4 643 410	4 566 014	4 489 905	4 415 068	4 318 752	4 226 656	4 156 207	4 086 933	4 048 786	4 042 350	4 042 085	3 970 567
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	859 372	880 857	902 878	925 450	948 586	972 301	996 608	1 021 524	1 047 062	1 073 238	1 100 069	1 127 571	1 155 760	1 184 654
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг.	330 024	338 275	346 732	355 400	364 285	373 392	382 727	392 295	402 103	412 155	422 459	433 021	443 846	454 942
Налог на имущество	тыс.тг.	611 280	526 225	452 030	388 475	335 316	290 992	252 470	218 026	190 109	167 738	148 725	132 565	115 756	98 394
Прочие налоги	тыс.тг.	237 245	231 458	225 813	220 305	214 932	209 690	204 575	199 586	194 718	189 969	185 335	180 815	176 405	172 102
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	4 916 210	4 811 604	4 731 409	4 652 551	4 575 007	5 141 435	5 029 278	4 922 034	4 839 999	5 056 789	4 972 508	4 863 779	4 759 835	4 680 503
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	5 279 612	5 041 242	5 181 763	4 971 121	4 769 041	4 880 189	4 657 298	4 724 741	4 532 678	4 604 211	4 417 046	4 215 086	4 247 973	4 075 290
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	3 766 551	3 686 407	3 624 966	3 564 549	3 505 139	3 446 719	3 371 531	3 299 636	3 244 642	2 278 974	2 240 990	2 191 989	2 145 144	2 109 391
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	937	3 482	6 099	5 868
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	3 352 573	3 207 646	3 000 964	2 858 317	2 709 272	2 364 087	2 158 419	1 947 891	1 788 349	1 694 488	1 512 011	1 243 905	989 886	819 451
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**14 528 086**	**14 001 597**	**13 823 147**	**13 370 156**	**12 931 675**	**13 263 738**	**12 734 156**	**12 499 079**	**12 083 451**	**11 390 630**	**10 951 296**	**10 349 863**	**9 998 619**	**9 630 029**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	3 067 737	3 032 966	2 993 909	3 040 205	3 055 457	3 106 787	3 062 990	3 051 095	3 129 974	3 152 356	3 216 652	3 366 535	3 330 587	3 349 215
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	-1 757 046	-1 689 152	-1 649 500	-1 525 809	-1 434 448	-1 308 281	-1 255 763	-1 175 561	-1 026 233	-934 577	-832 134	-675 815	-711 497	-621 351
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**19 352 870**	**18 723 715**	**18 466 556**	**17 936 169**	**17 421 580**	**17 678 806**	**17 052 909**	**16 725 734**	**16 239 659**	**15 477 563**	**15 000 082**	**14 392 213**	**14 040 703**	**13 600 595**

Продолжение таблица 11.2.2

Составляющие	Ед.изм.	2051	2052	2053	2054	2055
1	2	29	30	31	32	33
ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ						
НДС (с выручки)	тыс.тг.	3 885 936	3 784 034	3 688 009	3 613 078	3 521 437
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	1 214 271	1 244 627	1 275 743	1 307 637	1 340 327
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг.	466 316	477 974	489 923	502 171	514 725
Налог на имущество	тыс.тг.	83 637	71 094	60 432	51 369	43 666
Прочие налоги	тыс.тг.	167 905	163 809	159 814	155 916	152 113
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	5 143 963	5 031 214	4 923 450	4 841 391	5 233 436
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	4 115 397	3 927 017	4 311 551	4 136 283	3 946 730
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	2 074 234	2 028 769	1 985 315	1 952 226	1 909 330
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	5 193	4 557	3 991	3 504	3 044
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	506 040	423 399	147 675	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**9 891 019**	**9 588 425**	**9 669 885**	**9 337 419**	**9 621 935**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	3 346 935	3 361 382	3 330 241	3 337 964	3 365 045
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	-539 001	-422 652	-357 769	-275 114	-156 392
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**13 776 955**	**13 372 459**	**13 357 894**	**12 950 497**	**13 143 372**

Т.П 11.2.3 - Доход от реализации в целом по месторождению, вариант 1

Расчет доходной части	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	**3**	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нефть	тыс.тонн	**9 127**	322,848	358,290	382,606	401,770	417,750	418,808	423,528	427,386	424,284	406,528	379,246
Товарный газ	млн. м3	**919**	160,032	116,055	70,522	41,688	15,685	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
СУГ	млн. м3	**71**	12,294	8,916	5,418	3,203	1,205	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сырой газ Казтрансгаз	млн. м3	**9 759**	425,484	551,788	652,589	690,927	713,575	694,610	661,136	644,528	612,863	563,396	502,515
Продажа продукции по направлениям													
Нефти													
на экспорт	тыс. тонн	**3 472**	111,211	95,234	142,409	152,933	161,960	162,370	164,200	165,696	164,493	157,609	147,032
на внутренний рынок	тыс. тонн	**5 655**	211,637	263,055	240,197	248,837	255,790	256,438	259,328	261,690	259,791	248,919	232,214
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	**919**	160,032	116,055	70,522	41,688	15,685	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
СУГ													
на внутренний рынок	тыс. тонн	**71**	12,294	8,916	5,418	3,203	1,205	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сырой газ Казтрансгаз													
на внутренний рынок	млн.м3	**9 759**	425	552	653	691	714	695	661	645	613	563	503
Цена реализации продукции													
Нефти													
на экспорт	тг./тонн	**281 833**	207 619	207 619	211 507	211 507	211 507	216 795	222 215	227 770	233 464	239 301	245 284
на внутренний рынок	тг./тонн	**152 878**	105 000	110 000	115 000	115 000	115 000	117 875	120 822	123 842	126 938	130 112	133 365
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг./1000м3	**6 518**	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50
СУГ													
на внутренний рынок	тг./тонн	**79 653**	59 722,00	59 722,00	59 722,00	59 722,00	59 722,00	61 215,05	62 745,43	64 314,06	65 921,91	67 569,96	69 259,21
Сырой газ Казтрансгаз													
на внутренний рынок	тг./1000м3	**1**	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на экспорт	тг. тыс	**927 974 827**	23 089 446	19 772 435	30 120 503	32 346 465	34 255 712	35 200 982	36 487 631	37 740 557	38 403 300	37 716 025	36 064 491
на внутренний рынок	тг. тыс	**813 815 301**	22 221 926	28 936 100	27 622 667	28 616 257	29 415 890	30 227 608	31 332 472	32 408 378	32 977 486	32 387 312	30 969 115
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг. тыс	**5 990 681**	1 043 006	756 388	459 628	271 699	102 225	0	0	0	0	0	0
СУГ													
на внутренний рынок	тг. тыс	**5 830 885**	734 223	532 459	323 555	191 262	71 961	0	0	0	0	0	0
Сырой газ Казтрансгаз													
на внутренний рынок	тг. тыс	**9 759**	425	552	653	691	714	695	661	645	613	563	503
Итоговый производственный доход	тг. тыс	**1 753 621 452**	**47089027**	**49997934**	**58527005**	**61426375**	**63846502**	**65429285**	**67820764**	**70149580**	**71381399**	**70103901**	**67034109**

Продолжение таблица 11.2.3

Расчет доходной части	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Нефть	тыс.тонн	360,263	343,997	330,013	316,598	303,728	291,381	278,073	265,506	254,713	244,359	234,425	223,707	213,586	204,904
Товарный газ	млн. м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	13,878	50,931	88,062	83,616
СУГ	млн. м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,066	3,913	6,765	6,424
Сырой газ Казтрансгаз	млн. м3	448,525	408,198	371,080	336,277	287,318	255,564	224,514	197,197	175,077	154,448	117,938	61,690	7,944	0,000
Продажа продукции по направлениям															
Нефти															
на экспорт	тыс. тонн	139,672	133,366	127,945	122,744	117,754	112,967	107,808	102,936	98,751	94,737	90,886	86,730	82,806	79,440
на внутренний рынок	тыс. тонн	220,590	210,631	202,069	193,854	185,974	178,414	170,265	162,570	155,962	149,622	143,540	136,977	130,780	125,464
Товарного газа															
на внутренний рынок	млн.м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	13,878	50,931	88,062	83,616
СУГ															
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,066	3,913	6,765	6,424
Сырой газ Казтрансгаз															

Расчет доходной части	**Ед.изм**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**2042**	**2043**	**2044**	**2045**	**2046**	**2047**	**2048**	**2049**	**2050**
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
на внутренний рынок	млн.м3	449	408	371	336	287	256	225	197	175	154	118	62	8	0
Цена реализации продукции															
Нефти															
на экспорт	тг./тонн	251 416	257 701	264 144	270 747	277 516	284 454	291 565	298 854	306 325	313 984	321 833	329 879	338 126	346 579
на внутренний рынок	тг./тонн	136 699	140 116	143 619	147 210	150 890	154 662	158 529	162 492	166 554	170 718	174 986	179 361	183 845	188 441
Товарного газа															
на внутренний рынок	тг./1000м3	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50
СУГ															
на внутренний рынок	тг./тонн	70 990,69	72 765,46	74 584,59	76 449,21	78 360,44	80 319,45	82 327,44	84 385,62	86 495,26	88 657,64	90 874,09	93 145,94	95 474,59	97 861,45
Сырой газ Казтрансгаз															
на внутренний рынок	тг./1000м3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Производственная прибыль от реализации															
Нефти															
на экспорт	тг. тыс	35 115 788	34 368 598	33 795 779	33 232 507	32 678 623	32 133 971	31 432 989	30 762 713	30 249 993	29 745 818	29 250 047	28 610 464	27 999 029	27 532 371
на внутренний рынок	тг. тыс	30 154 450	29 512 827	29 020 939	28 537 249	28 061 620	27 593 919	26 991 976	26 416 400	25 976 119	25 543 177	25 117 451	24 568 231	24 043 183	23 642 457
Товарного газа															
на внутренний рынок	тг. тыс	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90 453	331 945	573 942	544 965
СУГ															
на внутренний рынок	тг. тыс	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96 888	364 449	645 896	628 619
Сырой газ Казтрансгаз															
на внутренний рынок	тг. тыс	449	408	371	336	287	256	225	197	175	154	118	62	8	0
Итоговый производственный доход	тг. тыс	**65270686**	**63881834**	**62817089**	**61770092**	**60740531**	**59728146**	**58425190**	**57179310**	**56226287**	**55289150**	**54554956**	**53875150**	**53262058**	**52348413**

Продолжение таблица 11.2.3

Расчет доходной части	**Ед.изм**	**2051**	**2052**	**2053**	**2054**	**2055**
1	2	29	30	31	32	33
Нефть	тыс.тонн	196,574	187,576	179,082	171,802	163,929
Товарный газ	млн. м3	73,027	63,220	54,625	47,302	40,527
СУГ	млн. м3	5,610	4,857	4,196	3,634	3,113
Сырой газ QazaqGaz (GPC)	млн. м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Продажа продукции по направлениям						
Нефти						
на экспорт	тыс. тонн	76,211	72,723	69,429	66,607	63,554
на внутренний рынок	тыс. тонн	120,363	114,854	109,652	105,195	100,374
Товарного газа						
на внутренний рынок	млн.м3	73,027	63,220	54,625	47,302	40,527
СУГ						
на внутренний рынок	тыс. тонн	5,610	4,857	4,196	3,634	3,113
Сырой газ QazaqGaz (GPC)						
на внутренний рынок	млн.м3	0	0	0	0	0
Цена реализации продукции						
Нефти						
на экспорт	тг./тонн	355 244	364 125	373 228	382 559	392 123
на внутренний рынок	тг./тонн	193 152	197 981	202 930	208 003	213 204
Товарного газа						
на внутренний рынок	тг./1000м3	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50	6 517,50
СУГ						
на внутренний рынок	тг./тонн	100 307,99	102 815,69	105 386,08	108 020,73	110 721,25
Сырой газ QazaqGaz (GPC)						
на внутренний рынок	тг./1000м3	1	1	1	1	1
Производственная прибыль от реализации						
Нефти						
на экспорт	тг. тыс	27 073 491	26 480 072	25 912 896	25 481 007	24 921 122
на внутренний рынок	тг. тыс	23 248 410	22 738 832	22 251 789	21 880 920	21 400 138
Товарного газа						
на внутренний рынок	тг. тыс	475 951	412 036	356 021	308 289	264 132

Расчет доходной части	Ед.изм	2051	2052	2053	2054	2055
1	2	29	30	31	32	33
СУГ						
на внутренний рынок	тг. тыс	562 736	499 346	442 248	392 529	344 714
Сырой газ QazaqGaz (GPC)						
на внутренний рынок	тг. тыс	0	0	0	0	0
Итоговый производственный доход	тг. тыс	**51360589**	**50130286**	**48962954**	**48062746**	**46930105**

Т.П 11.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению, вариант 1

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	**25 255 938**	445 686	538 108	621 894	689 851	765 750	797 892	841 061	884 401	914 726	915 318
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	**5 101 004**	114 397	132 825	149 638	165 426	180 533	185 442	192 990	200 895	205 746	203 407
Затраты на материалы	тыс.тг.	**10 186 810**	179 765	217 042	250 837	278 247	308 860	321 824	339 236	356 717	368 949	369 187
ГСМ и топливо	тыс.тг.	**291 401**	5 142	6 209	7 175	7 959	8 835	9 206	9 704	10 204	10 554	10 561
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	**179 675 700**	3 736 815	3 923 656	4 119 838	4 325 830	4 542 122	4 655 675	4 772 067	4 891 368	5 013 653	5 138 994
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	**5 004 318**	238 967	182 937	212 426	189 946	222 794	221 385	236 693	241 047	217 889	224 225
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	**28 601 597**	594 843	624 585	655 815	688 605	723 036	741 112	759 639	778 630	798 096	818 048
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг.	**868 560**	15 173	16 993	18 401	20 199	21 824	22 684	24 220	25 157	26 125	26 083
Услуги связи	тыс.тг.	**158 765**	2 773	3 106	3 363	3 692	3 989	4 146	4 427	4 598	4 775	4 768
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг.	**70 031**	1 223	1 370	1 484	1 629	1 760	1 829	1 953	2 028	2 106	2 103
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг.	**3 995 167**	69 791	78 166	84 639	92 910	100 384	104 343	111 407	115 715	120 169	119 974
Охрана труда	тыс.тг.	**1 066 154**	22 173	23 282	24 446	25 668	26 952	27 626	28 316	29 024	29 750	30 494
Охрана объектов	тыс.тг.	**6 574 511**	114 849	128 631	139 283	152 895	165 193	171 708	183 334	190 423	197 751	197 430
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг.	**7 071 912**	123 538	138 363	149 821	164 462	177 691	184 698	197 204	204 829	212 712	212 367
Исследования	тыс.тг.	**1 857 047**	38 622	40 553	42 581	44 710	46 945	48 119	49 322	50 555	51 819	53 114
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	**530 602**	9 269	10 381	11 241	12 340	13 332	13 858	14 796	15 368	15 960	15 934
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг.	**48 546**	848	950	1 028	1 129	1 220	1 268	1 354	1 406	1 460	1 458
Мониторинг	тыс.тг.	**1 415 925**	24 735	27 703	29 997	32 928	35 577	36 980	39 484	41 011	42 589	42 520
ТБ и пожарная охрана	тыс.тг.	**5 376 572**	93 922	105 193	113 904	125 036	135 093	140 421	149 929	155 726	161 719	161 457
Стандартизация	тыс.тг.	**325 728**	5 690	6 373	6 901	7 575	8 184	8 507	9 083	9 434	9 797	9 782
Ремонт оборудования	тыс.тг.	**2 518 771**	44 000	49 280	53 361	58 576	63 287	65 783	70 237	72 953	75 761	75 638
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг.	**3 518 033**	61 456	68 831	74 531	81 814	88 395	91 881	98 102	101 896	105 817	105 645
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг.	**337 163**	5 890	6 597	7 143	7 841	8 472	8 806	9 402	9 765	10 141	10 125
НИР	тыс.тг.	**7 660 928**	159 329	167 295	175 660	184 443	193 665	198 506	203 469	208 556	213 770	219 114
Услуги по аренде нефтедобывающего оборудования	тыс.тг.	**19 191 463**	262 910	315 491	372 674	391 308	410 873	467 939	479 638	491 628	554 311	568 169
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг.	**895 881**	15 650	17 528	18 980	20 834	22 510	23 398	24 982	25 948	26 947	26 903
Транспортные расходы	тыс.тг.	**19 293 951**	401 267	421 330	442 397	464 517	487 742	499 936	512 434	525 245	538 376	551 836
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг.	**4 473 239**	78 142	87 519	94 767	104 028	112 396	116 828	124 739	129 562	134 548	134 330
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	**14 844 984**	259 325	290 444	314 496	345 231	372 999	387 709	413 960	429 967	446 515	445 790
Текущий ремонт скважин	тыс.тг.	**4 794 695**	83 758	93 809	101 577	111 504	120 473	125 224	133 703	138 872	144 217	143 983
ООС	тыс.тг.	**710 044**	11 423	12 652	13 802	15 035	16 358	17 351	18 385	19 459	20 575	21 089
Аутстаффинг	тыс.тг.	**10 740 685**	187 627	210 143	227 545	249 782	269 874	280 516	299 510	311 091	323 064	322 539
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг.	**5 138 432**	106 867	112 210	117 821	123 712	129 897	133 145	136 473	139 885	143 382	146 967
Страхование	тыс.тг.	**14 899 523**	262 929	317 452	366 881	406 972	451 747	470 709	496 177	521 745	539 635	539 984
Прочие	тыс.тг.	**461 535**	8 062	9 030	9 778	10 733	11 597	12 054	12 870	13 368	13 882	13 860
Расходы по переработке газа	тыс.тг.	**14 431 897**	1 559 764	1 187 698	757 805	470 357	185 818	0	0	0	0	0
Выбытие скважин	тыс.тг.	**678 597**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КГРП	тыс.тг.	**359 729**	0	0	166 671	0	0	0	193 058	0	0	0
СКО	тыс.тг.	**681 926**	0	0	210 955	0	232 578	238 393	0	0	0	0
Перевод на мех. Способ	тыс.тг.	**278 195**	132 261	46 291	48 606	51 036	0	0	0	0	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	**811 820**	0	140 610	73 820	77 511	81 387	83 422	85 507	87 645	89 836	92 082
Перфорации доб	тыс.тг.	**26 068**	12 082	0	0	13 986	0	0	0	0	0	0
Перфорации наг	тыс.тг.	**72 906**	0	12 686	0	0	14 686	30 105	15 429	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг.	**125 503**	0	0	0	125 503	0	0	0	0	0	0

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ввод из консервации	тыс.тг.	**52 253**	0	52 253	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	**1 239 040**	0	0	86 920	0	95 829	196 450	0	206 396	211 556	216 845
Итого прямые производственные затраты	**тыс.тг.**	**411 713 550**	**9 490 962**	**9 825 575**	**10 380 900**	**10 345 762**	**10 860 656**	**11 146 879**	**11 294 293**	**11 642 519**	**11 998 680**	**12 192 121**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**28 522 935**	538 729	604 902	655 746	688 533	722 960	741 034	759 560	778 549	798 013	817 963
Налог на имущество	тыс.тг.	**11 534 658**	323 784	424 314	506 516	578 792	657 875	731 713	805 319	852 672	877 456	827 184
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	**6 754 127**	342 784	326 461	310 915	296 110	282 009	275 131	268 421	261 874	255 487	249 255
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**91 824 077**	2 593 791	2 567 899	3 292 273	3 498 906	3 674 299	3 775 689	3 913 696	4 048 086	4 119 173	4 045 455
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	**59 157**	8 888	6 447	3 919	2 318	875	3	3	3	3	3
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	**5 004 318**	238 967	182 937	212 426	189 946	222 794	221 385	236 693	241 047	217 889	224 225
Итого производственных затрат	**тыс.тг.**	**555 412 821**	**13 537 906**	**13 938 535**	**15 362 696**	**15 600 367**	**16 421 467**	**16 891 834**	**17 277 985**	**17 824 750**	**18 266 699**	**18 356 206**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	**222 278 018**	4 972 911	5 075 774	6 760 110	7 504 835	8 240 225	8 465 171	8 774 585	9 075 890	9 235 268	9 069 991
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	**133 940 061**	2 539 839	2 174 968	3 313 255	3 558 111	3 768 128	3 872 108	4 013 639	4 151 461	4 224 363	4 148 763
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	**140 800 045**	3 603 222	3 085 586	4 614 048	4 955 035	5 247 505	5 260 788	5 320 075	5 815 923	5 773 711	5 532 081
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**497 018 124**	**11 115 972**	**10 336 327**	**14 687 413**	**16 017 980**	**17 255 858**	**17 598 066**	**18 108 300**	**19 043 275**	**19 233 342**	**18 750 835**
Общие и административные расходы												
Административные расходы	**тыс.тг.**	**181 023 005**	**3 742 974**	**3 945 868**	**4 151 427**	**4 358 999**	**4 576 949**	**4 691 372**	**4 808 657**	**4 928 873**	**5 052 095**	**5 178 397**
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	**72 101 965**	1 499 544	1 574 522	1 653 248	1 735 910	1 822 706	1 868 273	1 914 980	1 962 855	2 011 926	2 062 224
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	**10 952 345**	205 920	231 962	251 826	264 417	277 638	284 579	291 693	298 986	306 460	314 122
Другие административные расходы	тыс.тг.	**97 968 695**	2 037 509	2 139 385	2 246 354	2 358 671	2 476 605	2 538 520	2 601 983	2 667 033	2 733 709	2 802 051
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**36 225 019**	**1 572 683**	**1 636 721**	**1 619 954**	**1 666 373**	**1 753 951**	**1 759 652**	**1 793 002**	**1 811 805**	**1 776 558**	**1 717 838**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	**30 616 050**	1 173 232	1 302 027	1 390 393	1 460 036	1 518 108	1 521 951	1 539 103	1 553 125	1 541 852	1 477 326
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	**5 608 969**	399 451	334 694	229 561	206 337	235 843	237 701	253 899	258 680	234 705	240 512
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**714 266 148**	**16 431 629**	**15 918 916**	**20 458 793**	**22 043 352**	**23 586 758**	**24 049 091**	**24 709 958**	**25 783 952**	**26 061 994**	**25 647 070**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**1 269 678 969**	**29 969 535**	**29 857 450**	**35 821 489**	**37 643 719**	**40 008 225**	**40 940 925**	**41 987 944**	**43 608 703**	**44 328 694**	**44 003 276**
Доходы (убытки)												
Производственный доход	**тыс.тг.**	**1 753 621 452**	47 089 027	49 997 934	58 527 005	61 426 375	63 846 502	65 429 285	67 820 764	70 149 580	71 381 399	70 103 901
Расходы на реализованную продукцию	**тыс.тг.**	**1 269 678 969**	29 969 535	29 857 450	35 821 489	37 643 719	40 008 225	40 940 925	41 987 944	43 608 703	44 328 694	44 003 276
Операционный доход	тыс.тг.	**483 942 484**	17 119 492	20 140 484	22 705 516	23 782 656	23 838 277	24 488 360	25 832 820	26 540 877	27 052 706	26 100 625
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	**тыс.тг.**	**112 194 204**	1 101 116	1 487 465	1 863 596	2 435 495	3 084 064	3 767 550	4 565 936	5 273 958	5 969 242	5 752 571
Балансовая прибыль	тыс.тг.	**371 748 280**	16 018 376	18 653 019	20 841 920	21 347 161	20 754 213	20 720 810	21 266 884	21 266 918	21 083 464	20 348 054
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	**тыс.тг.**	**134 993 417**	4 534 795	5 756 404	6 391 336	7 398 851	8 208 557	9 103 602	9 916 069	10 199 521	10 485 561	9 006 456
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	**тыс.тг.**	**348 949 066**	12 584 697	14 384 079	16 314 180	16 383 805	15 629 720	15 384 758	15 916 751	16 341 356	16 567 145	17 094 168
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	**тыс.тг.**	**348 949 066**	12 584 697	14 384 079	16 314 180	16 383 805	15 629 720	15 384 758	15 916 751	16 341 356	16 567 145	17 094 168
Корпоративный подоходный налог	**тыс.тг.**	**74 729 337**	3 203 675	3 730 604	4 168 384	4 269 432	4 150 843	4 144 162	4 253 377	4 253 384	4 216 693	4 069 611
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	**297 018 943**	12 814 701	14 922 415	16 673 536	17 077 729	16 603 370	16 576 648	17 013 507	17 013 535	16 866 771	16 278 443
Налог на сверхприбыль	**тыс.тг.**	**136 785**	0	81 736	55 049	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	**тыс.тг.**	**296 882 157**	**12 814 701**	**14 840 679**	**16 618 487**	**17 077 729**	**16 603 370**	**16 576 648**	**17 013 507**	**17 013 535**	**16 866 771**	**16 278 443**

Продолжение Т.П.11.2.4

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	893 561	886 638	884 551	886 914	889 311	891 741	894 204	891 560	889 389	891 877
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	195 830	191 985	188 082	185 133	182 234	180 491	177 684	174 003	170 487	167 846
Затраты на материалы	тыс.тг.	360 412	357 619	356 778	357 731	358 697	359 677	360 671	359 605	358 729	359 733
ГСМ и топливо	тыс.тг.	10 310	10 230	10 206	10 233	10 261	10 289	10 317	10 287	10 262	10 290
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	5 267 469	5 399 155	5 534 134	5 672 488	5 814 300	5 959 657	6 108 649	6 261 365	6 417 899	6 578 347
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	113 854	113 609	115 664	116 958	119 526	122 159	124 869	127 637	131 497	132 888
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	838 500	859 462	880 949	902 972	925 547	948 685	972 403	996 713	1 021 630	1 047 171
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг.	26 378	26 672	27 339	28 023	28 723	29 441	30 177	30 508	31 271	32 052
Услуги связи	тыс.тг.	4 822	4 875	4 997	5 122	5 250	5 382	5 516	5 577	5 716	5 859
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг.	2 127	2 151	2 204	2 259	2 316	2 374	2 433	2 460	2 521	2 584
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг.	121 333	122 686	125 753	128 897	132 119	135 422	138 808	140 329	143 837	147 433

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Охрана труда	тыс.тг.	31 256	32 037	32 838	33 659	34 501	35 363	36 247	37 154	38 082	39 034
Охрана объектов	тыс.тг.	199 668	201 894	206 941	212 115	217 418	222 853	228 424	230 928	236 701	242 618
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг.	214 774	217 168	222 598	228 163	233 867	239 713	245 706	248 399	254 609	260 974
Исследования	тыс.тг.	54 442	55 803	57 198	58 628	60 094	61 596	63 136	64 715	66 333	67 991
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	16 114	16 294	16 701	17 119	17 547	17 986	18 435	18 637	19 103	19 581
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг.	1 474	1 491	1 528	1 566	1 605	1 646	1 687	1 705	1 748	1 792
Мониторинг	тыс.тг.	43 002	43 481	44 568	45 682	46 824	47 995	49 195	49 734	50 977	52 252
ТБ и пожарная охрана	тыс.тг.	163 287	165 107	169 235	173 465	177 802	182 247	186 803	188 851	193 572	198 411
Стандартизация	тыс.тг.	9 892	10 003	10 253	10 509	10 772	11 041	11 317	11 441	11 727	12 020
Ремонт оборудования	тыс.тг.	76 495	77 348	79 282	81 264	83 295	85 378	87 512	88 471	90 683	92 950
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг.	106 843	108 034	110 735	113 503	116 341	119 249	122 230	123 570	126 659	129 826
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг.	10 240	10 354	10 613	10 878	11 150	11 429	11 714	11 843	12 139	12 442
НИР	тыс.тг.	224 592	230 207	235 962	241 861	247 907	254 105	260 458	266 969	273 643	280 484
Услуги по аренде нефтедобывающего оборудования	тыс.тг.	582 373	596 932	611 856	627 152	642 831	658 902	675 374	692 259	709 565	727 304
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг.	27 208	27 511	28 199	28 904	29 627	30 367	31 126	31 468	32 254	33 061
Транспортные расходы	тыс.тг.	565 632	579 773	594 267	609 124	624 352	639 960	655 959	672 358	689 167	706 397
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг.	135 852	137 367	140 801	144 321	147 929	151 627	155 418	157 121	161 049	165 075
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	450 842	455 869	467 265	478 947	490 921	503 194	515 773	521 426	534 461	547 823
Текущий ремонт скважин	тыс.тг.	145 615	147 238	150 919	154 692	158 560	162 524	166 587	168 412	172 623	176 938
ООС	тыс.тг.	21 617	22 157	22 711	23 279	23 861	24 457	25 069	25 433	26 069	26 721
Аутстаффинг	тыс.тг.	326 195	329 831	338 077	346 529	355 192	364 072	373 174	377 263	386 695	396 362
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг.	150 641	154 407	158 267	162 224	166 279	170 436	174 697	179 065	183 541	188 130
Страхование	тыс.тг.	527 149	523 064	521 833	523 228	524 641	526 075	527 528	525 968	524 687	526 155
Прочие	тыс.тг.	14 017	14 173	14 527	14 891	15 263	15 644	16 036	16 211	16 617	17 032
Расходы по переработке газа	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие скважин	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	143 614	0	0
КГРП	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СКО	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод на мех. Способ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перфорации доб	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перфорации наг	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод из консервации	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	111 133	113 911	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прямые производственные затраты	**тыс.тг.**	**12 044 946**	**12 246 538**	**12 377 831**	**12 638 432**	**12 906 861**	**13 183 178**	**13 465 338**	**13 853 056**	**13 995 943**	**14 297 455**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	838 412	859 372	880 857	902 878	925 450	948 586	972 301	996 608	1 021 524	1 047 062
Налог на имущество	тыс.тг.	710 733	611 280	526 225	452 030	388 475	335 316	290 992	252 470	218 026	190 109
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	243 176	237 245	231 458	225 813	220 305	214 932	209 690	204 575	199 586	194 718
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	3 868 310	3 766 551	3 686 407	3 624 966	3 564 549	3 505 139	3 446 719	3 371 531	3 299 636	3 244 642
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	113 854	113 609	115 664	116 958	119 526	122 159	124 869	127 637	131 497	132 888
Итого производственных затрат	**тыс.тг.**	**17 819 434**	**17 834 598**	**17 818 443**	**17 961 078**	**18 125 168**	**18 309 311**	**18 509 910**	**18 805 880**	**18 866 213**	**19 106 873**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	8 672 828	8 444 683	8 264 998	8 127 246	7 991 790	7 858 591	7 727 612	7 559 040	7 397 851	7 274 551
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	5 049 029	4 916 210	4 811 604	4 731 409	4 652 551	4 575 007	5 141 435	5 029 278	4 922 034	4 839 999
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	5 557 804	5 279 612	5 041 242	5 181 763	4 971 121	4 769 041	4 880 189	4 657 298	4 724 741	4 532 678
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**19 279 661**	**18 640 505**	**18 117 844**	**18 040 418**	**17 615 461**	**17 202 640**	**17 749 236**	**17 245 616**	**17 044 626**	**16 647 228**
Общие и административные расходы											
Административные расходы	**тыс.тг.**	**5 307 857**	**5 440 554**	**5 576 567**	**5 715 982**	**5 858 881**	**6 005 353**	**6 155 487**	**6 309 374**	**6 467 109**	**6 628 786**
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	2 113 780	2 166 624	2 220 790	2 276 310	2 333 217	2 391 548	2 451 336	2 512 620	2 575 435	2 639 821
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	321 975	330 024	338 275	346 732	355 400	364 285	373 392	382 727	392 295	402 103
Другие административные расходы	тыс.тг.	2 872 103	2 943 905	3 017 503	3 092 940	3 170 264	3 249 520	3 330 758	3 414 027	3 499 378	3 586 862
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**1 505 846**	**1 432 470**	**1 375 393**	**1 325 063**	**1 276 793**	**1 234 061**	**1 192 009**	**1 147 846**	**1 103 465**	**1 065 736**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	1 378 181	1 309 197	1 250 088	1 199 271	1 150 520	1 103 751	1 058 882	1 010 520	964 851	925 629
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	127 665	123 273	125 305	125 792	126 273	130 311	133 126	137 326	138 614	140 107
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**26 093 364**	**25 513 529**	**25 069 804**	**25 081 463**	**24 751 135**	**24 442 054**	**25 096 732**	**24 702 836**	**24 615 200**	**24 341 750**

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Итого затраты	**тыс.тг.**	**43 912 798**	**43 348 127**	**42 888 247**	**43 042 541**	**42 876 303**	**42 751 366**	**43 606 642**	**43 508 716**	**43 481 413**	**43 448 623**
Доходы (убытки)											
Производственный доход	**тыс.тг.**	67 034 109	65 270 686	63 881 834	62 817 089	61 770 092	60 740 531	59 728 146	58 425 190	57 179 310	56 226 287
Расходы на реализованную продукцию	**тыс.тг.**	43 912 798	43 348 127	42 888 247	43 042 541	42 876 303	42 751 366	43 606 642	43 508 716	43 481 413	43 448 623
Операционный доход	тыс.тг.	23 121 311	21 922 560	20 993 586	19 774 548	18 893 789	17 989 166	16 121 503	14 916 474	13 697 897	12 777 664
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	**тыс.тг.**	5 397 300	5 159 693	4 955 358	4 769 730	4 602 206	4 442 807	4 301 071	4 124 378	3 958 442	3 835 919
Балансовая прибыль	тыс.тг.	17 724 011	16 762 867	16 038 229	15 004 818	14 291 584	13 546 358	11 820 433	10 792 096	9 739 455	8 941 745
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	**тыс.тг.**	7 737 921	6 660 693	5 732 390	4 911 791	4 234 637	3 659 276	3 190 443	2 751 939	2 379 303	2 094 566
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	**тыс.тг.**	15 383 389	15 261 866	15 261 197	14 862 757	14 659 153	14 329 890	12 931 061	12 164 534	11 318 594	10 683 099
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	**тыс.тг.**	15 383 389	15 261 866	15 261 197	14 862 757	14 659 153	14 329 890	12 931 061	12 164 534	11 318 594	10 683 099
Корпоративный подоходный налог	**тыс.тг.**	3 544 802	3 352 573	3 207 646	3 000 964	2 858 317	2 709 272	2 364 087	2 158 419	1 947 891	1 788 349
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	14 179 209	13 410 293	12 830 583	12 003 854	11 433 267	10 837 087	9 456 346	8 633 677	7 791 564	7 153 396
Налог на сверхприбыль	**тыс.тг.**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	**тыс.тг.**	**14 179 209**	**13 410 293**	**12 830 583**	**12 003 854**	**11 433 267**	**10 837 087**	**9 456 346**	**8 633 677**	**7 791 564**	**7 153 396**

Продолжение Т.П.11.2.4

Составляющие	Ед.изм	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
1	2	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	894 400	896 956	894 204	891 942	894 522	897 137	894 276	891 921	894 557	891 591
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	166 318	164 824	161 440	159 250	156 836	154 463	152 330	149 311	147 075	144 085
Затраты на материалы	тыс.тг.	360 750	361 781	360 671	359 759	360 800	361 854	360 700	359 750	360 814	359 617
ГСМ и топливо	тыс.тг.	10 319	10 349	10 317	10 291	10 321	10 351	10 318	10 291	10 321	10 287
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	6 742 805	6 911 375	7 084 160	7 261 264	7 442 795	7 628 865	7 819 587	8 015 077	8 215 453	8 420 840
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	135 862	138 921	144 559	155 837	164 689	167 600	169 341	172 535	172 795	175 208
Тех обслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	1 073 350	1 100 184	1 127 689	1 155 881	1 184 778	1 214 398	1 244 757	1 275 876	1 307 773	1 340 468
Услуги по поддержке ИТ инфраструктуры	тыс.тг.	32 854	33 675	34 038	34 888	35 761	36 655	37 042	37 968	38 917	39 320
Услуги связи	тыс.тг.	6 005	6 155	6 222	6 377	6 537	6 700	6 771	6 940	7 114	7 187
Рекультивация земель и очистка территории на месторождении	тыс.тг.	2 649	2 715	2 744	2 813	2 883	2 955	2 987	3 061	3 138	3 170
Утилизация промышленных отходов и производственных стоков	тыс.тг.	151 119	154 897	156 564	160 478	164 490	168 603	170 384	174 643	179 009	180 863
Охрана труда	тыс.тг.	40 010	41 011	42 036	43 087	44 164	45 268	46 400	47 560	48 749	49 967
Охрана объектов	тыс.тг.	248 684	254 901	257 645	264 086	270 688	277 455	280 386	287 396	294 581	297 632
ГИС по контролю за разработкой	тыс.тг.	267 498	274 186	277 137	284 066	291 167	298 446	301 599	309 139	316 867	320 149
Исследования	тыс.тг.	69 691	71 433	73 219	75 049	76 925	78 849	80 820	82 840	84 911	87 034
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	20 070	20 572	20 793	21 313	21 846	22 392	22 629	23 195	23 774	24 021
Услуги по хранению исходных данных сейсморазведки 3D	тыс.тг.	1 836	1 882	1 902	1 950	1 999	2 049	2 070	2 122	2 175	2 198
Мониторинг	тыс.тг.	53 558	54 897	55 488	56 875	58 297	59 754	60 386	61 895	63 443	64 100
ТБ и пожарная охрана	тыс.тг.	203 371	208 456	210 699	215 967	221 366	226 900	229 297	235 029	240 905	243 400
Стандартизация	тыс.тг.	12 321	12 629	12 765	13 084	13 411	13 746	13 891	14 239	14 595	14 746
Ремонт оборудования	тыс.тг.	95 274	97 656	98 707	101 174	103 704	106 296	107 419	110 105	112 857	114 026
Услуги станка ЛСГ	тыс.тг.	133 071	136 398	137 866	141 313	144 846	148 467	150 035	153 786	157 631	159 263
Метрологические работы КИПиА	тыс.тг.	12 753	13 072	13 213	13 543	13 882	14 229	14 379	14 739	15 107	15 264
НИР	тыс.тг.	287 497	294 684	302 051	309 602	317 342	325 276	333 408	341 743	350 287	359 044
Услуги по аренде нефтедобывающего оборудования	тыс.тг.	745 487	764 124	783 227	802 808	822 878	843 450	864 536	886 150	908 303	931 011
Очистка резервуаров и оборудования	тыс.тг.	33 887	34 734	35 108	35 986	36 886	37 808	38 207	39 162	40 141	40 557
Транспортные расходы	тыс.тг.	724 056	742 158	760 712	779 730	799 223	819 203	839 684	860 676	882 193	904 247
Услуги по содержанию автодорог, ремонт дорог, обслуживания ж/д	тыс.тг.	169 202	173 432	175 299	179 682	184 174	188 778	190 772	195 542	200 430	202 506
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	561 518	575 556	581 752	596 295	611 203	626 483	633 101	648 928	665 151	672 040
Текущий ремонт скважин	тыс.тг.	181 362	185 896	187 897	192 594	197 409	202 344	204 481	209 594	214 833	217 058
ООС	тыс.тг.	27 389	28 074	28 479	29 191	29 920	30 668	31 108	31 885	32 683	33 147
Аутстаффинг	тыс.тг.	406 271	416 428	420 911	431 433	442 219	453 275	458 063	469 514	481 252	486 237
Содержание персонала на месторождении	тыс.тг.	192 833	197 654	202 595	207 660	212 852	218 173	223 627	229 218	234 949	240 822
Страхование	тыс.тг.	527 643	529 151	527 528	526 194	527 716	529 258	527 571	526 181	527 736	525 986
Прочие	тыс.тг.	17 458	17 894	18 087	18 539	19 002	19 478	19 683	20 175	20 680	20 894
Расходы по переработке газа	тыс.тг.	0	250 183	941 075	1 667 824	1 623 212	1 453 091	1 289 404	1 141 967	1 013 584	890 115
Выбытие скважин	тыс.тг.	0	0	162 486	0	0	0	179 354	0	0	193 144
КГРП	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Составляющие	Ед.изм	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
1	2	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
СКО	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод на мех. Способ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перфорации доб	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перфорации наг	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод из консервации	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого прямые производственные затраты	**тыс.тг.**	**14 609 174**	**15 178 893**	**16 311 284**	**17 207 826**	**17 510 743**	**17 690 718**	**18 010 803**	**18 040 152**	**18 284 785**	**18 681 246**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	1 073 238	1 100 069	1 127 571	1 155 760	1 184 654	1 214 271	1 244 627	1 275 743	1 307 637	1 340 327
Налог на имущество	тыс.тг.	167 738	148 725	132 565	115 756	98 394	83 637	71 094	60 432	51 369	43 666
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	189 969	185 335	180 815	176 405	172 102	167 905	163 809	159 814	155 916	152 113
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	2 278 974	2 240 990	2 191 989	2 145 144	2 109 391	2 074 234	2 028 769	1 985 315	1 952 226	1 909 330
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	1	937	3 482	6 099	5 868	5 193	4 557	3 991	3 504	3 044
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	135 862	138 921	144 559	155 837	164 689	167 600	169 341	172 535	172 795	175 208
Итого производственных затрат	**тыс.тг.**	**18 454 955**	**18 993 872**	**20 092 265**	**20 962 827**	**21 245 842**	**21 403 558**	**21 693 001**	**21 697 982**	**21 928 232**	**22 304 935**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	7 153 307	7 037 279	6 892 298	6 754 545	6 641 752	6 529 227	6 384 430	6 246 151	6 140 650	6 004 430
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	5 056 789	4 972 508	4 863 779	4 759 835	4 680 503	5 143 963	5 031 214	4 923 450	4 841 391	5 233 436
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	4 604 211	4 417 046	4 215 086	4 247 973	4 075 290	4 115 397	3 927 017	4 311 551	4 136 283	3 946 730
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**16 814 307**	**16 426 834**	**15 971 163**	**15 762 353**	**15 397 546**	**15 788 587**	**15 342 660**	**15 481 152**	**15 118 324**	**15 184 596**
Общие и административные расходы											
Административные расходы	**тыс.тг.**	**6 794 506**	**6 964 369**	**7 138 478**	**7 316 940**	**7 499 863**	**7 687 360**	**7 879 544**	**8 076 532**	**8 278 446**	**8 485 407**
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	2 705 817	2 773 462	2 842 799	2 913 869	2 986 715	3 061 383	3 137 918	3 216 366	3 296 775	3 379 194
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	412 155	422 459	433 021	443 846	454 942	466 316	477 974	489 923	502 171	514 725
Другие административные расходы	тыс.тг.	3 676 534	3 768 447	3 862 659	3 959 225	4 058 206	4 159 661	4 263 652	4 370 244	4 479 500	4 591 487
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**1 033 267**	**1 000 353**	**967 146**	**941 822**	**914 653**	**887 530**	**175 022**	**178 276**	**178 648**	**181 085**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	888 002	851 904	812 952	776 174	744 622	714 353	0	0	0	0
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	145 265	148 449	154 193	165 647	170 031	173 177	175 022	178 276	178 648	181 085
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**24 642 080**	**24 391 555**	**24 076 787**	**24 021 114**	**23 812 062**	**24 363 477**	**23 397 226**	**23 735 960**	**23 575 418**	**23 851 088**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**43 097 035**	**43 385 427**	**44 169 052**	**44 983 941**	**45 057 904**	**45 767 035**	**45 090 227**	**45 433 942**	**45 503 650**	**46 156 022**
Доходы (убытки)											
Производственный доход	**тыс.тг.**	55 289 150	54 554 956	53 875 150	53 262 058	52 348 413	51 360 589	50 130 286	48 962 954	48 062 746	46 930 105
Расходы на реализованную продукцию	**тыс.тг.**	43 097 035	43 385 427	44 169 052	44 983 941	45 057 904	45 767 035	45 090 227	45 433 942	45 503 650	46 156 022
Операционный доход	тыс.тг.	12 192 115	11 169 529	9 706 099	8 278 117	7 290 509	5 593 554	5 040 059	3 529 012	2 559 096	774 083
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	**тыс.тг.**	3 719 676	3 609 475	3 486 573	3 328 689	3 193 256	3 063 356	2 923 064	2 790 635	2 677 151	2 554 432
Балансовая прибыль	тыс.тг.	8 472 440	7 560 054	6 219 526	4 949 428	4 097 253	2 530 198	2 116 995	738 377	-118 055	-1 780 350
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	**тыс.тг.**	1 852 589	1 646 946	1 472 178	1 251 310	1 063 587	904 033	768 420	653 154	555 182	471 909
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	**тыс.тг.**	10 339 526	9 522 583	8 233 921	7 026 807	6 226 922	4 689 522	4 271 640	2 875 858	2 003 913	302 174
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	**тыс.тг.**	10 339 526	9 522 583	8 233 921	7 026 807	6 226 922	4 689 522	4 271 640	2 875 858	2 003 913	302 174
Корпоративный подоходный налог	**тыс.тг.**	1 694 488	1 512 011	1 243 905	989 886	819 451	506 040	423 399	147 675	0	0
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	6 777 952	6 048 043	4 975 620	3 959 542	3 277 802	2 024 159	1 693 596	590 702	-118 055	-1 780 350
Налог на сверхприбыль	**тыс.тг.**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	**тыс.тг.**	**6 777 952**	**6 048 043**	**4 975 620**	**3 959 542**	**3 277 802**	**2 024 159**	**1 693 596**	**590 702**	**-118 055**	**-1 780 350**

Т.П 11.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению, вариант 1

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выручка от реализации	**тыс.тг.**	**1 546 296 873**	**47 467 081**	**51 035 268**	**60 602 619**	**64 157 241**	**66 406 343**	**67 806 069**	**70 167 921**	**72 588 637**	**74 000 826**	**72 819 114**	**69 497 739**
Итого приток средств	тыс.тг.	**1 546 296 873**	47 467 081	51 035 268	60 602 619	64 157 241	66 406 343	67 806 069	70 167 921	72 588 637	74 000 826	72 819 114	69 497 739
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	**тыс.тг.**	**1 193 222 706**	**32 291 471**	**33 356 750**	**40 016 751**	**42 428 241**	**45 544 258**	**46 917 693**	**48 041 657**	**50 073 621**	**50 956 299**	**50 551 142**	**50 572 032**
прямые затраты	тыс.тг.	**460 746 538**	11 481 719	12 906 788	14 095 016	14 606 830	15 841 885	16 555 978	16 766 575	17 524 402	18 030 345	18 153 404	18 153 050
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	**126 801 333**	4 044 422	4 133 293	5 015 582	5 296 904	5 609 704	5 801 677	6 043 554	6 241 250	6 333 247	6 232 388	5 841 149

расходы периода	тыс.тг.	**605 674 836**	16 765 329	16 316 670	20 906 152	22 524 508	24 092 669	24 560 038	25 231 528	26 307 969	26 592 706	26 165 350	26 577 833
Капитальные Вложения	тыс.тг.	**118 985 108**	**10 764 919**	**12 930 306**	**9 964 787**	**13 382 955**	**12 902 581**	**14 388 375**	**14 311 807**	**11 850 034**	**12 352 453**	**649 588**	**568 002**
Бурение	тыс.тг.	**104 057 250**	**9 329 376**	**11 945 082**	**9 222 978**	**12 563 516**	**11 987 983**	**13 251 454**	**13 582 741**	**10 950 183**	**11 223 938**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**14 927 858**	**1 435 543**	**985 224**	**741 809**	**819 440**	**914 599**	**1 136 921**	**729 066**	**899 851**	**1 128 515**	**649 588**	**568 002**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**51 266 195**	2 814 899	3 238 211	3 745 985	3 859 212	3 556 136	3 423 374	3 514 125	3 450 290	3 414 504	3 302 550	2 705 187
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	**1 363 474 009**	45 871 288	49 525 267	53 727 523	59 670 409	62 002 975	64 729 442	65 867 589	65 373 945	66 723 255	54 503 280	53 845 221
Поток денежной наличности	тыс.тг.	**182 822 864**	**1 595 792**	**1 510 001,16**	**6 875 095,63**	**4 486 831,71**	**4 403 367,99**	**3 076 626,72**	**4 300 331,15**	**7 214 691,54**	**7 277 570,84**	**18 315 833,81**	**15 652 518,23**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**61 756 677**	1 595 792	1 362 202	5 595 094	3 294 069	2 916 367	1 838 215	2 317 863	3 508 067	3 192 279	7 247 787	5 587 625
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	**44 972 249**	1 595 792	1 313 044	5 198 560	2 950 165	2 517 640	1 529 627	1 859 152	2 712 270	2 379 051	5 206 503	3 869 063
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	**32 491 674**	1 595 792	1 258 334	4 774 372	2 596 546	2 123 538	1 236 427	1 440 172	2 013 488	1 692 530	3 549 731	2 527 969
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	**182 822 864**	1 595 792	3 105 793	9 980 889	14 467 721	18 871 089	21 947 715	26 248 047	33 462 738	40 740 309	59 056 143	74 708 661
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**61 756 677**	1 595 792	2 957 994	8 553 088	11 847 157	14 763 524	16 601 739	18 919 602	22 427 669	25 619 948	32 867 735	38 455 360
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	**44 972 249**	1 595 792	2 908 837	8 107 397	11 057 561	13 575 201	15 104 829	16 963 980	19 676 250	22 055 301	27 261 804	31 130 867
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	**32 491 674**	1 595 792	2 854 127	7 628 499	10 225 045	12 348 582	13 585 010	15 025 182	17 038 670	18 731 200	22 280 932	24 808 901

Продолжение Т.П.11.2.5

Составляющие	**Ед.изм**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**2042**	**2043**	**2044**	**2045**
1	**2**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**
Выручка от реализации	**тыс.тг.**	**66 800 036**	**65 445 356**	**64 392 843**	**63 340 861**	**62 235 642**	**61 210 392**	**59 884 747**	**58 628 432**	**57 710 391**
Итого приток средств	тыс.тг.	66 800 036	65 445 356	64 392 843	63 340 861	62 235 642	61 210 392	59 884 747	58 628 432	57 710 391
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	**тыс.тг.**	**50 127 208**	**49 682 818**	**49 789 204**	**48 992 150**	**49 981 345**	**51 026 711**	**51 087 021**	**51 233 026**	**51 128 740**
прямые затраты	тыс.тг.	18 507 344	18 668 224	18 896 594	18 543 876	19 961 438	20 423 135	20 984 798	21 305 979	21 538 938
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	5 653 437	5 506 088	5 387 999	5 284 299	5 186 544	5 115 415	5 023 572	4 944 312	4 886 664
расходы периода	тыс.тг.	25 966 427	25 508 506	25 504 611	25 163 975	24 833 363	25 488 160	25 078 650	24 982 735	24 703 138
Капитальные Вложения	тыс.тг.	**570 146**	**269 332**	**403 058**	**403 058**	**536 784**	**269 332**	**269 332**	**482 232**	**482 232**
Бурение	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**570 146**	**269 332**	**403 058**	**403 058**	**536 784**	**269 332**	**269 332**	**482 232**	**482 232**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	2 302 157	2 163 807	1 967 234	1 949 734	1 560 781	1 179 048	937 080	686 364	548 159
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	52 999 512	52 115 956	52 159 495	51 344 942	52 078 909	52 475 091	52 293 433	52 401 622	52 159 132
Поток денежной наличности	тыс.тг.	**13 800 524,08**	**13 329 399,91**	**12 233 348,50**	**11 995 918,72**	**10 156 732,44**	**8 735 301,77**	**7 591 313,81**	**6 226 809,82**	**5 551 258,88**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.									
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	4 444 295	3 872 418	3 206 131	2 836 180	2 166 300	1 680 764	1 317 680	975 041	784 175
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	2 966 329	2 491 360	1 988 261	1 695 367	1 248 206	933 496	705 430	503 158	390 061
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	1 857 385	1 494 981	1 143 376	934 321	659 228	472 474	342 165	233 885	173 759
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	88 509 185	101 838 585	114 071 934	126 067 852	136 224 585	144 959 886	152 551 200	158 778 010	164 329 269
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	42 899 655	46 772 073	49 978 204	52 814 384	54 980 684	56 661 448	57 979 128	58 954 170	59 738 345
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	34 097 196	36 588 557	38 576 818	40 272 185	41 520 391	42 453 887	43 159 317	43 662 475	44 052 536
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	26 666 285	28 161 266	29 304 643	30 238 963	30 898 191	31 370 665	31 712 830	31 946 716	32 120 475

Продолжение Т.П.11.2.5

Составляющие	**Ед.изм**	**2046**	**2047**	**2048**	**2049**	**2050**	**2051**	**2052**	**2053**	**2054**	**2055**
1	**2**	**24**	**25**	**26**	**27**	**28**	**29**	**30**	**31**	**32**	**33**
Выручка от реализации	**тыс.тг.**	**55 289 150**	**54 554 956**	**53 875 150**	**53 262 058**	**52 348 413**	**51 360 589**	**50 130 286**	**48 962 954**	**48 062 746**	**46 930 105**
Итого приток средств	тыс.тг.	55 289 150	54 554 956	53 875 150	53 262 058	52 348 413	51 360 589	50 130 286	48 962 954	48 062 746	46 930 105
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	**тыс.тг.**	**43 097 035**	**43 385 427**	**44 169 052**	**44 983 941**	**45 057 904**	**45 767 035**	**45 090 227**	**45 433 942**	**45 503 650**	**46 156 022**
прямые затраты	тыс.тг.	14 609 174	15 178 893	16 311 284	17 207 826	17 510 743	17 690 718	18 010 803	18 040 152	18 284 785	18 681 246
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	3 845 781	3 814 978	3 780 981	3 755 001	3 735 098	3 712 840	3 682 197	3 657 830	3 643 447	3 623 689
расходы периода	тыс.тг.	24 642 080	24 391 555	24 076 787	24 021 114	23 812 062	24 363 477	23 397 226	23 735 960	23 575 418	23 851 088
Капитальные Вложения	тыс.тг.	**482 232**	**482 232**	**482 232**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Бурение	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**482 232**	**482 232**	**482 232**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 694 488	1 512 011	1 243 905	989 886	819 451	506 040	423 399	147 675	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Составляющие	Ед.изм	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
1	2	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Итого отток средств	тыс.тг.	45 273 755	45 379 670	45 895 189	45 973 827	45 877 355	46 273 074	45 513 626	45 581 617	45 503 650	46 156 022
Поток денежной наличности	тыс.тг.	**10 015 395,27**	**9 175 286,26**	**7 979 961,18**	**7 288 231,06**	**6 471 058,32**	**5 087 514,66**	**4 616 660,38**	**3 381 336,49**	**2 559 095,69**	**774 082,89**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.										
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	1 276 304	1 054 800	827 590	681 869	546 158	387 359	317 103	209 520	143 050	39 035
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	611 943	487 489	368 679	292 800	226 062	154 547	121 951	77 669	51 115	13 445
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	261 242	199 441	144 548	110 015	81 400	53 330	40 329	24 615	15 524	3 913
Накопленный поток денежной наличности											
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	242 545 126	251 720 412	259 700 373	266 988 604	273 459 662	278 547 177	283 163 837	286 545 174	289 104 270	289 878 353
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	85 779 826	86 834 625	87 662 216	88 344 085	88 890 243	89 277 602	89 594 704	89 804 224	89 947 274	89 986 309
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	63 308 209	63 795 698	64 164 377	64 457 177	64 683 239	64 837 786	64 959 736	65 037 405	65 088 520	65 101 965
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	46 440 701	46 640 141	46 784 690	46 894 705	46 976 105	47 029 436	47 069 764	47 094 379	47 109 903	47 113 817