АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №26009053

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель Генерального директора
по геологии и разработке
АО «Эмбамунайгаз»
_____ТАСЕМЕНОВ Е.Т.
«__» _____2026г

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С.НУРЖАНОВ (СЕВЕРО-ЗАПАДНОЕ КРЫЛО)

Договор №1195769/2026/1 от 10.03.2026г.

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 РЕДАКЦИИ

Рев. №	Часть проекта	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ	Дата
00	текст	Для представления заказчику	
	текст	Для представления контролирующим органам	
	текст	Для представления ЦКРР МЭ РК	
	текст	Для согласования ЦКРР МЭ РК	
	текст	Для сдачи в ЦКРР МЭ РК	
	текст	Для сдачи Заказчику	
	текст	Для сдачи в архив	

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, И.о. первого заместителя директора филиала по геологии и разработке _____ Башев А.А.	(общее руководство)
Начальник управления разработки месторождений ЭМГ _____ Гуковский Д.А.	(главы 1, 3, 4, 8, 9, разделы 4.1, 4.3)
Ответственный исполнитель по разработке, Инженер управления разработки месторождений ЭМГ _____ Кунакбаева У.К.	(главы 1, 3, 4, 8, 9, разделы 4.1, 4.3)
Ответственный исполнитель по геологии, Ведущий инженер управления геологии и геологоразведки _____ Абдулов А.Р.	(главы 2, 11)
Эксперт управления геофизики и перофизики _____ Каналин Р.А.	(разделы 2.2, 2.4)
Ведущий инженер управления геофизики и петрофизики _____ Нысангалиева Ш.О.	(разделы 2.2, 2.4)
Старший инженер управления геологии и геологоразведки _____ Ермеков Э.В.	(раздел 2.3)
Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин _____ Рыспаев А.А.	(глава 7)
Эксперт управления системы сбора, транспортировки и подготовки продукции _____ Муханжанов Р.Х.	(разделы 6.3, 6.4, 6.5)
Инженер управления техники и технологии добычи нефти и газа _____ Дюсемалиев А.Б.	(раздел 6.1, 6.2)
Эксперт управления бюджетирования и экономических исследований _____ Матжанова М.Д.	(главы 5, 12, разделы 3.5, 4.2)
Старший инженер управления экологии _____ Сыздыкова А.М.	(глава 10)

Ответственный за Документ-контроль: _____ Гуковский Д.А.

СОДЕРЖАНИЕ

№№ п/п	Наименование		Стр.
	РЕФЕРАТ		15
	ВВЕДЕНИЕ		16
1	**ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ**		18
2	**ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**		20
	2.1	Характеристика геологического строения	20
	2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	49
	2.3	Физико-химический состав и свойства нефти, газа и воды	62
	2.4	Физико-гидродинамические характеристики	78
	2.5	Запасы нефти, растворенного и свободного газа	89
3	**ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ**		94
	3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов	94
	3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	107
	3.2.1	*Анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов, технологических показателей разработки*	108
	3.2.2	*Анализ выработки запасов нефти из пластов*	123
	3.2.3	*Анализ эффективности реализуемой системы разработки*	126
	3.3	Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	129
	3.3.1	*Обоснование расчетных моделей пластов, их геолого-физических характеристик, принятых для расчета технологических показателей разработки*	129
	3.3.2	*Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки*	130
	3.4	Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки	132
	3.4.1	*Обоснование выделения эксплуатационных объектов*	132
	3.4.2	*Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики*	135
	3.4.3	*Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки*	137
	3.4.4	*Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин*	139
	3.5	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	141
4	**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**		146
	4.1	Технологические показатели вариантов разработки	147
	4.2	Экономические показатели вариантов разработки	161
	4.3	Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	170
5	**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ**		171
6	**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА**		173

№№ п/п	Наименование		Стр.
	6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	173
	6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	184
	6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	189
	6.4	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	197
7	**РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН**		200
	7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	200
	7.2	Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	213
	7.3	Межколонное давление	215
8	**ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ**		225
9	**КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**		244
10	**ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**		255
	10.1	Климатические условия расположения месторождения	255
	10.2	Организация контроля над выбросами	257
	10.3	Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)	259
	10.4	Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения	259
	10.5	Производственные отходы предприятия	262
	10.6	Охрана недр	262
11	**МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**		265
12	**РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**		267
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		270
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ		273

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	*2*	*3*	
1.	2.2.1	Характеристика толщин горизонтов	54
2.	2.2.2	Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов	55
3.	2.2.3	Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности	55
4.	2.2.4	Статистические ряды распределения проницаемости горизонта	60
5.	2.3.1.1	Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях	74
6.	2.3.2.1	Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях	75
7.	2.3.3.1	Компонентный состав и свойства газа после однократного разгазирования	76
8.	2.4.1	Виды специальных исследований	78
9.	2.4.2.	Основные параметры образцов керна, модели пласта и результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	81
10.	2.4.3	Результаты исследований относительной проницаемости в системе вода-нефть	84
11.	2.4.4	Результаты анализа смачиваемости по Амотту	86
12.	2.5.1	Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло) по состоянию на 02.01.2026г	90
13.	2.5.2	Сводная таблица подсчета запасов газа газовых шапок и свободного газа месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло) по состоянию на 02.01.2026г.	92
14.	3.1.1	Количество проведенных ГДИС	95
15.	3.1.2	Результаты гидродинамических исследований	102
16.	3.1.3	Результаты проведенных MDT	103
17.	3.1.4	Характеристика начального и текущего пластового давления по объектам	105
18.	3.2.1.	Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2026	108
19.	3.2.2	Основные технологические показатели разработки I объекта	117
20.	3.2.3	Основные технологические показатели разработки II объекта	118
21.	3.2.4	Основные технологические показатели разработки месторождения в целом	118
22.	3.2.5	Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта	120
23.	3.2.6	Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта	121
24.	3.2.7	Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению	121
25.	3.2.2.1	Основные показатели выработки запасов нефти по эксплуатационным объектам	123
26.	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики по эксплуатационным объектам	134
27.	3.4.2.1	Геолого-технические мероприятия по 1 варианту	135
28.	3.4.2.2	Геолого-технические мероприятия по 2 варианту	136
29.	3.5.1	Цены	141
30.	3.5.2	Нормативы капитальных затрат	142

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
31.	3.5.3	Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат	143
32.	3.5.4	Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода	143
33.	3.5.5	Ставки налога на добычу	144
34.	3.5.6	Ставки налога на сверхприбыль	144
35.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом (Рекомендуемый II вариант)	147
36.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)	148
37.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	149
38.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	150
39.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	151
40.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	152
41.	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	153
42.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	154
43.	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин I возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	155
44.	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки I возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	155
45.	4.1.11	Характеристика основного фонда скважин II возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	157
46.	4.1.12	Характеристика основных показателей разработки II возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	157
47.	4.1.13	Характеристика основного фонда скважин III возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	157
48.	4.1.14	Характеристика основных показателей разработки III возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	158
49.	4.1.15	Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам	158
50.	4.1.16	Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам	160
51.	4.2.1	Расчет капитальных вложений в целом по месторождению	162
52.	4.2.2	Бюджетная эффективность	163
53.	4.2.3	Производственный доход в целом по месторождению	164
54.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению	166
55.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению	169
56.	4.3.1	Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)	170
57.	5.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом	171

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
58.	6.1.1	Показатели эксплуатации скважин м/р. «С.Нуржанов (СЗК)»	176
59.	6.2.1	Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	188
60.	6.3.1	Характеристика выкидных линий	190
61.	6.3.1	Необходимые мощности сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин	194
62.	6.4.1	Баланс добычи и распределения нефтяного газа при варианте разработки №1	198
63.	6.4.2	Баланс добычи и распределения нефтяного газа при рекомендуемом варианте разработки №2	199
64.	7.1.1	Рекомендуемая конструкция горизонтальной скважин НСВ-14	201
65.	7.1.2	Рекомендуемая конструкция горизонтальной скважин НСВ-15	202
66.	7.1.3	Рекомендуемая конструкция горизонтальной скважин НСВ-16	203
67.	7.1.4	Рекомендуемая конструкция резервных горизонтальных скважин НСВ-17, НСВ-18 и НСВ-19	204
68.	7.1.5	Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины НСВ-14 с проектной глубиной 4605,60м (по стволу)	209
69.	7.1.6	Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины НСВ-15 с проектной глубиной 4392,50м (по стволу)	210
70.	7.1.7	Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины НСВ-16 с проектной глубиной 4024,90м (по стволу)	210
71.	7.1.8	Расчет продолжительности бурения для резервных горизонтальных скважин НСВ-17, НСВ-18 и НСВ-19 с проектной глубиной 4605,60м (по стволу)	210
72.	7.1.9	Рекомендуемые параметры бурового раствора для горизонтальной скважины НСВ-14	211
73.	8.1	Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)	226
74.	8.2	Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. Объект I. Вариант 2 (рекомендуемый)	229
75.	8.3	Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. Объект II. Вариант 2 (рекомендуемый)	232
76.	8.4	Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. I возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)	235
77.	8.5	Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. II возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)	238
78.	8.6	Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. III возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)	241
79.	9.1	Экспериментальная программа исследовательских работ по определению забойного давления в добывающих скважинах основных объектов	247
80.	9.2	Экспериментальная программа исследовательских работ по определению забойного давления в добывающих скважинах возвратных объектов при переводе скважин	248
81.	9.3	Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки	254
82.	10.1.1	Общая климатическая характеристика	255
83.	10.1.2	Средняя месячная и годовая температура воздуха (˚С)	255

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
84.	10.1.3	Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с)	255
85.	10.1.4	Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	255
86.	10.2.1	Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2025г.	256
87.	12.1	Ликвидация скважин на конец контрактного периода по рекомендуемому варианту	268
88.	12.2	Объекты и оборудования подлежащие ликвидации (рекомендуемый вариант)	268
89.	12.3	Сводный экономический расчет по полной ликвидации месторождения	269

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ рис.	Наименование	Стр.
1	*2*	*3*	*4*
1.	1.1	Обзорная карта	19
2.	2.1.1	Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской впадины	27
3.	2.1.2	Тектоническая схема района работ	28
4.	2.1.3	Структурная карта по продуктивному горизонту Т-V	32
5.	2.1.4	Структурная карта по продуктивному горизонту Т-IV	32
6.	2.1.5	Структурная карта по продуктивному горизонту Т-III	32
7.	2.1.6	Структурная карта по продуктивному горизонту Т-II	33
8.	2.1.7	Структурная карта по продуктивному горизонту Т-I	33
9.	2.1.8	Структурная карта по ОГ IV	33
10.	2.1.9	Структурная карта по ОГ J1	34
11.	2.3.1.1	Зависимость давления насыщения и газосодержания	68
12.	2.3.1.2	Зависимость объёмного коэффициента и газосодержания	68
13.	2.3.1.3	Зависимость плотности пластовой нефти и газосодержания	68
14.	2.3.1.4	Зависимость вязкости от плотности пластовой нефти	68
15.	2.4.1.	Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности (юра, триас)	79
16.	2.4.2	Кривые относительной проницаемости системы вода-нефть (НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11)	83
17.	3.1.1	Индикаторная кривая скв. НСВ-11	95
18.	3.1.2	Диагностический график скв. НСВ-11	96
19.	3.1.3	Индикаторная кривая скв. НСВ-1	97
20.	3.1.4.	Диагностический график скв. НСВ-1	97
21.	3.1.5	Динамика изменения забойного давления скв. НСВ-1	98
22.	3.1.6	Индикаторная кривая скв. НСВ-2	98
23.	3.1.7	Диагностический график скв. НСВ-2 (КВД)	99
24.	3.1.8	Диагностический график скв. НСВ-2 (МУО)	99
25.	3.1.9	Диагностический график скв. НСВ-3	100
26.	3.1.10	Диагностический график скв. НСВ-4 (КВД)	101
27.	3.1.11	Диагностический график скв. НСВ-4 (КВУ)	101
28.	3.1.12	Определения пластового давления, продуктивности скважины НСВ-4 по линейной индикаторной кривой	102
29.	3.1.13	Динамика пластового и забойного давлений по I объекту	105
30.	3.1.14	Динамика пластового и забойного давлений по II объекту	106
31.	3.2.1	Характеристика фонда скважин в целом по месторождению на 01.01.2026г	108
32.	3.2.2	График эксплуатации скважины НСВ-1	109
33.	3.2.3	График эксплуатации скважины НСВ-5	110
34.	3.2.5	График эксплуатации скважины НСВ-2	110
35.	3.2.6	График эксплуатации скважины НСВ-3	111
36.	3.2.7	График эксплуатации скважины НСВ-4	112
37.	3.2.8	График эксплуатации скважины НСВ-11	113
38.	3.2.9	Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки	114
39.	3.2.10	Динамика основных показателей разработки I объекта	115

40.	3.2.11	Динамика основных технологических показателей разработки II объекта	115
41.	3.2.12	Динамика основных показателей разработки в целом по месторождению	116
42.	3.2.2.1	Распределение начальных запасов нефти по объектам	124
43.	3.2.2.1	Распределение остаточных запасов нефти по объектам	124
44.	6.1.1	Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности I объекта	124
45.	6.1.2	Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности II объекта	173
46.	6.1.3	Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности III объекта	174
47.	6.1.4	Потери давления на трение для различных типоразмеров подъемников	178
48.	6.1.5	Устьевая арматура УЭЦН	182
49.	6.3.1	Технологическая схема ЦППН Прорва	192
50.	7.1.1	Профиль горизонтальной скважины НСВ-14	205
51.	7.1.2	Профиль горизонтальной скважины НСВ-15	206
52.	7.1.3	Профиль горизонтальной скважины НСВ-16	207
53.	7.1.4	Профиль резервных горизонтальных скважин НСВ-17, НСВ-18 и НСВ-19	208
54.	7.2.1	Схема реализации методики анализа рисков от скважин с МКД	217
55.	7.2.2	Диаграмма процесса управления межколонными давлениями	219
56.	7.2.3	Процедура разделения скважин по группам опасности и перевода из одной группы в другую	222
57.	10.1	Роза ветров	256

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	*2*	*3*	*4*
2	П.2.3.1	Состав и свойтсва нефти в пластовых условиях	273
3	П.2.3.2	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	274
4	П.2.3.3	Компонентный состав растворенного газа в нефти	275
5	П.4.1.1	Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант I	276
6	П.4.1.2	Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант I	277
7	П.4.1.3	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант I	278
8	П.4.1.4	Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант I	279
9	П.4.1.5	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант I	280
10	П.4.1.6	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант I	281
11	П.4.1.7	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант I	282
12	П.4.1.8	Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант I	283
13	П.4.1.9	Характеристика основного фонда скважин. Объект I-Возвратный. Вариант I	284
14	П.4.1.10	Характеристика основных показателей разработки. Объект I-Возвратный. Вариант I	284
15	П.4.1.11	Характеристика основного фонда скважин. Объект II-Возвратный. Вариант I	285
16	П.4.1.12	Характеристика основных показателей разработки. Объект II-Возвратный. Вариант I	285
17	П.4.1.13	Характеристика основного фонда скважин. Объект III-Возвратный. Вариант I	286
18	П.4.1.14	Характеристика основных показателей разработки. Объект III-Возвратный. Вариант I	286
19	П.4.2.1	Расчет капитальных вложений в целом по месторождению (1 вариант)	287
20	П.4.2.2	Налоги, выплачиваемые Государству до определения чистого дохода (1 вариант)	287
21	П.4.2.3	Производственный доход в целом по месторождению (1 вариант)	288
22	П.4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению (1 вариант)	290
23	П.4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению (1 вариант)	293
24	П.12.1	Локальная смета демонтажа технологических оборудований и материалов месторождения Северо-Западное крыло С.Нуржанов	294

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование	номер приложения	номер листа	Масштаб приложения
1	2	3	4	5
1.	Корреляционная схема	1	1	1:500
2.	Геологический профиль продуктивного разреза юрских отложений с Ю-I по Ю-III горизонт	2.1	1	гор.1:10000 вер.1:1000
3.	Геологический профиль продуктивного разреза юрских отложений с Ю-IV по Ю-V горизонт	2.2	1	гор.1:10000 вер.1:1000
4.	Геологический профиль продуктивного разреза триасовых отложений	2.3	1	гор.1:10000 вер.1:1000
5.	Геологический профиль	3	1	гор.1:10000 вер.1:5000
6.	Схема обоснования ВНК и ГВК юрских горизонтов с Ю-I по Ю-III	4	1	1:1000
7.	Схема обоснования ВНК и ГНК юрских горизонтов с Ю-IV по Ю-V-3	5	1	1:1000
8.	Схема обоснования ВНК и ГВК триасовых отложений (I блок)	6	1	1:1000
9.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Ю-I - продуктивный горизонт	7	1	10:20000
10.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин и карта эффективных газонасыщенных толщин. Ю-II (песчаниковый пласт) - продуктивный горизонт	8	1	10:20000
11.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных газонасыщенных толщин. Ю-II-А - продуктивный горизонт	9	1	10:20000
12.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Ю-IV - продуктивный горизонт	10	1	10:20000
13.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин и карта эффективных газонасыщенных толщин. Ю-IV-2 - продуктивный горизонт	11	1	10:20000
14.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных газонасыщенных толщин. Ю-IV-3 - продуктивный горизонт	12	1	10:20000
15.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин и карта эффективных газонасыщенных толщин. Ю-IV-4 пласт 1 - продуктивный горизонт	13	1	10:20000
16.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин и карта эффективных газонасыщенных толщин. Ю-IV-4 пласт 2 - продуктивный горизонт	14	1	10:20000

№№ п/п	Наименование	номер приложения	номер листа приложения	Масштаб приложения
17.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин и карта эффективных газонасыщенных толщин. Ю-V - продуктивный горизонт	15	1	10:20000
18.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Ю-V-2 - продуктивный горизонт	16	1	10:20000
19.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Ю-V-3 - продуктивный горизонт	17	1	10:20000
20.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Т-I-А - продуктивный горизонт	18	1	10:20000
21.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Т-II-А-1 - продуктивный горизонт	19	1	10:20000
22.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Т-II-А-2 - продуктивный горизонт	20	1	10:20000
23.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных газонасыщенных толщин. Т-II-Б - продуктивный горизонт	21	1	10:20000
24.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Т-III - продуктивный горизонт	22	1	10:20000
25.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Т-IV-А - продуктивный горизонт	23	1	10:20000
26.	Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Т-V - продуктивный горизонт	24	1	10:20000
27.	Карта текущих и суммарных отборов. I объект	25	1	10:20000
28.	Карта текущих и суммарных отборов. II объект	26	1	10:20000

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, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ЛИКВИДАЦИЯ ПОЛСЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ.

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

В проекте приведены сведения о геолого-промысловой характеристике продуктивных залежей, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа месторождения. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин, выполненных в период разведки и пробной эксплуатации.

Выбор расчетных вариантов разработки проводился исходя из анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием опыта разработки и проектирования подобных месторождений.

Проведены расчеты технологических и экономических показателей по вариантам разработки, которые отличаются между собой плотностью сетки скважин.

Все варианты рассчитаны и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению 2 вариант разработки месторождения.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, мероприятия по контролю за разработкой, доразведке месторождения, охране недр и окружающей среды. Рассмотрены вопросы выбора способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования, мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, требования к системе сбора, транспорта и подготовки нефти, производству буровых работ, вскрытию пластов и освоению скважин, по контролю за разработкой, охране недр и окружающей среды, составлены мероприятия по доразведке месторождения. Область применения – месторождение С.Нуржанов (Северо-Западное крыло).

Настоящий проект выполнен по состоянию изученности на 01.01.2026г.

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения является АО «Эмбамунайгаз», имеющее права на недропользование на блоке Каратон-Саркамыс согласно Дополнению №11 к Контракту №3577 от 16 июня 2010г на разведку и добычу углеводородов на участках недр Карасор Западный и С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) сроком до 09.12.2047г. Площадь горного отвода составляет 7,60 км^2, глубина разработки – до минус 3700м.

В 2021г выполнен отчет «Подсчет запасов нефти и газа месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) (Протокол ГКЗ РК №2354-21-У от 26 октября 2021 года). Геологические запасы нефти в целом по месторождению по категории C_1 составили 5615 тыс.т, по категории C_2 – 4113 тыс.т., извлекаемые запасы нефти по категории C_1 составили 1467 тыс.т, по категории C_2 – 744 тыс.т.

В 2022г в рамках договора с АО «Эмбамунайгаз» №495-113/150/2020АТ от 14.08.2020г был выполнен проект разработки согласно Техническому заданию недропользователя и в соответствии требованиями «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утверждены приказом №329 И.о. Министра энергетики РК от 24.08.2018г). Проект выполнен на дату 01.01.2021г (Протокол ЦКРР №24/2 от 31.03.2022г) с целью ввода месторождения в промышленную разработку.

Во время реализации ПР-2022г в феврале 2023 года был осуществлен ввод из консервации 6 ед. скважин и проводился ряд геолого-технических мероприятий, а именно КРС и ГРП для вывода на режим. Настоящий отчет по анализу разработки составлен в связи с корректировкой утвержденных технологических показателей разработки ПР-2022г с учетом новых данных.

В 2024г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло)» (протокол ЦКРР №57/6 от 21-22.11.2024г) с уточнением технологических показателей разработки на 2025-2027гг, на основе которых в настоящее время ведется разработка месторождения.

В 2025г был выполнен и утверждён «Прирост запасов нефти и газа месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) по состоянию на 02.01.2026г» (Протокол ГКЗ РК №2813-26-У от 07.04.2026г).

В целом по месторождению геологические запасы нефти по категории C_1 увеличились на 2146 тыс. т (+38%), по категории С2 уменьшились на -1015тыс. т (-25%). Извлекаемые запасы нефти по категории C_1 увеличились на 697 тыс. т (+48%), по категории C_2 уменьшились на 274 тыс. т (-37%). Геологические запасы нефти по

категориям С1+С2 увеличились на 1131 тыс.т (+12%), извлекаемые запасы на 424 тыс.т (+19%).

Настоящий проект выполнен Атырауским филиалам ТОО «КМГ Инжиниринг», к договору №1195769/2026/1 от 10.03.2026г с АО «Эмбамунайгаз» согласно Техническому заданию Заказчика, требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018 года №239 и «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений». На основе «Прироста запасов нефти и газа месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) по состоянию на 02.01.2026г» (Протокол ГКЗ РК №2813-26-У от 07.04.2026г) был составлен настоящий проект «Дополнение к проекту разработки месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло)», также целью составления настоящего проекта является расчет технологических потерь при добыче углеводородов, а также расчет ликвидационного фонда и ежегодных ликвидационных отчислений в соответствии с новым нормативно-техническим документом — методикой расчета размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования по углеводородам, утвержденной Министерством энергетики Республики Казахстан от 17 января 2025 года.

В отчете использованы фактические материалы, предоставленные геологическими службами НГДУ «Жылыоймунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз». Авторы выражают благодарность специалистам компании-недропользователя за сотрудничество при выполнении настоящей работы.

1.ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение С. Нуржанов в административном отношении находится в Жылыойском районе Атырауской области, в 170 км на юг-юго-восток от г. Атырау, и расположено на северо-восточном побережье Каспийского моря. Ближайшие железнодорожные станции Кульсары и Опорная.

В орографическом отношении район работ является типичным для полупустынных районов юго-востока Прикаспийской впадины и представляет собой слабовсхолмленную равнину, осложненную многочисленными балками и оврагами.

Характерной особенностью рельефа местности является наличие широкой сети солончаков, так называемых “соров”, которые не высыхают летом и не замерзают зимой. Почва здесь, в основном, представлена “пухляком”, закрепленным слабой растительностью.

Естественных водных источников на площади нет. Водоснабжение населенных пунктов осуществляется по водопроводу Атырау-Сарыкум.

Северо-западная часть площади, находится в зоне подтопления нагонными водами Каспийского моря и представляет собой болотистую труднопроходимую местность.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков. Максимальная температура летом +42°С. Зима холодная, малоснежная, с непостоянным снежным покровом, толщина которого не превышает 15-20 см. Температура воздуха временами достигает -32-35°С. Характерны постоянные ветры юго-западного направления. Нередки сильные ветра, сопровождаемые буранами и снежными заносами, летом – пыльными бурями. В зависимости от количества выпадающих осадков весной и осенью местность становится труднопроходимой для автотранспорта.

Растительный и животный мир беден, что характерно для пустынь и полупустынь. Распространены пресмыкающиеся и членистоногие.

Район работ характеризуется развитой инфраструктурой. Недалеко от территории площади работ проходят: газопровод «Средняя Азия-Центр», нефтепровод «Косчагыл-НПСЗ», автодороги Прорва-Кулсары, Прорва-Опорный, Атырау-Актау, Кульсары-Тенгиз. С севера на юг проходит железная дорога Мангышлак-Макат.

В целом, участок работ расположен в условиях сложной топографии с заболоченными и залитыми нагонной водой из Каспийского моря территориями, развитой трубопроводной сетью.

Связь с населенными пунктами осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием.

На территории работ строительных материалов и других полезных ископаемых, используемых для хозяйственных нужд, не имеется.



Рис. 1.1 – Обзорная карта

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

В пределах месторождения пробуренными скважинами НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11, НСВ-12 и НСВ-13 вскрыты надсолевые отложения от пермотриасового до четвертичного возраста.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дана на основе фактических данных пробуренных скважин и близлежащего основного месторождения С.Нуржанов, как хорошо изученного в геологическом отношении месторождения.

Возрастные определения методом спорово-пыльцевого анализа проведены в скв. НСВ-1 по 36 образцам.

Пермская система - P

Нижнепермский отдел - P_1

Кунгурский ярус - $P_1к$

Самыми древними отложениями являются породы кунгурского яруса, которые в верхней части разреза представлены кепроком (гипс, ангидрит, переслаивающиеся с терригенными породами), в нижней части-белой кристаллической солью. В скважине НСВ-2 отложения кунгурского яруса вскрыты толщиной в 30м , в скважине НСВ-3 вскрытая толщина соли 8,6м.

Триасовая система – T

Породы триаса несогласно залегают на пермских отложениях. Отложения триаса представлены верхним и нижним отделами. Нижний триас в свою очередь состоит из ветлужской и баскунчакской серии, являющихся аналогами индского и оленекского ярусов. В литологическом отношении ветлужская серия представлена двумя толщами (снизу-вверх) – песчаниково-конгломератовой и песчано-глинистой.

Баскунчакская серия представлена преимущественно глинистыми породами. Для верхнего триаса в пределах месторождения характерно наличие трех литологических толщ (снизу-вверх): песчано-алевролитовая, глинисто- алевролитовая, песчано-глинистая.

В интервале 2939,0-2847,03 м исследованы 7 образцов керна: 2938,88-2939,00 м, 2936,14-2936,28 м, 2933,81-2933,91 м, 2851,81-2851,98 м, 2849,91-2850,02 м, 2848,39-2848,50 м, 2847,03 -2847,11 м. В интервалах 2849,91-2850,02 м, 2848,39-2848,50 м растительные остатки сильно обуглены. Полученные спектры имеют большое сходство по составу и объединены в комплекс: доминирует пыльца – 58%, содержание спор – 42%. Среди пыльцы преобладают двухмешковые древние – *Protopinus pergrandis* Bolch. – 10%, *Paleocoriferus* aff. *rotundus* Odints. – 8%, *Dipterella oblatinoides* Mab. – 11%, *Striatodiploxypinites* sp. – 6%, *Bennettites* sp. – 8% и другие.

В споровой части присутствуют: *Matonia triasica* K.-M. – 8%, *Camptotriletes triassicus* K.-M. – 7%, *Lycopodium subrotundum* K.-M. – 6%, *Crassispora* sp. – 5%, *Osmunda* sp. – 7%, *Camptotriletes* aff. *rugosus* Odints. – 5% и другие.

Следует отметить, что деление триасовых отложений носит дискуссионный характер, поэтому отложения триаса не расчленяются.

Вскрытая толщина триасовых отложений по стволу в скважине НСВ-1 – 630,6м, в скважине НСВ-2 – 486,9м, в скважине НСВ-3 – 587,8м, в скважине НСВ-4 – 488,6м и в скважине НСВ-11 – 470,6м.

Юрская система – J

Отложения юрской системы представлены нижним, средним и верхним отделами.

Нижний отдел – J_1

Нижнеюрские отложения представлены песками и песчаниками мелко- и среднезернистыми, часто водоносными с небольшими подчиненными прослоями песчанистых глин, содержащих растительные остатки.

В 7 образцах из глубин 2687,73-2687,84м, 2685,72-2685,83м, 2680,31-2680,42м, 2534,49-2534,59м, 2532,09-2532,17м, 2527,20-2527,30м, 2526,08-2526,20м в интервале 2532,09-2532,17м наблюдается сильная обугленность растительных остатков.

Во всех образцах присутствуют споры и пыльца аналогичного состава различной насыщенности и сохранности. Аналогичные спектры объединены в комплекс. В составе комплекса доминируют споры – 62%, пыльца – 38%.

Споровый состав представлен – *Deltoidospora* sp. – 18%, *Plicifera* aff. *delicata* Bolch. - 12%, *Toroisporis* aff. *crassiangulatus* Barch. – 10%, *Osmunda* sp. – 11%, *Selagiella* sp. – 6% и другие в единичном количестве.

В пыльцевой части преобладают древние хвойные – *Pinus divulgata* Bolch. – 6%, *Dipterella* aff. *oblatinoides* Mal. – 12%, *Pseudopicea* aff. *magnifica* Bolch. – 8%, *Podozamites* sp. – 7%, *Araucaria* sp. – 6% и другие в единичном количестве.

Толщина нижнеюрских отложений колеблется от 35,4 – 58,6 м.

Средний отдел – J_2

Разрез средней юры литологически представлен переслаиванием сероцветных песчано-глинистых отложений. В меньшей мере встречаются углистые глины и прослои бурого угля. Пески серые и буровато-серые, мелко и среднезернистые, глинистые. Песчаники мелко и среднезернистые, известковистые с растительными остатками.

В 5 образцах из интервалов глубин 2419,16-2419,24 м, 2420,53-2420,6 м, 2421,73-2421,79 м, 2422,67-2422,75 м очень слабая насыщенность, миоспоры плохой сохранности и

сильно обуглены. В образце из глубины 2423,65-2423,74 м набран палинокомплекс, где преобладает пыльца голосеменных растений (70%), единичны водоросли.

В споровой части сохраняется перобладание гладких трехлучевых папоротников, около 17%, значительны осмундовые 4% - *Osmunda cugartensis* Sixt, *O. wellmannii* Coup., *O. jurassica* (K-M.) Kuz., и плауновые 4% - *Densoisporites sp.* Редки *Dicksonia cf. crocina* Bolch., *Ophyoglossum sp., Tripartina variabilis* Mal., *Equisetites variabilis* Vinog. и др.

Пыльцевой спектр более разнообразен: *Piceapollenites sp., P. magnifica* Bolch., *P. variabiliformis* (Mal.) M. Petr., *P. exilioides* Bolch., *Picea mesophytica* Bolch., *Pinus sp., P. divulgata* Bolch., *Protoconoferus funarius* Bolch., *Podocarpus sp., Paleoconiferus asaccatus* Bolch., *Quadraeculina limbata* Mal., - 36%; а также *Cupressaceae* – 11%, *Classopollis* – 10%.

Толщина отложений достигает 734,2 м.

В составе верхней юры выделяются байосский, батский и келловейский ярусы.

По международной стратиграфической шкале келловейский ярус относится к среднему отделу юрской системы.

Байосский ярус

Слагают чередующиеся глины, песчаники и пески. Глины темно-серые, алевритистые, плотные, слюдистые. Пески и песчаники серые, средне- мелкозернистые, некарбонатные.

Батский ярус

Также представлен чередованием глин, песков и песчаников. Глины серые, темно-серые, алевритистые.

Пески и песчаники серые, мелкозернистые, некарбонатные.

Келловейский ярус – $J_2к$

Представлен толщей песчаников, алевролитов, аргиллитов с подчиненными прослоями глин, рыхлых песчаников, углистых глин и тонких прослоев угля.

В 3 образцах из интервалов глубин 2335,65-2335,71м, 2339,62-2339,7м, 2340,33-2340,41м выделены спорово-пыльцевые комплексы, в которых больше пыльцы голосеменных растений, чем папоротников.

Среди встреченных спор доминирует род *Cyathidites – Ciathidites australis* Coup., *C. minor* Coup., *C. hausmanioides* Kuz. (19-24%). Значительны глейхениевые, в пределах 5-7%. А также присутствуют *Microreticulatisporites pseudoalveolatus* Vinogr., *Osmundasidites sp., O. wellomanii* Coup., *Calamospora mesozoica* Coup., *Klukisporites variegatus* Coup., *Toroisporites sp., Lygodium asper* Bolch.

В пыльцевой части преобладают безмешковые *Classopollis classoides* Pfl. emend Poc. et Jans., *C. minor* Poc. et Jans. – 19-25%, *Cupressacites sp, Perinopollenites elatoides* Coup. (28-

30%). Повсеместны *Ginkgocycadophytus sp., Bennettites sp., Sciadopytus mesozoicus* (Coup.) Sauer et Mtsched. Среди двухмешковых хвойных (7-10%) распространены *Pseudopicea magnifica* Bolch., *Picea mesophytica* Bolch*., P. exilioides* Bolch., *Pseudopinus pectinella* Bolch., *Pinus vulgaris* Bolch., *P. pernobilis* Bolch. и др.

Перидиней около 10%: *Pareodinia sp., Sentusidinium sp., Cleistosphaeridium sp., Dingodinium sp.* и др.

Верхне-келловейский ярус J_2k_3 - толщина варьирует от 30м (скв.НСВ-10) до 41м (скв.НСВ-2).

Средне-келловейский J_2k_2 - толщина яруса меняется от 44м (скв.НСВ-4) до 62,8м (скв.НСВ-2).

Нижне-келловейский J_2k_1 - толщина яруса меняется от 95м (скв.НСВ-4) до 138м (скв.НСВ-10).

Верхний отдел – J_3

В составе верхней юры выделяются оксфордский и волжский ярусы.

Оксфордский ярус - J_3ox

Отложения яруса представлены глинисто-песчанистыми породами, алевролитами. В верхней части яруса залегают глинисто-карбонатные отложения. Глины серые, зеленовато-серые с отпечатками флоры и фауны. В 5 образцах из интервалов глубин 2293,05-2293,15м, 2295,12-2295,17м получены палинокомплексы с преобладанием пыльцы голосеменных растений. Образцы из глубин 2291,08-2291,13м, 2291,7-2292,63м, 2292,88-2292,98м слабой насыщенности, формы сильно обуглены.

В споровом спектре были встречены следующие папоротники (8-17%): *Cyathidites sp., Obtusisporites junctum* (K.-M.) Poc., *Klukisporites variegatus* Coup*., Lygodium sp., Concavissimisporites multituberculatus* (Bolch.) Bolch., *Plicifera delicata* (Bolch.) Bolch.

В пыльцевой части комплекса превалирует род *Classopollis*– 24-27%, *Cupressacites* варьирует в пределах 18-25%., а двухмешковые хвойные 8-14%.

Среди водорослей определены *Cleistosphaeridium sp., Sentusidinium sp., Chlamidoforella sp., Ctenidodinium sp., Cribroperidinium sp.* и др.

Толщина яруса меняется в скважине НСВ-11 от 27м, до в скважине НСВ-10 – 42м.

Волжский ярус - J_3v

Отложения представлены плотными известняками с подчиненными прослоями известковистых глин и мергелей. Известняки серые, темно-серые, тонко- и мелкозернистые. Толщина яруса меняется от 198,3м (скв.НСВ-4) до 245,6м (скв.НСВ-2).

Меловая система – К

Нижний отдел – $К_1$

Валанжинский ярус - $К_1v$

В нижней части представлен переслаиванием крепких песчаников с прослоями мергеля, известняка и доломита серого, зеленовато-серого. В верхней части представлен глинами серыми с зеленоватым оттенком, плотными, местами карбонатными.

В 7 образцах из интервалов глубин 920,4-1920,47м, 1922,41-1922,47м, 1923,36-1923,44м, 1924,04-1924,13м, 1925,33-1925,39м, 1925,92-1926,00м, 1926,51-1926,6м получены спорово-пыльцевые комплексы, в большом количестве присутствуют перидиниевые водоросли и фораминиферы.

Споры немногочисленны – 6-15%, и представлены *Plicifera delicata* (Bolch.) Bolch., *Gleichenidites umbonatus* (Bolch.) Bolch., *Gl. laetus* Bolch., *Gl. senonicus* Ross., *Ornamentifera echinata* Bolch. – 3-5%; *Cicatricosiporites sp., Pelletieria tersa* (K-M) Bolch., *Appendicisporites macrorhizus* (Mal.) Bolch., *Lygodiumsporites sp., L. asper* Bolch., *Klukisporites sp.* – 2-4%. Незначительны *Osmunda sp., Cyathidites sp., Stereisporites sp., Rouseisporites sp., Stenozonotriletes exuperans* Chl., *Densoisporites sp., Selaginella kemensis* Chl., *Taurocusporites reduncus* (Bolch.) Stover, *Leptolepidites verrucatus* Coup. и др.

Среди пыльцы определены безмешковые *Cupressacites sp.* (7-11%), *Classopollis classoides* Pfl. emend Poc. et Jans. (7-13%), *Podozamites sp.* (4%). Много двухмешковых хвойных (16-27%): *Picea mesophytica* Bolch., *Pseudopicea magnifica* Bolch., *Cedrus sp., Pinus cf. insignis* (Naum.) Bolch., *P. kulandjensis* Bolch*. P. vulgaris* (Naum.) Bolch., *P. pernobilis* (Bolch.) Bolch., *Podocarpus sp.,* а также встречаются *Applanopsis cf. dampieri* (Balme) Doring., *Triangulopsis cf. trilobata* (Balme) Doring, и единичные покрытосеменные.

Водоросли составляют 47-60%: *Gonyaulacysta cladophora* (Defl.,) Dod*., Trichodinium sp., Tr. speetonense* Davey, *Pseudoceratium sp., Ps. polymorphum* (Eis.) Bint, , *Achomosphaera sp., Cleistosphaeridium araneosum* Brid., *Cribroperidinium sp., Cr. edwardsii* (Cook. et Eis.) Davey, *Leptodinium sp., Oligosphaeridium sp., Lithodinia stoveri* (Millioud) Goht., *Exochosphaeridium sp., Circulodinium brevispinosum* (Pocock) Jans., *Protoellipsodinium spinosum* Davey et Verdier и др.

Общая толщина яруса варьирует от 82,4м (скв.НСВ-4) до 109,6м (скв.НСВ-3).

Неокомский надъярус - $К_1nc$

Подразделяется на глинисто-карбонатно-песчанистую пачку готерива и преимущественно глинистую пачку баррема. Глины темно-серые, зеленовато-серые, плотные. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, полимиктовые. Мергели и известняки серые, зеленовато-серые. Толщина надъяруса составляет: в скважине НСВ-1 – 445,4м.

Аптский ярус - $К_1а$

Отложения аптского яруса залегают на размытой поверхности барремского яруса. Литологически разрез представлен глинами темно-серыми, плотными, слюдистыми, слабопесчанистыми с тонкими прослойками тонкозернистого слюдистого песка, встречаются прослои песчаников и мергелей. Толщина отложений яруса в скважине НСВ-1 составляет 108,6м.

Альбский ярус - $К_1al$

Альбский ярус подразделяется на три подъяруса: нижний, средний, верхний.

Нижнеальбский подъярус - $К_1al_1$. Сложен в основании базальным горизонтом песка, а выше преимущественно глинами темно-серыми, плотными, жирными на ощупь, иногда слабопесчанистыми с линзообразными включениями мелкозернистого глауконитого песка.

Среднеальбский подъярус - $К_1al_2$. Представлен переслаиванием песков и глин. Отложения среднеальбского подъяруса отличаются от нижнеальбских более светлой окраской и большей песчанистостью.

Верхнеальбский подъярус - $К_1al_3$. Верхнеальбский подъярус сложен песками с прослоями глин. Пески зеленовато-серые, мелкозернистые, слюдистые, рыхлые. Глины серые, темно-серые, алевритистые, плотные.

Верхний отдел - $К_2$

Отложения верхнего мела представлены сеноманским, турон+коньякским, сантонским, кампанским, маастрихтским и датским ярусами.

Сеноманский ярус - $К_2cm$

Представлен глинами с подчиненными прослоями песка и песчаника. Глины темно-серые, алевритовые с прослойками светло-серого алевролита, песка с мелкими обуглившимися растительными остатками, изредка с прослоями песчаника и мергеля песчаного, зеленовато-серого, крепкого.

Турон+коньякский ярусы - $К_2t+cn$

Представлен разрез мергелем зеленовато-серого цвета, встречаются обломки фауны и обуглившиеся растительные остатки.

Сантонский ярус - $К_2s$

В верхней и нижней части сантонский ярус сложен мергелями, а в средней- белым писчим мелом с прослоями глинистого мела с зеленоватым оттенком. Мергель серовато-зеленый, плотный с остатками пелиципод.

Кампанский ярус - $К_2cp$

В верхней и нижней части разрез представлен преимущественно мергелем зеленовато-серым, плотным, алевритистым, глинистым. В средней части встречаются

прослои мела, мелоподобной глины светло-серого цвета с включением обломков фауны и вкраплениями белого мела.

Маастрихтский ярус - $К_2m$

Литологически разрез представлен, в основном, чередованием мергеля и мела. Мергель темно-серовато-зеленый, плотный, крепкий, местами встречаются обломки фауны и сажистые налеты. Мел белый, иногда с зеленоватым оттенком.

Палеогеновая система – Р

Отложения палеогеновой системы трансгрессивно залегают на отложениях датского яруса. Отложения представлены переслаиванием мергелей от кирпично-красных до серовато-зеленых, известняков зеленовато-серых, глин зеленовато-серых, известковистых, тонкослоистых.

Датский ярус – $Р_3d$

Отложения яруса представлены белым, хрупким мелом с прослоями зеленовато-белых глин. В верхней части яруса залегает мергель темно-серый, глинистый, очень плотный, крепкий.

Четвертичная система - Q

Отложения четвертичной системы представлены переслаиванием зеленовато-серых, песчаных глин и желтовато-серых, глинистых песков.

Тектоника

В тектоническом отношении месторождение С.Нуржанов расположено на юго-западной периклинальной части Южно-Эмбинского поднятия, уходящего под уровень Каспийского моря.

Изучаемый район является частью юга Прикаспийской впадины. Подошва осадочного чехла погружена на глубину 7.5-12.0км. В рельефе поверхности фундамента выделяются приподнятые и опущенные участки. По схеме структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской впадины территория расположена в крупном структурном элементе - Тугаракчанском прогибе (Рис.2.1.1).

В структурном отношении Прорвинская группа надсолевых структур представляет собой цепочку пологих антиклиналей, вытянутых в широтном направлении и приуроченных к поднятиям в солевом комплексе отложений.

По длинной оси поднятия выделяются следующие структуры, к которым приурочены нефтяные месторождения: Прорва Морская, Западная Прорва, Центрально – Восточная Прорва и Актобе (Рис.2.1.2).

Планомерное изучение геологического строения месторождения С.Нуржанов (ранее Прорва Центральная и Восточная) началось относительно недавно.

Так, в 2001г. АО «Казахстанкаспийшельф» выполнило сейсморазведочные работы МОГТ - 3Д в пределах Южного крыла структуры с общей площадью 82,72 кв. км. Результаты структурных построений с учетом имеющейся информации по двум сейсмическим линиям прошлых лет показали возможную перспективность Северо-Восточного и Северо-Западного крыльев структуры Прорва Центральная, отделенных от нефтеносного Южного крыла грабеном субширотного простирания, и практически не изученных предшествующими исследованиями. Поскольку сейсмические материалы 3Д охватили только Южное крыло структуры, да и то в недостаточной мере, что было связано с неблагоприятными поверхностными условиями (подтопление северной части площади), с целью изучения геологического строения выявленного грабена и северного участка структуры Прорвы Центральной АО «Казахстанкаспийшельф» была рекомендована постановка на этом участке дополнительного объема 2Д сейсморазведочных работ в объеме 50 пог. км.

В результате проведенных в 2005г. 2Д сейсмических исследований выявлено, что Северо-Западное опущенное крыло структуры отделено от Южного системой основного и подсекающего сброса с образованием узкого грабена. Амплитуда основного сброса достигает максимальных отметок в районе Южного свода, где составляет 100 и более метров. Амплитуда вспомогательного сброса не превышает 30-40м.

В пределах изученного 2Д съемкой опущенного Северо-Западного крыла структуры были выявлены ловушки, которые могли быть продуктивны по среднеюрским и триасовым горизонтам, при этом выполненные построения показали, что триасовые отложения Северо-Западного крыла структуры практически не изучены бурением.

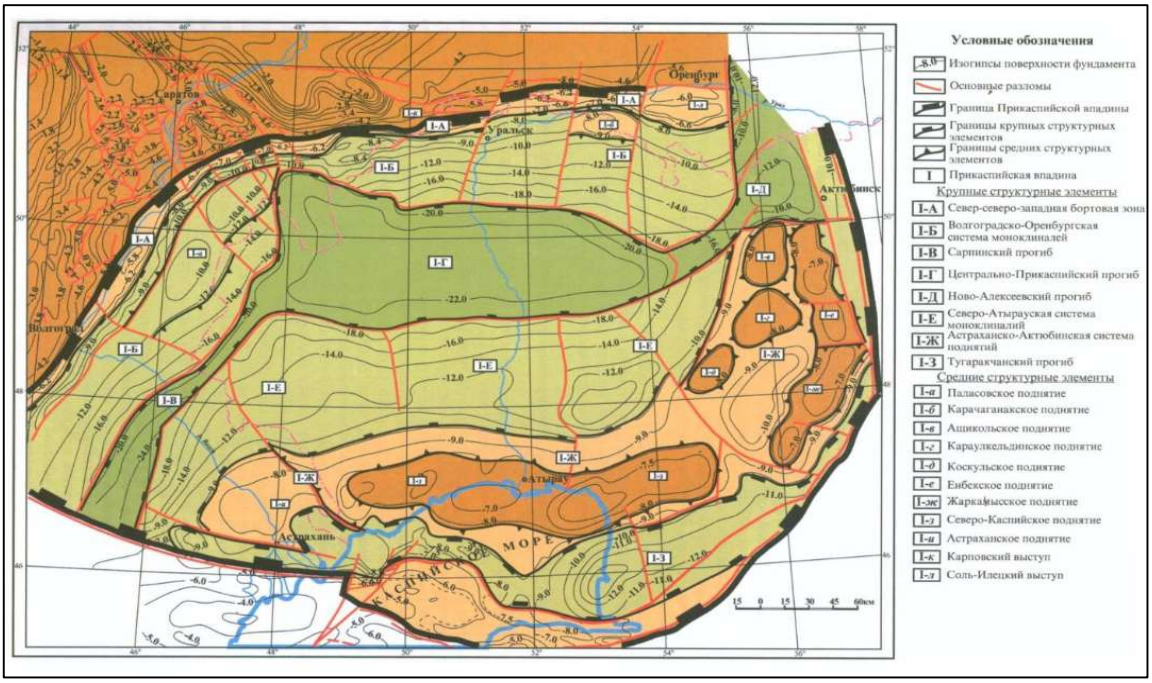


Рис.2.1.1 - Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской впадины

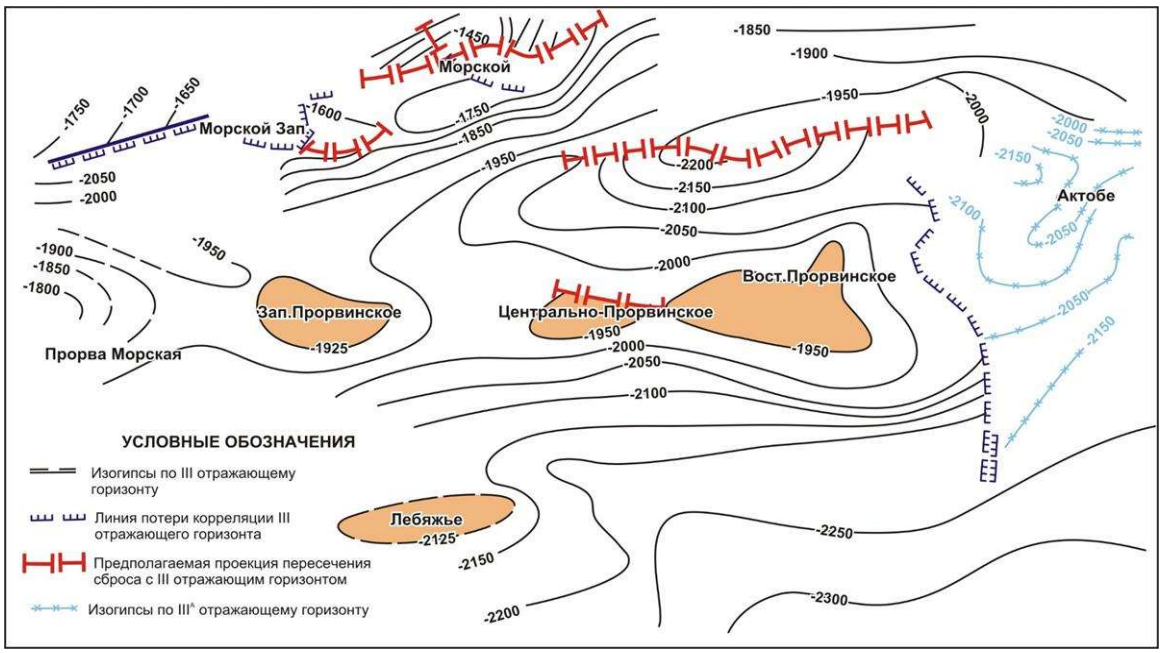


Рис.2.1.2 - Тектоническая схема района работ (из отчета «Подсчет запасов нефти, газа, конденсата по месторождению Центральная и Восточная Прорва», 1986г, Попова Л.А, Коростышевский М.Н.)

Таким образом, дальнейшие перспективы месторождения С.Нуржанов связываются прежде всего с Северо-Западным крылом.

В связи с этим, в 2012г. ТОО «Гео Энерджи Групп» на блоке Каратон-Саркамыс провело сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в объеме 160 км^2, которые охватили и северную часть месторождения С.Нуржанов с целью детального изучения выявленных ловушек.

В 2015г. геофизические исследования на блоке Каратон-Саркамыс были продолжены компанией ТОО «РД КМГ Разведочные активы», которая выполнила переобработку и переинтерпретацию сейсмических материалов 3Д с учетом данных бурения скважин, что позволило значительно детализировать строение Северо-Западного крыла месторождения С.Нуржанов.

В 2019г. выполнен отчет о результатах переобработки и переинтерпретации данных 3Д МОГТ на блоке Каратон-Саркамыс. Целью переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведочных работ 3Д МОГТ являлась современная высокоточная переобработка различных кубов данных с объединением их в единый куб, проведение структурной и динамической переинтерпретации сейсморазведочных данных по каждому месторождению в разрезе надсолевых продуктивных горизонтов.

В 2020г. ТОО «Reservoir Evaluation Services» (Резервуар Ивэльюэйшн Сервисис) выполнил отчет «О результатах анализа результатов сейсморазведки (2Д и 3Д) и бурения последних лет с целью выделения и обоснования перспективных объектов». Работа включает в себя современную высокоточную переобработку сейсмических данных во временной области по трем участкам: Северный Уаз, Карасор Западный и Северо–

Восточное поле Северо-Западного крыла месторождения С.Нуржанов и их интерпретация, интерпретация ГИС по скважинам, пробуренным за последние пять лет в пределах названных трех участков. Целью работ является уточнение геологического строения месторождений углеводородов, прогноз коллекторов в пределах выявленных залежей и выявление перспективных объектов, блоков в границах выделенных для исследований участков.

Ниже приводится описание тектонического строения Северо-Западного крыла структуры С.Нуржанов по структурным картам.

Структурная карта по VI отражающему горизонту, к которому приурочена кровля соленосных отложений кунгура, показывает развитие глубоко залегающих соляных куполов и мульдовых зон. Купола в районе работ не прорывают отложения мезозоя, но образуют в перекрывающем их осадочном комплексе тектонические нарушения типа сбросов и надсолевых грабенов.

Северо-Западное крыло месторождения С.Нуржанов приурочено к соляному куполу, простирающегося с запада на восток. На севере и западе купол сопряжен с мульдовыми зонами, при этом мульдовая зона на западе наиболее глубоко погруженная на рассматривамом участке (более -5000 м). Максимальная глубина залегания соли -4800 м характерна для мульдовой зоны на севере. Размеры соляного купола по замыкающей изогипсе -3300 м составляют 5,3 х 1,2 км, при амплитуде более 100 м.

Структурная карта по T-V горизонту (внутритриасовый горизонт) он приурочен к продуктивному триасовому горизонту T-V (к его кровле) (рис.2.1.3). Данная карта показывает, что северо-западное крыло состоит из двух частей - собственно структуры рассматриваемого крыла и грабена, отделяющего северное крыло от основного свода месторождения С.Нуржанов. Как видно на карте в пределах грабена пробурена только скважина 311, которая не вскрыла данный горизонт, поэтому дать характеристику грабена по рассматриваемому горизонту не представляется возможным.

По структурной карте *по T-V горизонту* Северо-Западное крыло месторождения С.Нуржанов представляет собой полуантиклинальную структуру субширотного простирания, ограниченную с юга тектоническим нарушением F_0, юго-востока субширотным тектоническим нарушением F_1, а с запада тектоническим нарушением F, с размерами по замыкающей изогипсе -3500 м – 50 х 1 км. Свод структуры на глубине -3350 м. Амплитуда 150 м.

По структурной карте по T-IV горизонту (внутритриасовый горизонт) он приурочен к продуктивному триасовому горизонту T-IV (к его кровле). Положение данной границы определялось, как кровля песчаников продуктивного горизонта T-IV (рис.2.1.4).

Северо-западное опущенное крыло структуры отделено от южного крыла структуры С.Нуржанов системой основного и подсекающего сброса с образованием узкого грабена. В пределах данного грабена, как было сказано выше, пробурена скважина 311, которая вскрыла продуктивный горизонт на отметке -3180,8 м, при этом вскрытая толщина горизонта равна порядка 55 м, в том числе толщина пласта-коллектора составляет 30 м.

Амплитуда основного сброса F_1 достигает максимальных отметок в районе южного свода, где составляет 100 и более метров. Амплитуда вспомогательного сброса F_0) не превышает 30-40 м. Вогнутая конфигурация системы тектонических нарушений определяет благоприятные условия для образования высокоемкой ловушки в пределах этого крыла структуры. По замыкающей изогипсе -3300 м размер залежи составляет 3 х 0,5 км, высота ловушки составляет более 50м.

По структурной карте по Т-III горизонту (внутритриасовый горизонт) он приурочен к продуктивному триасовому горизонту Т-III (к его кровле) (рис.2.1.5). Северо-западное опущенное крыло структуры отделено от южного крыла системой основного и подсекающего сброса с образованием узкого грабена. В пределах данного грабена, как было сказано выше, пробурена скважина 311, которая вскрыла продуктивный горизонт на отметке -3110,6 м.

Северо-Западное крыло месторождения С.Нуржанов представляет собой полуантиклинальную структуру субширотного простирания, ограниченную с юга тектоническим нарушением F_0, амплитуда которого не прывышает 30-40м, с юго-востока субширотным тектоническим нарушением F_1 максимальная отметка в районе южного свода составляет 100 и более метров, а с запада тектоническим нарушением F. Вогнутая конфигурация системы тектонических нарушений определяет благоприятные условия для образования высокоемкой ловушки в пределах этого крыла структуры. По замыкающей изогипсе -3250 м размер залежи составляет 3,5 х 0,75 км, высота ловушки составляет 100м.

Структурная карта по Т-II горизонту – приурочен к кровле продуктивного триасового горизонта Т-II (вспомогательный ОГ) (рис.2.1.6). Эта граница может рассматриваться как стратиграфическая поверхность, которая по данным ГИС уверенно отбивается и коррелируется в пределах всей площади. Эта граница определяется как переход от песчано-глинистых пород горизонта Т-I к преимущественно глинистым образованиям пакета пород горизонта Т-II и отмечается возрастанием гамма-активности по каротажу. Северо-западное опущенное крыло структуры отделено от южного крыла системой основного и подсекающего сброса с образованием узкого грабена. В пределах данного грабена, как было сказано выше, пробурена скважина 311, которая вскрыла продуктивный горизонт на отметке -3091 м. Амплитуда основного сброса F_1 достигает

максимальных отметок в районе южного свода, где составляет 100 и более метров. Амплитуда вспомогательного сброса F_0 не превышает 50 м. Вогнутая конфигурация системы тектонических нарушений определяет благоприятные условия для образования высокоемкой ловушки в пределах этого крыла структуры. По замыкающей изогипсе -3200 м размер залежи составляет 3,7 х 0,4 км, высота ловушки составляет 150м.

По структурной карте по Т-I горизонту (внутритриасовый горизонт) он приурочен к продуктивному триасовому горизонту Т-I (к его кровле) (рис.2.1.7). Северо-Западное крыло месторождения С.Нуржанов представляет собой полуантиклинальную структуру субширотного простирания, ограниченную с юга тектоническим нарушением F_0, амплитуда которого не прывышает 30-40м, с юго-востока субширотным тектоническим нарушением F_1 максимальная отметка в районе южного свода составляет 100 и более метров, а с запада тектоническим нарушением F. Вогнутая конфигурация системы тектонических нарушений определяет благоприятные условия для образования высокоемкой ловушки в пределах этого крыла структуры. По замыкающей изогипсе -3200 м размер залежи составляет 4,5 х 0,5 км, высота ловушки составляет 200м.

Структурные планы вышележащих отражающих горизонтов V и IV ввиду их субпараллельного залегания и малой толщины нижнеюрских отложений (70-115 метров) аналогичны и характеризуют структурный план основного продуктивного среднеюрского горизонта Ю-V.

По отражающему горизонту IV (рис.2.1.8), отождествляемому с подошвой среднеюрских отложений, выделяются те же структурные элементы, что и для горизонта Т-IV. Своды положительных структур мигрируют в южном и юго-восточном направлении, следуя за положением плоскости основных сбросов, и приобретают более плоскую форму.

В отличие от северо-восточного крыла структуры, по верхнеюрским отложениям северо-западное крыло морфологически выражено и представлено тектонически экранированной полуантиклиналью с амплитудой порядка 20 метров.

На уровне нижнеюрских отложений J1 происходит полное затухание подсекающего сброса со стороны северо-восточного крыла структуры, в результате этого участок грабена выражен слабоопущенной зоной (рис. 2.1.9). В районе скв.656 наблюдаются резкое затухание основной амплитуды и аномальное воздымание горизонта в сторону южного крыла структуры.

По III отражающему горизонту (подошва валанжинского яруса нижнего мела) Северо-Западное крыло месторождения С.Нуржанов представлено замкнутой антиклинальной структурой с размерами по замыкающей изогипсе -2008м – 1,1 х 1,0 км.

Свод на глубине - 2000м, амплитуда 8м. Структура не осложнена тектоническими нарушениями.

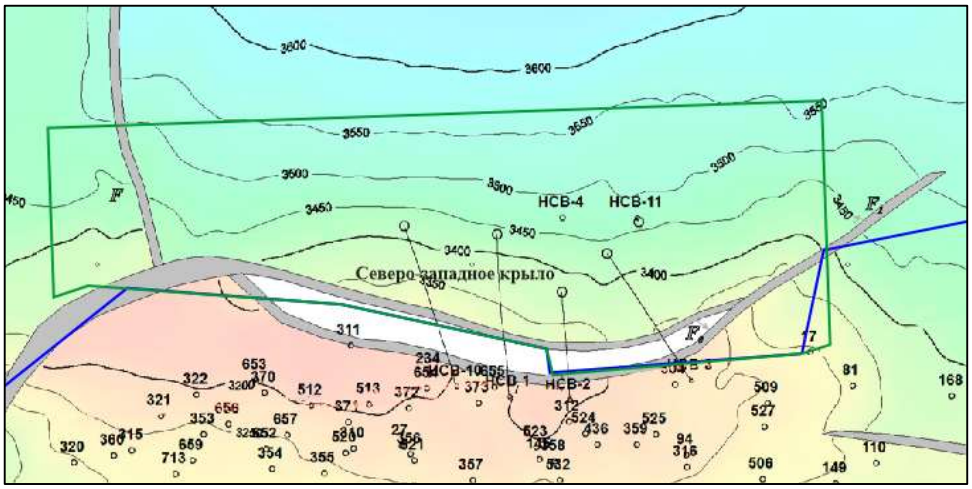


Рис.2.1.3 - Структурная карта по продуктивному горизонту Т-V (по материалам отчета о результатах анализа результатов сейсморазведки (2Д м 3Д) и бурения последних лет с целью выделения и обоснования перспективных объектов», 2020г)

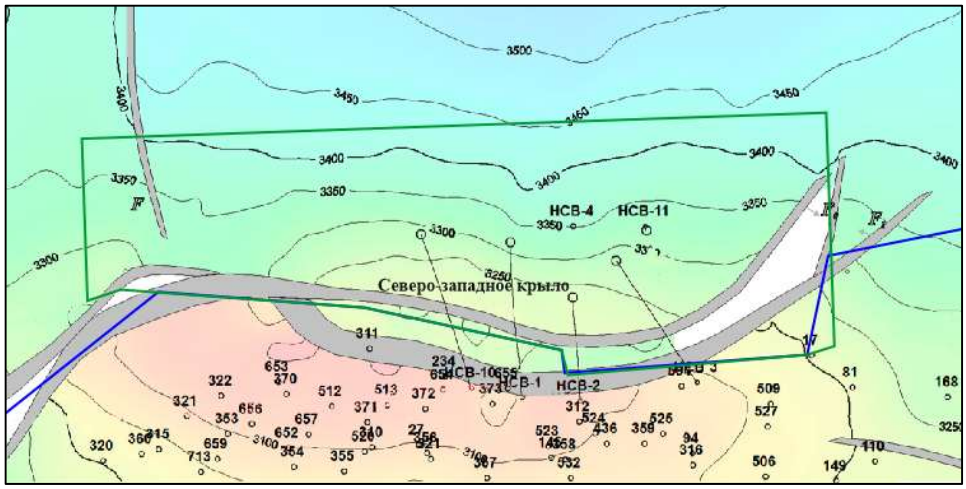


Рис.2.1.4 - Структурная карта по продуктивному горизонту Т-IV (по материалам отчета о результатах анализа результатов сейсморазведки (2Д м 3Д) и бурения последних лет с целью выделения и обоснования перспективных объектов», 2020г)

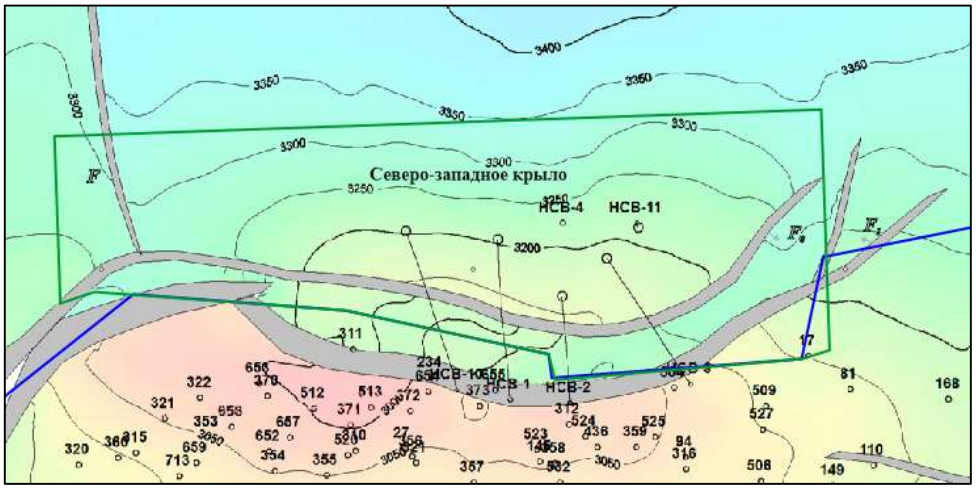


Рис.2.1.5 - Структурная карта по продуктивному горизонту Т-III (по материалам отчета о результатах анализа результатов сейсморазведки (2Д м 3Д) и бурения последних лет с целью выделения и обоснования перспективных объектов», 2020г)

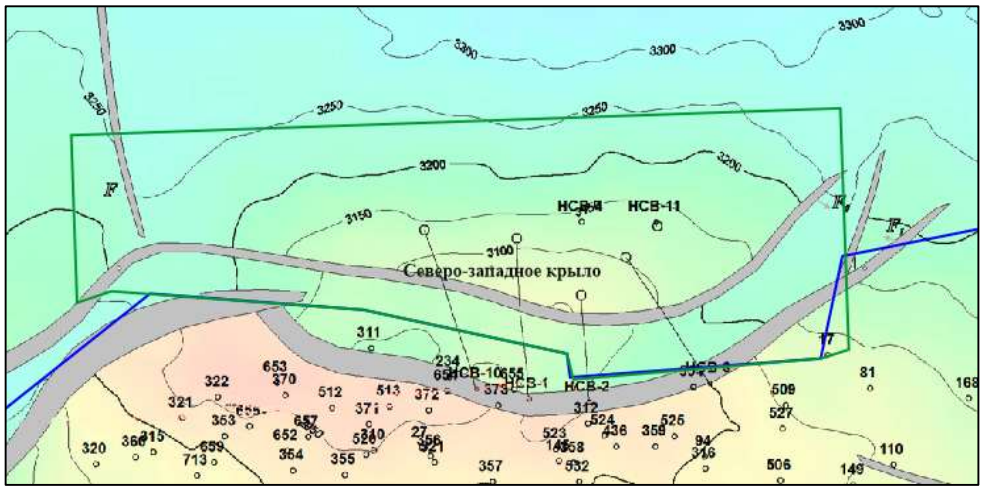


Рис.2.1.6 - Структурная карта по продуктивному горизонту Т-II (по материалам отчета о результатах анализа результатов сейсморазведки (2Д м 3Д) и бурения последних лет с целью выделения и обоснования перспективных объектов», 2020г)

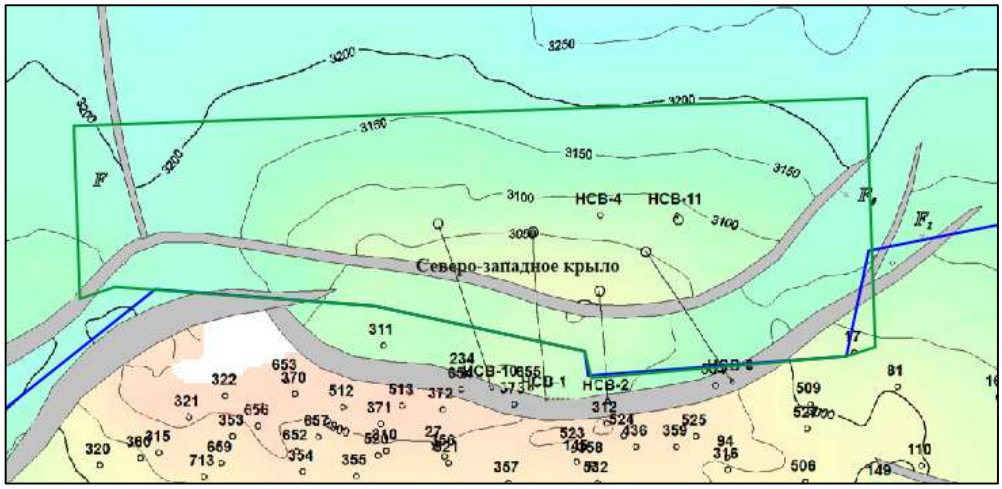


Рис.2.1.7 - Структурная карта по продуктивному горизонту Т-I (по материалам отчета о результатах анализа результатов сейсморазведки (2Д м 3Д) и бурения последних лет с целью выделения и обоснования перспективных объектов», 2020г)

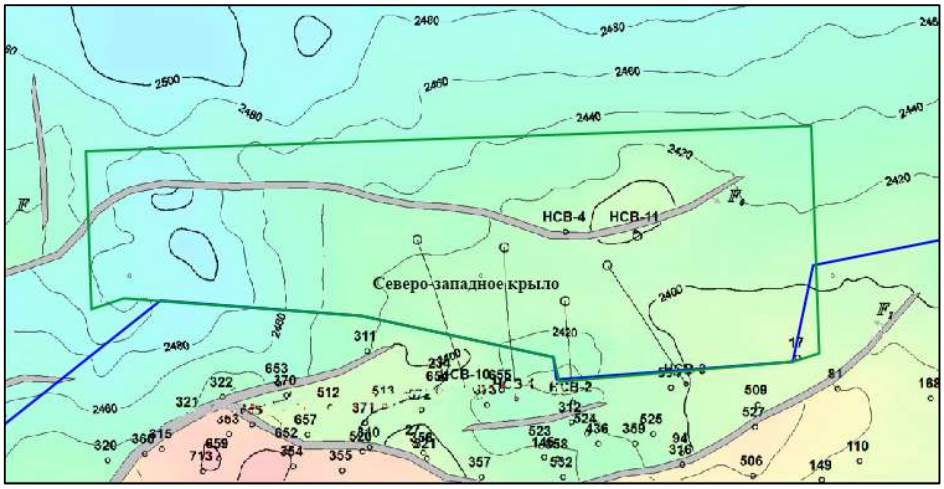


Рис.2.1.8 - Структурная карта по ОГ IV (верхняя часть средней юры) (по материалам отчета о результатах анализа результатов сейсморазведки (2Д м 3Д) и бурения последних лет с целью выделения и обоснования перспективных объектов», 2020г)

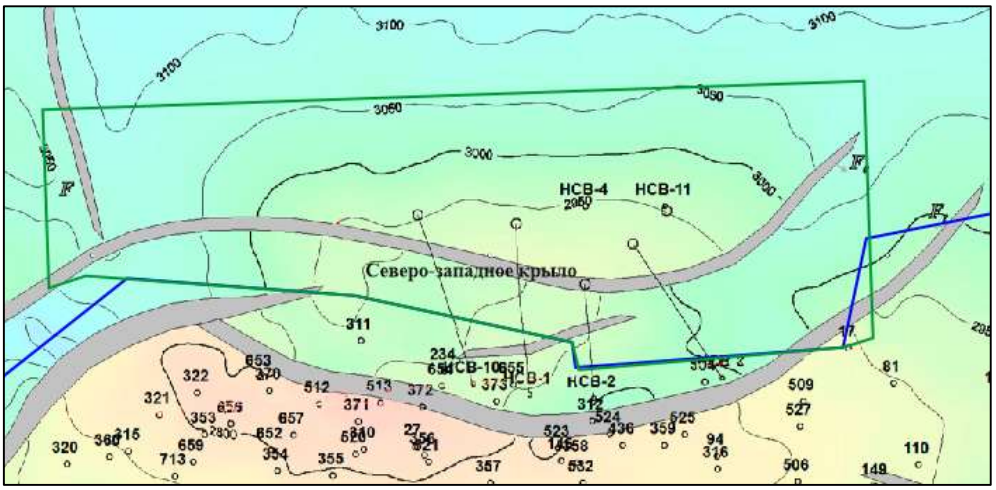


Рис.2.1.9 - Структурная карта по ОГ J1 (кровля нижнеюрских отложений) (по материалам отчета о результатах анализа результатов сейсморазведки (2Д м 3Д) и бурения последних лет с целью выделения и обоснования перспективных объектов», 2020г)

Нефтегазоносность

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с базальными песчаными горизонтами в основании верхнего, среднего и нижнего подъярусами келловейского яруса верхней юры, с песчаными горизонтами средней юры. Нефтегазоносность Северо-Западного крыла в основном приурочена с триасовым комплексом отложений, по аналогии с южным крылом месторождения С. Нуржанов.

В результате поисково-разведочного разбуривания, детальной попластовой корреляции с привлечением данных ГИС, керна, опробования на месторождении С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) по результатам бурения 9 скважин, как и на месторождении С.Нуржанов, установлено 11 горизонтов:

- $К_{1v}$–валанжинский горизонт - в меловых отложениях скважины вскрыли водоносные пласты
- Ю-I-верхнекелловейский горизонт - нефтегазовый
- Ю-II-среднекелловейский горизонт - нефтегазовый
- Ю-III–нижнекелловейский горизонт – водоносный
- Ю-IV-среднеюрский горизонт - нефтегазовый
- Ю-V-среднеюрский горизонт - нефтегазовый
- Т-I-триасовый горизонт - нефтяной
- Т-II-триасовый горизонт - нефтегазовый
- Т-III–триасовый горизонт – нефтяной
- Т-IV–триасовый горизонт – нефтяной
- Т-V-горизонт – нефтяной

Общность продуктивных пластов северного и южного крыльев, без каких-либо следов перерыва в осадконакоплении, свидетельствует об единстве их диагенеза, и смещение слоев и образование отдельных крыльев структуры С.Нуржанов является результатом последующих тектонических движений. В рамках настоящего проекта приводится описание геологического строения горизонтов северо-западного крыла месторождения С.Нуржанов. Данный проект рассматривает скважины НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11, НСВ-12 и НСВ-13.

Юрский продуктивный комплекс

В среднеюрском продуктивном комплексе выделяются горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV и Ю-V. По результатам опробования и промыслово-геофизических исследований для этих горизонтов введена более дробная индексация для выделяемых внутри горизонта пластов, имеющих самостоятельное значение как газо-нефтеносных объектов со своей системой распределения газа, нефти и воды.

Ю-I продуктивный горизонт

Является верхним продуктивным горизонтом среднеюрского комплекса. Представлен единой песчаной пачкой, залегающей в подошвенной части верхнекелловейского подъяруса.

При построении структурных карт за сейсмическую основу взята карта по отражающему горизонту IV, взятая с отчета «О результатах анализа результатов сейсморазведки (2Д и 3Д) и бурения последних лет с целью выделения и обоснования перспективных объектов» выполненного ТОО «Reservoir Evaluation Services» в 2020 г.

Общая толщина горизонта варьирует от 6,3 до 9,9м, в среднем 4,3м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 2,2 до 4,8м, в среднем составляет 3м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,2 до 4,8м, в среднем 3м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 1,0; песчанистости - 0,39.

Залежи северо-западного крыла пластово-сводового типа, тектонически экранированные, делится на блоки I, II и III, сбросом F и малоамплитудным сбросом f_3.

Ниже приводится описание только блока II, так как скважины НСВ находятся в данном блоке.

В II блоке установлена нефтяная залежь с газовой шапкой. Так как вся газовая залежь входит в горный отвод основного месторождения С.Нуржанов его описание приводится не будет. Детальное описание северо-западного крыла, относящиеся к горному отводу месторождения С.Нуржанов представлено в ПЗ-2019г.

При опробовании скв.27 из интервала перфорации 2232-2241м (-2255,4-2264,5) получен газ с конденсатом, на 5мм штуцере дебиты газа и конденсата составили соответственно 18500м^3/сут и 7,3т/сут. Газонефтяной контакт принят на абсолютной глубине -2260,4м по подошве опробованного газонасыщенного пласта в скв.27. Наличие нефтяной оторочки установлено при опробовании скв. 94, 145, 312, 436, 524, 525, начальные дебиты нефти при этом варьировали в пределах 0,5-11 м^3/сут.

В скважинах НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-12 и НСВ-13 по результатам интерпретации ГИС выделяются нефтенасыщенные коллектора. Скважина НСВ-4 и НСВ-11 попали в зону отсутствия коллектора. При опробовании интервала 2254,6-2256,3м в скв. НСВ-11 приток не получен.

Притоки безводной нефти получены до отметок -2280,8м (скв.94), -2283м (скв.312). ВНК по данным ГИС принят по подошве нефтяного пласта в скв.509 на отметке -2283,5м. С учетом принятых ГНК и ВНК высота газовой шапки составляет 6,4м; высота нефтяной оторочки составляет 24,9м.

Площадь нефтеносности составляет 2530 тыс.м^2.

Ю-II продуктивный горизонт

На месторождении продуктивность среднекелловейских отложении представлена двумя пластами Ю-II-1 и Ю-II-А.

В пределах площади по основным петрофизическим свойствам и по сейсмическим материалам подтверждается хорошая выдержанность пластов. Прослеженное от кровли горизонта отражение динамически выдержано, уверенно коррелируется по площади, исследование сейсмических атрибутов в интервале глубин залегания горизонта Ю-II показывает достаточно стабильный их характер.

Пласт Ю-II-1 по литологическому составу и по петрофизическим характеристикам делится на пласты: Ю-II-1 алевролитовый, характеризующиеся ухудшенными коллекторскими свойствами в рамках данного отчета не продуктивен, Ю-II-1 песчаниковый пласт является нефтегазоносным, Ю-II-2 по результатам ГИС водонасыщен. Между 1-ым и 2-ым пластами прослеживается глинистый маломощный раздел толщиной 5-7м.

Ю-II-1 песчаниковый пласт на северо-западном крыле сбросом F_0 и малоамплитудными сбросами f_1, f_1', f_2, f_4 делится на блоки I, II и подблоки IIа, IIб, IIб', IIв и IIв'.

Общая толщина пласта варьирует от 14,6 до 19,5м, в среднем 16,5м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 9,2 до 17,1м, в среднем составляет 14,2м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,1 до 7,3м, в среднем 3,3м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 4; песчанистости - 0,82.

Ниже приводится описание по I и II блоку.

В I блоке установлена тектонически экранированная газовая залежь. По промыслово-геофизическим данным в скв. НСВ-4 выделяются газоводонасыщенный коллектор. ГВК принят по контакту газ-вода в скв. НСВ-4 на отметке -2292,5м. Высота залежи 2,5м.

Во II блоке установлена нефтяная, пластово-сводовая, тектонически экранированная залежь. По промыслово-геофизическим данным в скв. НСВ-2, НСВ-12 и НСВ-13 выделяются нефтеводонасыщенные коллектора.

Продуктивность доказана опробованием скв. НСВ-11, где из интервала 2282-2284м получен фонтанный приток нефти с газом дебитом 78,5 м^3/сут и 20,5 тыс. м^3/сут через 7мм штуцере.

ВНК принят наклонным по контакту нефть-вода в скв. НСВ-11, на отметке -2300,2м. А также по прямому контакту нефть-вода по данным ГИС в скв. №№НСВ-12 и НСВ-13, на отметке -2992м. Высота залежи 7,3м.

Площадь нефтеносности составляет 1954 тыс.м^2, площадь газоносности – 308 тыс.м^2.

Ю-II-А пласт на северо-западном крыле малоамплитудными сбросом F_0 и малоамплитудными сбросами f_1, f_1', f_2, f_4 делится на блоки I, II и подблоки IIа, IIб, IIб', IIв и IIв'.

Общая толщина пласта варьирует от 14,8 до 37,2м, в среднем 22,6м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 2,9 до 22,0м, в среднем составляет 11,5м, из них эффективная газонасыщенная толщина 8,1м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,6; песчанистости - 0,43.

Ниже приводится описание по I блоку.

В I блоке установлена газовая залежь. По промыслово-геофизическим данным в скв. НСВ-4 выделяются газоводонасыщенный коллектор. ГВК принят по контакту газ-вода в скв. НСВ-4 на отметке -2347,0м. Высота залежи 8,8м.

Площадь газоносности составляет 164 тыс.м^2.

Ю-IV продуктивный горизонт

Описываемый горизонт стратиграфический приурочена к среднеюрскому комплексу.

Распространение данного горизонта в пределах площади представляется наиболее сложным, а однозначная корреляция горизонта затруднительна по материалам сейсморазведки. Но все-таки удалось выделить пласты коллекторы по результатам материалов геолого-геофизических исследований. Внутри горизонта выделяются 6 продуктивных пластов: Ю-IV, Ю-IV-1, Ю-IV-2, Ю-IV-3, Ю-IV-4 пласт 1, Ю-IV-4 пласт 2.

За основу структурных построений использовались отражающие горизонты соответствующих тому или иному пласту. Для Ю-IV горизонта за основу принято использовать сейсмический горизонт Ю-IV. Так как по тектонической модели имеет единое строение с вышележащими горизонтами, для остальных пластов за основу взят сейсмический отражающий горизонт по Ю-IV. Как и выше излагалось для Северо-западного крыла применяли ОГ, по результатам 3D-МОГТ 2020года.

Ю-IV пласт продуктивен в I и II блоках. Залежи нефтяные, пластово-сводового типа, тектонически экранированные.

Общая толщина пласта варьирует от 30,1 до 42,2м, в среднем 35,9м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 2,1 до 28,8м, в среднем составляет 14,2м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,3 до 8,8м, в среднем 4,0м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 6,8; песчанистости - 0,38.

В I блоке пробурена новая скв. НСВ-4, в которой по данным ГИС выделяется нефтенасыщенный коллектор толщиной 8,8м. В скв. НСВ-4 по результатам модульного динамического пластоиспытателя MDT на глубине 2436,83м получена нефть. При опробовании в скв. НСВ-4 получен слабый приток нефти и воды.

ВНК принят наклонным по ГИС по подошве нефти в скважинах НСВ-4 и НСВ-5 на отметках -2464,0м и -2469,4м соответственно. Высота залежи 15,9м.

В II блоке залежь продуктивна по данным интерпретации материалов ГИС в скважинах 654, 655, 373, 549, НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3 и НСВ-10. Коллектора в скважинах насыщены нефтью с водой, от 1,3м (скв. НСВ-3) до 12,2м (скв. 654).

ВНК установлен по ГИС от -2468,1 м, которому соответствует кровля воды в скв. НСВ-3 до -2473,9м, которому соответствует подошва нефти в скв. НСВ-10. Высота залежи 23,1м.

Площадь нефтеносности составляет 2179,2 тыс.м^2.

Ю-IV-2 пласт продуктивен по результатам интерпретации материалов ГИС в пределах II блока Северо-западного крыла. К пласту приурочена газонефтяная залежь. По типу относится к пластово-сводовым, тектонически экранированным залежам.

Общая толщина пласта варьирует от 32,9 до 49,2м, в среднем 42,8м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 0,5 до 14,1м, в среднем составляет 5,8м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,5 до 9,7м, в среднем 3,5м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 4; песчанистости - 0,15.

В II блоке по результатам геофизических исследований нефтеносность Северо-Западного крыла установлена в скв. 311, 373, 549, 654, НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-10, НСВ-12 и НСВ-13.

Скважина 311 была опробована в интервале 2548-2553 (-2572,4-2567,4) получен газ дебитом 9,4м^3/сут и нефть дебитом 14,6т/сут. 655 замещена непроницаемыми породами. Эффективные толщины нефтяных пластов колеблется от 0,5м до 9,6м и газового составило 4,7м.

Газонефтяной контакт взят по подошве газового коллектора на отметке -2572,8м, высота газовой залежи 4,8м.

Положение водонефтяного контакта принято по подошве нефтяного пласта в скв.НСВ-1 на отметке -2644,4м. Высота при принятых контактах составляет 70,4м.

Площадь нефтеносности составляет 1320,8 тыс.м^2, площадь газоносности – 194 тыс.м^2.

В пределах **блока Iа** выделена нефтяная залежь пластового сводового типа, тектонически экранированная. По результатам испытаний в скважине №НСВ-5 с

интервалов перфорации 2619,4–2623,0м и 2635,0–2636,0м суммарно извлечено пластовой нефти в объеме 178,6 т; дебит составил 13,4 т/сут при работе на 7-мм штуцере.

УВНК принят на отметке -2664м по подошве нефтенасыщенного пласта. Площадь нефтеносности составляет 172 тыс.м^2. Высота залежи 4,7м.

Ю-IV-3 пласт. К пласту приурочена газовая залежь, распространенная в блоках Ia и II. По типу относится к пластово-сводовым, тектонически экранированным залежам. Продуктивность доказана по материалам геофизических исследовании и по результатам испытании пласта.

Общая толщина пласта варьирует от 32,0 до 49,8м, в среднем 44,7м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 1,1 до 24,5м, в среднем составляет 10м, из них эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,1 до 24,5м, в среднем 10,2м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 5; песчанистости - 0,22.

В пределах **II блока** получила развитие газовая залежь, которая установлена при опробовании интервалов 2662-2668 и 2679-2684 (1990г) скв.311, в котором дебит газа через 6мм штуцере составила 90м^3/сут (311скв.); дополнительно в 2012г для уточнения характера насыщения были перфорированы скважины 654 (инт.2658-2662) и 655 (инт.2682-2687). Получены газ-нефть дебитами 1,4м^3/сут газа и 2т/сут нефти с газовым фактором 700м^3/т. По скважине 549 газонасыщенность установлена по результатам обработки материалов ГИС.

Положение ГВК принято на уровне -2712,3м. С учетом принятого раздела газ-вода высота газовой залежи равна 45,6м.

В рамках настоящего отчета выделена газовая залежь в пределах **блока Ia** по результатам интерпретации материалов ГИС скважины НСВ-5 выделен газонасыщенный коллектор эффективной мощностью 6,6 м.

Площадь газоносности – 1115 тыс.м^2.

ГВК принят условно по подошве газонасыщенного коллектора на отметке -2717,1м.

Ю-IV-4 пласт 1 получил развитие в I и II блоках, а также в районе скважины НСВ-5.

Общая толщина пласта варьирует от 23,1 до 43,3м, в среднем 30м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 2,6 до 21,5м, в среднем составляет 11,3м, из них эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 2,6 до 21,5м, в среднем 8,8м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,4 до 15,3м, в среднем 6,5м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 4; песчанистости - 0,37.

В **I блоке** пробурены скв. НСВ-4 и НСВ-11. В скв. НСВ-4 по данным ГИС выделяется газонасыщенный коллектор толщиной 8,0м. В скв. НСВ-4 по результатам

модульного динамического пластоиспытателя MDT на глубине 2711,72м получен газ. При опробовании скв. НСВ-4 из интервала 2711-2719м при 7мм штуцере получены газа дебитом 18,1 тыс. $м^3$/сут и газоконденсат дебитом 3,7 т/сут. Скв. НСВ-11 попала в зону отсутвия коллектора.

ГВК принят по подошве газонасыщенного пласта в скв. НСВ-4 на отметке -2752,6м. Высота залежи – 23,2м.

К **II блоку** приурочена газонефтяная залежь. Наличие газовой шапки установлено при опробовании скв. 549, где из интервала 2730-2735 (-2750,9-2755,9) при 9мм штуцерах получены газ дебитом 30$м^3$/сут и нефть дебитом 9т/сут с высоким газовым фактором 3190$м^3$/т. Дополнительно по данным ГИС в скважинах №№654, 311, НСВ-1, НСВ-12, НСВ-13 выделяются чисто газонасыщенные коллектора и в скв. НСВ-10, НСВ-2, 655, 373 выделены газ с нефтью. Скв. НСВ-3 попала в зону отсутствия коллектора.

Результаты комплексной интерпретации материалов ГИС с учетом результатов опробования позволили принять ГНК на уровне -2755,8м по подошве газонасыщенного коллектора в скв. №549. ВНК установлен условно по материалам ГИС по подошве нефти на абсолютной отметке -2770м в скв.373.

С учетом принятых разделов высота газовой шапки составляет 31,6м, нефтяной оторочки – 50м. Площадь газоносности составляет 1797 тыс. $м^2$, площадь нефтеносности 325 тыс. $м^2$.

В пределах **блока Ia** в районе скважины НСВ-5 выделена нефтегазовая залежь, тектонически экранированная нарушениями F и F_0. По результатам испытания в интервалах 2745-2751,5м, 2752,6-2755м, 2756-2760м при 7 мм штуцере получены приток газ+нефть дебитами 4,02 тыс.$м^3$/сут и 47,3 т/сут нефти соответственно. Фазовое состояние флюида в верхней части разреза подтверждается данными модульного динамического испытания пласта (MDT), согласно которым на глубине 2741,0 м зафиксировано наличие газовой шапки.

ГНК принят по подошве газонасыщенного коллектора в скв.НСВ-5 на отметке -2760м. ВНК принят условно на отметке -2778,8м по подошве нефтенасыщенного пласта. Площадь нефтеносности 148 тыс.$м^2$., площадь газоносности составляет 49,2 тыс.$м^2$. Высота залежи – 21,5м.

Ю-IV-4 пласт 2 продуктивен в I, Ia и II блоках.

Общая толщина пласта варьирует от 17,2 до 33,7м, в среднем 24,6м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 2,6 до 15,7м, в среднем составляет 8,6м, из них эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,4 до 5,1м, в среднем 3,1м, из них

эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,3 до 12,5м, в среднем 7,3м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 3; песчанистости - 0,38.

В **I блоке** пробурены скв. НСВ-4 и НСВ-11. В скв. НСВ-4 по данным ГИС выделяется газонасыщенный коллектор толщиной 2,9м. В скв. НСВ-4 по результатам модульного динамического пластоиспытателя MDT на глубине 2805,21м получен газ. Скв. НСВ-11 попала в зону отсутвия коллектора.

ГВК принят по подошве газонасыщенного пласта в скв. НСВ-4 на отметке -2776,6м. Высота залежи – 2,9м.

Во **II блоке** получила развитие газонефтяная залежь. Газовая шапка установлена при опробовании в скв.654, где из интервала перфорации 2758-2765 (-2779,3-2786,3) получен приток газа дебитом 5тыс. $м^3$/сут.

По результатам обработки материалов ГИС выделены газ+нефть в скважинах 311, 549, НСВ-10; нефтенасыщенные коллектора выявлены в скв. 373, 655, НСВ-1, НСВ-3, НСВ-12 и НСВ-13.

ГНК принят по подошве перфорированного газоносного пласта коллектора на отметке -2786,3м по скв.654. Высота залежи составляет 12,1м. ВНК принят по подошве нефти скв.НСВ-2 на уровне -2825,2м. Высота залежи с учетом принятого контакта 39м.

Площадь газоносности составляет 1318 тыс. $м^2$, площадь нефтеносности 1330 тыс. $м^2$.

В пределах **блока Iа** (район скв. НСВ-5) по данным ГИС выделяется тектонически экранированная нефтяная залежь. Эффективная нефтенасыщенная мощность пласта составляет 10,3 м. Подошва нефтенасыщенной толщины залегает на отметке -2819,3м, ВНК принят условно.

Ю-V продуктивный горизонт

По результатам анализа геолого-геофизических информации, по новым скважинам с привлечением данных опробования и интерпретации материалов ГИС позволила выделить в составе Ю-V горизонта 4 пласта (Ю-V, Ю-V-1, Ю-V-2, Ю-V-3).

Ю-V пласт получил развитие в I, Iа и II блоках. К крылу приурочена газонефтяная залежь пластово-сводовая, тектонический и литологический ограниченная непроницаемыми породами.

Общая толщина пласта варьирует от 13,8 до 34,2м, в среднем 26,1м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 2,1 до 30,1м, в среднем составляет 11,5м, из них эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 2,6 до 18,9м, в среднем 9,2м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,3 до 11,7м, в среднем 3,8м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 3; песчанистости - 0,45.

В I блоке пробурены скв. НСВ-4 и НСВ-11. В скв. НСВ-4 по данным ГИС выделяются нефтяной и газовый коллектора толщинами 2,9 и 2,9м. В скв. НСВ-4 по результатам опробования из интервала 2803,7-2809м получен нефть+газ+вода дебитами через 7мм штуцер 11,3 м^3/сут, 19,5 м^3/сут и 11 м^3/сут.

ГНК принят по подошве газонасыщенного коллектора на отметке -2825,0м в скв. НСВ-4. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на отметке -2828,5м в скв. НСВ-4. С принятыми контактами высота залежей составили газового 2,9м; нефтяного 2,9м.

Во II блоке продуктивность установлена при опробовании скважины НСВ-1, в результате которого с интервалов 2952-2956 (-2972,4-2976,4), 2959-2962 (-2979,4-2982,4) получен газ дебитом 64,4 тыс.м^3/сут при 8мм штуцере. По остальным скважинам по результатам обработки материалов ГИС выделены газонефтенасыщенные коллектора. Эффективная толщина газовой шапки изменяется от 2,6м до 18,9м, нефтегазонасыщенных от 2,2м до 18,9м.

Положение газонефтяного контакта принято по подошве газового коллектора в скв. НСВ-1 на абсолютной отметке -2837,4м; водонефтяного равна -2854,3м по подошве нефти. С принятыми контактами высота залежей составили газового 20,3м; нефтяного 12,6м.

В скважинах НСВ-12 и НСВ-13, пробуренных после подсчета запасов (ПЗ-2021), по результатам интерпретации ГИС выделены коллекторы с непосредственным контактом газ-вода. В связи с выявленным несоответствием уровней флюидальных контактов структурный план был пересмотрен: в модель внесен тектонический разрыв f1, в результате чего скважины НСВ-12 и НСВ-13 были локализованы в пределах обособленного блока, ограниченного нарушениями.

В пределах блока **Ia** по результатам интерпретации ГИС в скв. НСВ-5 выделена нефтеводонасыщенная толщина, мощностью 2,3м. ВНК принят по подошве нефти на отметке -2845,7м. Площадь нефтеносности составляет 38,8 тыс.м^2.

Ю-V-2 пласт. В пределах крыла продуктивность установлена во II блоке опробованием интервала 2850-2856 (-2871,3-2877,3) в скв.654, где получен 1,4м^3/сут газа и 2т/сут нефти. Эффективная нефтенасыщенная толщина от 1,5м (скв.373) до 8,4м (скв.654).

ВНК принят условно на отметке -2875,9м. Высота залежи Северо-западного крыла равна 9,4м.

Площадь нефтеносности горизонта составляет 13,6 тыс.м^2.

Ю-V-3 пласт продуктивен в пределах блоков I, Ia и II. К пласту приурочена нефтяная залежь пластово-сводового типа, водоплавающая, получившая развитие на Северо-Западном крыле.

Общая толщина пласта варьирует от 27,1 до 66,8м, в среднем 47,2м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 7,2 до 53,7м, в среднем составляет 28,7м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина от 6,4м до 20,6м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 7; песчанистости - 0,59.

В I блоке нефтенасыщенная залежь подтверждена опробованием в скв. НСВ-12, с интервала 2900-2909м получен приток нефти дебитом 54,2 т/сут, в скв. НСВ-2 по данным ГИС выделены коллектора эффективной нефтенасыщенной толщиной 20,2м. ВНК принят наклонным по контакту нефть-вода в скважинах НСВ-2 и НСВ-12 на отметках -2937,7м и -2932м соответственно. Высота залежи с учетом ВНК – 20,6м.

Во II блоке нефтеносность доказана согласно испытанию в скв.№655 в интервале перфорации 2930-2938 м получен фонтанный приток с дебитом 65,9 т/сут. нефти и 10,88 тыс.м^3/сут газа. В октябре 2023 года в рамках производственной программы было проведено углубление скважины 655 (с 2869 м до 2980 м), в результате которого скважина вскрыла коллекторы пласта *Ю-V-3*.

Эффективная толщина продукта нефти в скв. 655 составляет 23,8 м, в скв.373 – 15 м по данным ГИС. Нижняя отметка нефти в скв.373 находится на уровне -2969,3 м, кровля воды на отметке -2975,2 м.

Водонефтяной контакт принят условно по подошве нефти скв.373 на отметке -2969,3 м. Высота залежи составляет 47,7 м.

В пределах **блока Iа** в рамках настоящего отчета по данным ГИС в скважине НСВ-5 выделяется тектонически экранированная нефтяная залежь, мощностью 9,4м. ВНК принят по нижней отметке нефтенасыщенной толщины на глубине -2952,8м.

Триасовый продуктивный комплекс

Строение триасового комплекса отложений подчиняется структурному поведению соли. Триасовые горизонты приурочены к терригенным отложениям среднего триаса, характеризуются высокой степенью расчлененности продуктивных толщ и неоднородностью коллекторов. Коллекторами являются тонко и мелкозернистые глинистые песчаники.

На основе имеющихся данных сейсмики и бурения девяти скважин (полный комплекс ГИС, керн, шлам, пластовые флюиды, опробование, гидродинамические исследования испытателя пластов на каротажном кабеле MDT) в разрезе триаса выделены продуктивные горизонты Т-I-А, Т-II-А, Т-II-Б, Т-III, Т-IV-А и Т-V, аналогичные установленным на Южном крыле месторождения С.Нуржанов, кроме горизонтов Т-II-А и Т-IV. Горизонт Т-II-А в рамках отчета «Прирост запасов нефти и газа месторождения С.Нуржанов по состоянию на 02.01.2026г.» был разделен на два пласта Т-II-А-1 и Т-II-А-2.

Горизонт Т-I

Верхний продуктивный в триасовой части разреза ***горизонт Т-I*** по аналогии с Южным крылом месторождения С.Нуржанов делится на два пласта:

Т-I-А и Т-I-Б, из них по результатам интерпретации ГИС пласт Т-I-А – нефтеносный, Т-I-Б – водонасыщенный.

Горизонт Т-I, пласт А представляет собой залежь, пласто-сводовую, тектонически экранированную разломом F_0.

Во всех скважинах горизонт охарактеризован полным комплексом ГИС, в результате которого продуктивность пласта установлена в скважинах НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3 и НСВ-12. Скважины НСВ-4 и НСВ-11 водонасыщены. Скв. НСВ-10 и НСВ-13 локализованы непосредственно в зоне тектонического шва, что затрудняет их однозначную привязку к основному блоку.

Общая толщина пласта варьирует от 15,29 до 30,3м, в среднем 23,7м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 11,9 до 25,6м, в среднем составляет 18,3м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,0 до 13,5м, в среднем 8,2м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 5; песчанистости - 0,74.

ВНК принят по подошве нефтяного пласта в скважине НСВ-3 на абсолютной отметке -3023,9м и высота залежи -13,5м. С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности составляет 280 тыс. $м^2$.

Горизонт Т-II

Отделяется от вышележащего горизонта Т-I глинистым разделом толщиной 10-15м. Горизонт Т-II по результатам промыслово-геофизических исследований продуктивен и представлен двумя пластами: Т-II-А и Т-II-Б.

По результатам геолого-геофизической информации в разведочной скв. НСВ-5 на основании различий характера насыщения и отсутствия гидродинамической связи горизонт Т-II-А рассматривается как совокупность отдельных пластов Т-II-А-1 и Т-II-А-2. Пласты гидродинамически разобщены.

Горизонт Т-II, пласт А-1 вскрыт всеми пробуренными скважинами. Представляет собой залежь, пласто-сводовую, тектонически экранированную разломом F_0.

Общая толщина пласта варьирует от 11,3 до 24,8м, в среднем 20,2м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 8,9 до 16,4м, в среднем 12,2м.

Продуктивность пласта доказана опробованием интервала 3291-3304м в скважине НСВ-1, где на штуцере 6мм получен фонтанный приток нефти с газом дебитом 102,9 $м^3$/сут и 24,6 тыс. $м^3$/сут.

При опробовании интервала 3258-3269м в скважине НСВ-2 на 7мм штуцере приток нефти с газом составил 111,2 $м^3$/сут 17,7 тыс. $м^3$/сут.

В скважине НСВ-3 при опробовании интервалов 3253,5-3264 и 3270,3-3275,5м получен фонтанный приток нефти дебитом 60 $м^3$/сут на 7мм штуцере.

В скважине НСВ-10 при испытании интервалов 3348-3354 и 3357-3364м, был получен слабый приток нефти и газа.

В скважине НСВ-11 при испытании интервала 3102,2-3111,5м приток не получен.

ВНК принят наклонным от самой верхней отметки -3126,3м в скв. НСВ-4 до самой нижней отметке -3128,4 в скв. НСВ-11 и высота залежи - 16,4м. С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности составляет 1032 тыс. $м^2$.

Горизонт Т-II, пласт А-2 вскрыт всеми скважинами, кроме НСВ-10 и НСВ-12. Представляет собой залежь, пласто-сводовую, тектонически экранированную разломом F_0.

Продуктивность пласта доказана опробованием в скважине НСВ-5, где с интервалов 3083-3085м, 3095,7-3098м на штуцере 7мм получен приток нефти дебитом 34,5 $м^3$/сут. По результатам модульного динамического пластоиспытателя MDT на глубине 3095,5м получена нефть.

В скважине НСВ-2 по данным опробования MDT в интервале 3283,7-3284,2м получен приток нефти.

ВНК принят самой нижней отметке -3125 в скв. НСВ-1 и высота залежи - 60,6м. С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности составляет 811 тыс. $м^2$.

Горизонт Т-II, пласт Б представляет собой залежь, пласто-сводовую, тектонически экранированную разломом F_0, литологический ограниченную зоной отсутствия коллекторов (скв. НСВ-1 и НСВ-3).

Общая толщина пласта варьирует от 20,3 до 35,4м, в среднем 28,8м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 1,3 до 6,7м, в среднем составляет 4,4м, из них эффективная газонасыщенная толщина от 4,3м до 6.7м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2; песчанистости - 0,14.

По материалам ГИС горизонт газонасыщен. В пределах блока I выделены две обособленные залежи, разделенные зоной литологического замещения (экраном), что определяет отсутствие между ними гидродинамической связи и наличие индивидуальных флюидальных контактов.

В районе скважины НСВ-2 по результатам гидродинамических исследований (MDT) в интервале 3313,8-3314,3м получен приток газа и фракции воды. Газоводяной контакт по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве газонасыщенного пласта в скважине НСВ-2 на отметке -3136,2м.

Газовая залежь в районе скв. НСВ-5 выделена по результатам интерпретации материалов ГИС, газонасыщенный коллектор эффективной толщиной 6,7 м.

ГВК принят по подошве газонасыщенного коллектора на отметке -3145м.

Горизонт Т-III

Горизонт вскрыт скважинами НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-11 и НСВ-13. Нефтеносность данного горизонта установлена по результатам опробования в скв НСВ-5 и анализа промыслово-геофизических исследований. Нефтяная залежь северо-западного крыла приурочена к пластово-сводовому типу, тектонически экранированному с южной стороны разломом F_0.

Общая толщина пласта варьирует от 21,1 до 52,4м, в среднем 43,4м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 2,5 до 9,4м, в среднем составляет 5,8м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,5 до 9,4м, в среднем 5,8м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 3,3; песчанистости - 0,12.

При опробовании интервала 3405-3435м в скважине НСВ-1 получен приток пленки нефти с водой.

В скв. НСВ-11 при испытании интервалов 3189,6-3190,2м, 3191,5-3192,4м, 3196,4-3198,1м, 3199,5-3200,8м получен малодебитный приток пластовой воды с нефтью.

В скв. НСВ-5 при опробовании интервала 3185-3187м получен приток нефти дебитом 15,5 т/сут.

Водонефтяной контакт по данным ГИС не установлен и условно принят по подошве нефтенасыщенного пласта на отметке -3231,6м в скважине НСВ-4. Высота нефтяной залежи – 9,4м.

Площадь нефтеносности горизонта в целом составляет 1941 тыс. $м^2$.

Горизонт Т-IV

По результатам геолого-геофизической информации, бурения оценочных скважин НСВ-4, НСВ-11 и детальной пластовой корреляции позволило выявить продуктивный пласт Т-IV-А в составе горизонта Т-IV. В разрезе горизонт четко прослеживается и с хорошей выдержанностью по мощности. Таким образом горизонт делится на два пласта Т-IV-А и Т-IV-Б. Пласт Т-IV-Б является водоносным на северо-западном крыле месторождения С.Нуржанов.

Горизонт Т-IV, пласт А вскрыт скважинами НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-11 и НСВ-13. Представляет собой залежь, пласто-сводовую, тектонически экранированную разломом F_0.

Общая толщина пласта варьирует от 11,3 до 18,7м, в среднем 15,4м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 2,7 до 11,1м, в среднем составляет 5,3м, из них

эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,7 до 11,1м, в среднем 5,2м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 3,6; песчанистости - 0,37.

В скв. НСВ-4 при опробовании интервала 3245-3251м получен приток нефти и воды дебитами 16,7 $м^3$/сут и 4,5 $м^3$/сут.

В скв. НСВ-11 по результатам модульного динамического исследования MDT на глубине 3263,5м получена нефть. Продуктивность подтвердилась при опробовании скв. НСВ-11, где получен фонтанный приток нефти с газом дебитами 129,7$м^3$/сут и 14,2 тыс. $м^3$/сут через 9мм штуцер.

По скважинам №№НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-5 и НСВ-13 продуктивность пласта установлена по результатам ГИС.

Водонефтяной контакт по данным ГИС не установлен и принят условно по подошве опробованного пласта в скважине НСВ-11 на отметке -3281,7м. Высота нефтяной залежи – 11,1м.

Площадь нефтеносности горизонта в целом составляет 1784 тыс. $м^2$.

Горизонт Т-V

К горизонту приурочена нефтяная залежь пластово-сводового типа. Нефтеносность подтверждается положительными характеристиками по каротажу в скважинах НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5 и НСВ-11.

Общая толщина пласта варьирует от 37,9 до 52,6м, в среднем 45,1м. Величины общих эффективных толщин изменяются от 3,3 до 44,2м, в среднем составляет 23м, из них эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,3 до 44,2м, в среднем 18,5м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 7; песчанистости - 0,52.

По данным испытания MDT в скважине НСВ-2 в интервалах 3561,8-3562,3м и 3598,5-3599м получен приток нефти.

В скважине НСВ-3 при опробовании интервала 3630-3652м получен фонтанный приток нефти дебитом 10,9$м^3$/сут.

В скважине НСВ-4 при опробовании интервала 3415-3424м получен приток воды и нефти дебитами 27,1 $м^3$/сут и 103,1 тыс. $м^3$/сут.

При испытании в интервале 3419-3430м скв. НСВ-11 получен приток нефти с газом дебитом 5,3$м^3$/сут и 0,6 тыс. $м^3$/сут.

В скважине НСВ-5 при опробовании интервала 3370-3381м получен фонтанный приток нефти дебитом 27,8 т/сут при 7мм штуцере.

ВНК принят согласно ГИС в скважине НСВ-11 на отметке -3446,9м. Высота нефтяной залежи – 44,2м.

Площадь нефтеносности горизонта в целом составляет 2456 тыс. $м^2$.

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

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

Анализ результатов исследования керна. Керн отобран в 7 разведочных скважинах: НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11.

Всего по месторождению с отбором керна пройдено 494,75 м, общий линейный вынос керна составил 484,14 м или 97,86% от проходки. Всего проанализировано 892 образцов, из них в пределах продуктивной толщи 733 образца. Количество кондиционных образцов составляет 543 единиц (образцы с проницаемостью и пористостью выше граничных значений).

По ***меловым отложениям*** проходка с отбором керна составляет 9 м, вынос керна 8,9 м или 98,89% от проходки. Проанализировано 18 образцов керна.

По ***отложениям юры*** проходка составила 214,10 м и вынос керна 210,25 м или 98,20% от проходки. В продуктивных горизонтах юры (Ю-I, Ю-II пласт 1 алевр. часть, Ю-II пласт 1 песч. часть, Ю-II пласт 2, Ю-II-А, Ю-III, Ю-IV, Ю-IV-3, Ю-IV-4 пл.1, Ю-IV-4 пл.2, Ю-IV-4 пл.4, Ю-V-3) проходка составила 143,81 м, с выносом керна 140,01 м или 97,36% от проходки. Количество проанализированных образцов в юрских отложениях составляет 452 образца, приходящие на юрские продуктивные горизонты 373 образца, 257 образцов из которых являются кондиционными.

По ***триасовым отложениям*** проходка с отбором керна составляет 265,85 м, вынос керна 264,99 м или 99,68% от проходки. Проходка и вынос керна в триасовых горизонтах (Т-II-А, Т-II-Б, Т-III, Т-V) составила 175,58 м, вынос керна 174,88 м, т.е. 99,60% от проходки. Количество проанализированных образцов в триасовых отложениях составляет 422 единиц, в том числе 360 образцов приходится на продуктивные горизонты, 286 из которых являются кондиционными образцами.

По отложениям перми проходка составила 5,8 м, выноса керна нет.

Вне продуктивных горизонтов проходка составила 175,36 м, вынос керна 169,25 м, 96,52%. Между продуктивными горизонтами оказались 159 образцов.

Отбор керна в скважинах произведен керноотборочным снарядом УКРБ-172 мм. Интервал долбления и диапазон выноса керна в пределах продуктивных горизонтов варьирует от 1 до 27 м, но в большинстве случаев 1-18 м.

Для детального литологического и стратиграфического расчленения разреза проведен отбор проб шлама из скважин НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10,

НСВ-11 с глубины 100 метров до проектной глубины через каждые 5 м. Кроме того, проведено макрооописание шлама, процентное соотношение литологических разностей, люминесцентно-битуминологический анализ.

Обоснование граничных значений параметров пород-коллекторов. На керне скважин НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11 были выполнены специальные исследования (ОФП, Квыт), позволяющие определить граничные значения коллектор-неколлектор. Граничное значение проницаемости получено равным 1 мД по корреляционным графикам между проницаемостью и динамической пористостью. Для определения граничного значения пористости построены интегральные кривые распределения пористости по классам с проницаемостью Кпр<1 мД и Кпр>1 мД. В результате построенных кумулятивных кривых полученные граничные значения пористости были приняты равными: Ю-I - Ю-IV – 13,7%; Ю-V – 11,5%; триас – 10,8%.

Полученные граничные значения проницаемости и пористости используются для выделения коллекторов при интерпретации ГИС.

Литологическая характеристика коллекторов. Согласно описанию керна, шлифов, шлама, коллекторы продуктивных горизонтов юры и триаса представлены терригенными породами – песками, песчаниками, алевритами и алевролитами.

Тип коллектора – поровый.

Флюидоупоры представлены, в основном, глинами с тонкими прослоями песчаника, песка и алеврита.

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

Анализ результатов интерпретации геофизических исследований с целью оценки нефтенасыщенности, толщин, коллекторских свойств пластов-коллекторов.

После ПР-2022г на месторождений пробурена скважина НСВ-5, НСВ-12, НСВ-13 (скважины НСВ-12, НСВ-13, наклонно направленные).

Виды и объемы ГИС в открытом стволе. Геофизические исследования в разведочных скважинах Северо-Западного крыла местрождения состоят из общих исследований по всему стволу в масштабе глубин 1:500, запись ведется в цифровом виде. Геофизические исследования проводились каротажной станцией, совмещенной с лабораторией, регистрация данных цифровой станцией «Диалог», «Карсар» и «Мега», компанией ТОО «БатысГеоЗерттеу», ТОО «Анега-Казахстан» и АО «Казпромгеофизика».

В скважинах проведены стандартный комплекс ГИС, включающий в себя следующие методы: гамма каротаж (ГК), вторичный гамма излучения (НГК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННКт), потенциалов собственной поляризации (СП), боковой каротаж (БК), многозондовой БК, стандартный каротаж кровельным (N0,5M2,0A), (N11M0,5A) и подошвенным градиент зондами (A2,0M0,5N), кавернометрия (КВ), микробоковой каротаж (МБК), акустический каротаж (АК), спектральный гамма каротаж (СГК), гамма гамма каротаж плотности (ГГКп), водородосодержание (W), фотоэлектрический каротаж, многозондовый ИК (ВИКИЗ), микрозонды (МГЗ и МПЗ), термометрия, инклинометрия, профилеметрия и геолого-технологический каротаж (ГТИ).

Разведочные скважины НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-10 пробурены как наклонно-направленные, где отклонение от устья скважин составило $37,3^0$ и $37,7^0$ соответственно, по скважинам НСВ-12 отклонение составило $87,97^0$, НСВ-13 составило $39,47^0$. При рассмотрении и распечатки материала измеренная глубина приведена к вертикальному масштабу. Для контроля пространственного положения ствола скважины выполнялась инклинометрия приборами ИН. Отсчеты велись по точкам через 5 и 10 м по всему стволу скважины.

Для оценки качества цементирования колонн использовались акустическая цементометрия (АКЦ) с прибором АК-4, исследования проводились в интервалах от 0 до 3643,4 м. Анализ показал, что сцепление цемента за колонной, в основном, частичное и сплошное, с породой частичное и неопределенное.

По скважине НСВ-2 дополнительно из специальных методов ГИС проводились такие исследования, как ядерный магнитный каротаж (ЯМР) и гидродинамические исследования (модульный динамический пластоиспытатель МДТ). Исследования проведены сервисной компанией «Шлюмберже».

В скважине НСВ-11 также провели гидродинамические исследования (МДТ). Исследования проведены сервисной компанией «Шлюмберже».

В скважине НСВ-4 провели гидродинамические исследования (МДТ). Исследования проведены сервисной компанией «Шлюмберже».

По скважине НСВ-5 дополнительно из специальных методов ГИС проводились такие исследования, как ядерный магнитный каротаж (ЯМР) 25.10.2021г и гидродинамические исследования (МДТ) 12.12.2021г. Исследования проведены сервисной компанией «Шлюмберже».

Проведенные исследования ЯМР позволили рассчитать общую и эффективную пористость, независимую от литологии пористости; расчет объема, связанного и

свободного флюидов; оценить проницаемость; распределение порового пространства по замеру пор.

Гидродинамические исследования в скважине НСВ-2 проводились в интервале 3281-3598,4 м. По данным исследования определяли пластовое давление и подвижность пластового флюида, типа насыщающего флюида. Для отбора глубинных проб использован испытатель пластов на каротажном кабеле МДТ, в состав которого входил двойной пакер и комплексный анализатор пластового флюида.

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

Глинистость оценивалась по кривым ГК и ПС как в комплексе, так и раздельно. При определении глинистости по ГК использовалось по двойному разностному параметру, с использованием зависимости Ларионова В.В. Оценка пористости велась с использованием кривых ГГК; АК и W.

Коэффициент нефтенасыщенности по данным ГИС рассчитывался по уравнению Арчи для чистых неглинистых коллекторов. Петрофизические зависимости и применяемые граничные значения для данного месторождения описаны выше.

Проводимые геофизические исследования соответствуют методическим рекомендациям, кривые ГИС хорошего качества, и позволяют получить качественные и количественные характеристики пластов-коллекторов.

В обсаженном стволе. В скважинах в закрытом стволе проведены дополнительные исследования по скважине НСВ-10.

Цель работ ГИС состояла в определении: определение текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов и контроль ВНК (ГЖК), акустический контроль цементирования обсадной колонны, исследования проводила компания «Анега-Казахстан» 04.09.2018г. Исследования выполнены скважинным аппаратурным комплексом КарСар, содержащий в своем составе следующий набор исследований: ГК, локатор муфт, ИНГК, АКЦ.

В скважине НСВ-3 проведены исследования ГИС-контроля по определению текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов и контроль ВНК (ГЖК), акустический контроль цементирования обсадной колонны, исследования проводила компания «Узеньпромгеофизика» 15.06.2021г.

В скважине НСВ-1 проведены исследования ГИС-контроля по определению текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов и контроль ВНК (ГЖК), исследования проводила компания «УралНефтеГазСервис» 22.03.2021г.

Полученные материалы ГИС соответствуют требованиям «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» и техническим рекомендациям к скважинным приборам.

Скважинные приборы проэталонированы в соответствии с инструктивными положениями и откалиброваны перед началом записи. Привязка глубин производится по данным ГК в необсаженном стволе.

Все материалы новых геофизических исследований добавлены в существующую базу данных по ГИС. Эти сведения учитываются в петрофизической основе существующей геологической модели месторождения.

В дальнейшем рекомендуется продолжить исследования методами ГИС-контроля в эксплуатационных скважинах для контроля текущего состояния пластов-коллекторов, а также выявления возможных интервалов заколонных перетоков пластовой воды.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Характеристика толщин пластов продуктивных горизонтов представлена в таблице 2.2.1; статистические показатели характеристик неоднородности пласта представлены в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.1 - Характеристика толщин горизонтов

Толщина	Наименование	По пласту в целом										
		Ю-I	Ю-II, пл-1 песч	Ю-II-А	Ю-IV	Ю-IV-2	Ю-IV-3	Ю-IV-4 пласт 1	Ю-IV-4 пласт 2	Ю-V	Ю-V-1	Ю-V-3
Общая	Средняя, м	4	14,2	12,8	18,1	5,8	10,5	11,2	8,6	11,8	8,6	28,6
	Интервалы изменения, м	2,2-9,4	9,2-19,5	2,9-22	2,1-39,7	0,5-14,1	1,1-24,5	2,6-21,5	2,6-15,7	2,1-32,1	1,7-14,1	7,2-53,7
	Коэффициент вариации	0,150	0,09	0,385	0,562	0,158	0,138	0,198	0,470	0,2874	0,461	0,338
Газонасыщенная	Средняя, м	-	2,5	8,1	-	-	11,2	7	4,0	9,2	-	-
	Интервалы изменения, м	-	-	-	-	-	1,1-24,5	2,6-10,9	2,9-5,1	2,6-18,9	-	-
	Коэффициент вариации	-	0	0	-	-	0,574	0,164	0,275	0,936	-	-
Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,0	4,2	-	3,8	3,5	6,6	8,5	7,4	3,8	-	14,7
	Интервалы изменения, м	2,2-4,8	2,1-7,3	-	1,3-8,8	0,5-9,7	6,6	1,4-15,3	1,3-12,5	1,3-11,7	-	6,4-22,9
	Коэффициент вариации	0,251	0,300	-	0,638	0,680	-	0,955	0,592	0,769	-	0,365
Водонасыщенная	Средняя, м		12,1	11,8	16,6	9,2	10,5	-	3,4	8,2	8,6	22,7
	Интервалы изменения, м		9,2-15,7	2,9-22,0	5,0-37,8	1,4-14,1	3,9-16,2	-	1,6-6,9	1,3-23,2	1,7-14,1	0,8-53,7
	Коэффициент вариации		0,182	0,598	0,656	0,606	0,481	-	0,624	0,580	0,461	0,485
Эффективная	Средняя, м	3,0	4,2	8,1	3,8	3,5	10,5	11,2	6,7	6,2	-	14,7
	Интервалы изменения, м	2,2-4,8	2,1-7,3	-	1,3-8,8	0,5-9,7	1,1-24,5	2,6-21,5	1,3-12,5	1,3-18,9	-	6,4-22,9
	Коэффициент вариации	0,251	0,300	0	0,638	0,680	0,684	0,198	0,829	0,699	-	0,365

продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	По пласту в целом					
		Т-I-А	Т-II-А	Т-II-Б	Т-III	Т-IV-А	Т-V
Общая	Средняя, м	18,5	13,8	4,0	5,5	5,3	22,8
	Интервалы изменения, м	4,3-29,8	6,5-21,3	1-5	2,5-9,4	2,7-11,1	3,3-44,2
	Коэффициент вариации	0,207	0,392	0,457	0,466	0,279	0,168
Газонасыщенная	Средняя, м	-	-	4,3	-	-	-
	Интервалы изменения, м	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	0	-	-	-
Нефтенасыщенная	Средняя, м	10,3	13,0	5,3	5,5	5,2	19
	Интервалы изменения, м	2,0-22,0	6,5-21,3	-	2,5-9,4	2,7-11,1	3,3-44,2
	Коэффициент вариации	0,558	0,334	0	0,466	0,542	0,700
Водонасыщенная	Средняя, м	14,4	8,6	3,3	-	0,8	13,4
	Интервалы изменения, м	4,3-25,6	1,5-12,9	1,3-5,4	-	0,8	11,6-15,2
	Коэффициент вариации	0,583	0,095	0,612	-	-	0,134
Эффективная	Средняя, м	10,3	13,0	4,8	5,5	5,2	19
	Интервалы изменения, м	2,0-22,0	6,5-21,3	4,3-5,3	2,5-9,4	2,7-11,1	3,3-44,2
	Коэффициент вариации	0,558	0,334	0,473	0,466	0,542	0,700

Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов

Горизонт	Количество скважин	Коэффициент песчанистости			Коэффициент расчлененности		
		Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения	Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения
Ю-I	7	0,41	0,14	0,32-0,48	1	-	1
Ю-II, пл-1 песч.	7	0,82	0,16	0,55-0,94	4	0,40	2-8
Ю-II-А	7	0,53	0,46	0,18-0,86	3	0,47	1-7
Ю-IV	7	0,44	0,47	0,07-0,68	7,0	0,41	1-11
Ю-IV-2	7	0,15	0,77	0,01-0,43	4,0	0,31	1-7
Ю-IV-3	7	0,23	0,57	0,02-0,52	5,0	0,26	1-8
Ю-IV-4 пласт 1	7	0,36	0,33	0,10-0,70	4,0	0,31	1-7
Ю-IV-4 пласт 2	7	0,38	0,68	0,09-0,65	3,0	0,74	1-5
Ю-V	7	0,46	0,80	0,07-0,93	4	0,35	2-8
Ю-V-2	7	0,58	0,54	0,07-0,93	3	0,95	1-10
Ю-V-3	7	0,58	0,33	0,2-0,93	8,0	0,33	4-13
Т-I-А	7	0,70	0,24	0,28-0,98	5,0	0,36	1-13
Т-II-А	7	0,54	0,36	0,29-0,71	4	0,20	1-7
Т-II-Б	6	0,20	0,51	0,04-0,34	2	0,35	1-3
Т-III	6	0,11	0,41	0,05-0,18	3,3	0,54	1-7
Т-IV-А	6	0,37	0,66	0,16-0,90	4	0,40	2-5
Т-V	6	0,53	0,55	0,07-0,85	7,0	0,49	3-12

Результаты оценки коллекторских свойств продуктивных отложений и их насыщенности, определенных по ГИС, по керну и по гидродинамике приведены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3 - Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм^2*10^{-3}	Пористость (нефть), доли ед.	Пористость (газ), доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
Ю-I						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	-	-	-
	Количество определений	15	15	-	-	-
	Среднее значение	22,23	0,196	-	-	-
	Интервал изменения	1,55-96,1	0,167-0,249	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,00	0,10	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	7	1	6	1
	Количество определений	-	7	1	6	1
	Среднее значение	-	0,18	0,18	0,68	0,65
	Интервал изменения	-	0,16-0,20	-	0,64-0,72	-
	Коэффициент вариации	-	0,12	0	0,09	0
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Ю-II, пласт-1 песчаниковая часть						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	3	-	-	-
	Количество определений	76	77	-	-	-
	Среднее значение	1987,96	0,246	-	-	-
	Интервал изменения	6,04-10000	0,156-0,307	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,687	0,148	-	-	-
	Количество скважин	-	4	1	4	1

Геофизические исследования скважин	Количество определений	-	6	1	6	1
	Среднее значение	-	0,19	0,23	0,74	0,74
	Интервал изменения	-	0,14-0,25	-	0,46-0,87	-
	Коэффициент вариации	-	0,21	0	0,16	0
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-	-	-
	Количество определений	1	-	-	-	-
	Среднее значение	289,95	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0	-	-	-	-
Ю-III						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	-	1		-
	Количество определений	29	-	29		-
	Среднее значение	113,88	-	0,213		-
	Интервал изменения	5,04-245,7	-	0,139-0,249		-
	Коэффициент вариации	0,52	-	0,11	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	1	-	1
	Количество определений	-	-	2	-	2
	Среднее значение	-	-	0,165	-	0,63
	Интервал изменения	-	-	0,16-0,17	-	0,58-0,67
	Коэффициент вариации	-	-	0	-	0,083
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Ю-IV						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-	-	-
	Количество определений	19	19	-	-	-
	Среднее значение	30,17	0,174	-	-	-
	Интервал изменения	1,14-92,3	0,139-0,194	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,746	0,09	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	7	-	7	-
	Количество определений	-	20	-	14	-
	Среднее значение	-	0,17	-	0,64	-
	Интервал изменения	-	0,14-0,22	-	0,44-0,77	-
	Коэффициент вариации	-	0,21	-	0,31	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Ю-IV-1						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	1	-	1	-
	Количество определений	-	1	-	1	-
	Среднее значение	-	0,14	-	0,57	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	0	-	0	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Ю-IV-2						
	Количество скважин	-	-	-	-	-

Лабораторные исследования керна	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	7	-	7	-
	Количество определений	-	22	-	22	-
	Среднее значение	-	0,17	-	0,69	-
	Интервал изменения	-	0,14-0,24	-	0,48-0,85	-
	Коэффициент вариации	-	0,13	-	0,11	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Ю-IV-3						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	-	1	-	-
	Количество определений	1	-	11	-	-
	Среднее значение	9,42	-	0,155	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0	-	0	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	6	-	6
	Количество определений	-	-	33	-	32
	Среднее значение	-	-	0,16	-	0,65
	Интервал изменения	-	-	0,12-0,20	-	0,51-0,85
	Коэффициент вариации	-	-	0,12	-	0,11
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Ю-IV-4 пласт 1						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	-	-	-
	Количество определений	48	48	-	-	-
	Среднее значение	145,49	0,171	-	-	-
	Интервал изменения	1,3-3400	0,137-0,198	-	-	-
	Коэффициент вариации	3,410	0,081	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	3	7	3	7
	Количество определений	-	5	19	5	19
	Среднее значение	-	0,16	0,17	0,72	0,70
	Интервал изменения	-	0,13-0,17	0,15-0,19	0,43-0,85	0,63-0,82
	Коэффициент вариации	-	0,11	0,11	0,08	0,1
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Ю-IV-4 пласт 2						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-	-	-
	Количество определений	4	4	-	-	-
	Среднее значение	36,073	0,186	-	-	-
	Интервал изменения	1,39-61,7	0,156-0,232	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,627	0,157	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	7	2	7	2
	Количество определений	-	15	3	14	3
	Среднее значение	-	0,16	0,16	0,71	0,65
	Интервал изменения	-	0,14-0,20	0,15-0,17	0,64-0,77	0,63-0,70
	Коэффициент вариации	-	0,10	0,1	0,07	0,07
Гидродинамические	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-

исследования скважин	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Ю-V						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	5	4	5	4
	Количество определений	-	11	12	9	12
	Среднее значение	-	0,18	0,16	0,74	0,68
	Интервал изменения	-	0,15-0,23	0,15-0,21	0,69-0,78	0,61-0,75
	Коэффициент вариации	-	0,09	0,07	0,03	0,05
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Ю-V-3						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-	-	-
	Количество определений	12	12	-	-	-
	Среднее значение	467,57	0,214	-	-	-
	Интервал изменения	67,9-2250	0,167-0,261	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,326	0,113	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	4	-	4	-
	Количество определений	-	16	-	15	-
	Среднее значение	-	0,17	-	0,72	-
	Интервал изменения	-	0,14-0,22	-	0,42-0,83	-
	Коэффициент вариации	-	0,15	-	0,13	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Т-I-А						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	4	-	4	-
	Количество определений	-	20	-	20	-
	Среднее значение	-	0,16	-	0,68	-
	Интервал изменения	-	0,10-0,20	-	0,54-0,81	-
	Коэффициент вариации	-	0,18	-	0,09	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Т-II-А-1						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	4	4	-	-	-
	Количество определений	103	103	-	-	-
	Среднее значение	455,73	0,174	-	-	-
	Интервал изменения	1,5-4550	0,113-0,251	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,581	0,169	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	7	-	7	-
	Количество определений	-	23	-	23	-
	Среднее значение	-	0,18	-	0,73	-
	Интервал изменения	-	0,13-0,23	-	0,57-0,91	-

	Коэффициент вариации	-	0,20	-	0,13	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	3	-	-	-	-
	Количество определений	3	-	-	-	-
	Среднее значение	38,29	-	-	-	-
	Интервал изменения	10,12-55,6	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,1	-	-	-	-
Т-II-А-2						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	4	-	4	-
	Количество определений	-	11	-	11	-
	Среднее значение	-	0,15	-	0,65	-
	Интервал изменения	-	0,11-0,18	-	0,56-0,82	-
	Коэффициент вариации	-	0,20	-	0,13	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Т-II-Б						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	2	-	2
	Количество определений	-	-	3	-	3
	Среднее значение	-	-	0,19	-	0,78
	Интервал изменения	-	-	0,17-0,20	-	0,70-0,84
	Коэффициент вариации	-	-	0,1	-	0,11
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Т-III						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-	-	-
	Количество определений	19	19	-	-	-
	Среднее значение	53,79	0,1441	-	-	-
	Интервал изменения	2,09-368,7	0,113-0,173	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,488	0,134	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	7	-	7	-
	Количество определений	-	24	-	24	-
	Среднее значение	-	0,15	-	0,68	-
	Интервал изменения	-	0,12-0,22	-	0,50-0,81	-
	Коэффициент вариации	-	0,17	-	0,08	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Т-IV-А						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-

	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	6	-	6	-
	Количество определений	-	24	-	24	-
	Среднее значение	-	0,15	-	0,73	-
	Интервал изменения	-	0,13-0,20	-	0,64-0,93	-
	Коэффициент вариации	-	0,12	-	0,09	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-
T-V						
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	5	5	-	-	-
	Количество определений	166	166	-	-	-
	Среднее значение	55,718	0,137	-	-	-
	Интервал изменения	1-1240	0,106-0,199	-	-	-
	Коэффициент вариации	2,637	0,114	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	6	-	6	-
	Количество определений	-	28	-	28	-
	Среднее значение	-	0,16	-	0,68	-
	Интервал изменения	-	0,14-0,18	-	0,52-0,81	-
	Коэффициент вариации	-	0,09	-	0,15	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-

В таблице 2.2.4 приведены статистические ряды распределения проницаемости по керну.

Таблица 2.2.4 – Статистические ряды распределения проницаемости горизонта

№ № п/п	***По данным лабораторного изучения керна***									
	Интервалы изменения, мкм^2*10^{-3}	Число случаев								
		Ю-I	Ю-II, пл. 1 песч. часть	Ю-IV	Ю-IV-3	Ю-IV-4 пл. 1	Ю-IV-4 пл. 2	T-II-A	T-III	T-V
1	1-10	4	2	4	1	13	1	6	5	57
2	10-100	11	19	15	-	24	3	34	11	91
3	100-200	-	6	-	-	8	-	19	2	9
4	200-300	-	7	-	-	1	-	9	-	2
5	300-400	-	2	-	-	-	-	8	1	-
6	400-500	-	-	-	-	-	-	3	-	3
7	500-600	-	1	-	-	-	-	-	-	-
8	600-700	-	2	-	-	-	-	1	-	3
9	700-800	-	1	-	-	-	-	3	-	-
10	800-900	-	1	-	-	-	-	1	-	-
11	900-1000	-	1	-	-	1	-	3	-	-
12	1000-2000	-	13	-	-	-	-	12	-	1
13	2000-3000	-	5	-	-	-	-	2	-	-
14	3000-4000	-	5	-	-	1	-	1	-	-
15	4000-5000	-	-	-	-	-	-	1	-	-
16	5000-6000	-	1	-	-	-	-	-	-	-
17	6000-7000	-	3	-	-	-	-	-	-	-
18	7000-8000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	8000-9000	-	2	-	-	-	-	-	-	-
20	9000-10000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	10000<	-	5	-	-	-	-	-	-	-

Таким образом, коллекторские свойства, определенные разными методами, отличаются по своим значениям в незначительной степени. Значения пористости по керну близки со значениями по ГИС. Для расчетов принята пористость по ГИС. Значения проницаемости по ГДИС определялась по горизонтам Ю-II, пл. 1 песч. часть и Т-II-А. Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление даёт проницаемость, определённая по гидродинамическим исследованиям. Она характеризует проницаемость всего перфорированного интервала, а не отдельных его частей, как по анализам керна. По другим юрским и триасовым горизонтам проницаемость по ГДИС рекомендуется принять по аналогии с горизонтами основного свода месторождения С.Нуржанов.

2.3. Физико-химические состав и свойства нефти и газа.

Изучение физико-химических свойств и состава нефти и газа проводились в лабораториях Центра Технологических исследований «Эмбамунайгаз», ЦЛ ЗКГУ и АО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, ОАО «Гипровостокнефть» г.Самара, АО «РД КазМунайГаз» и ТОО «Компания Жахан», АО «НИПИнефтегаз», ТОО ТОО «КМГ Инжиниринг».

По мере изучения флюидальной системы результаты исследования прошли государственную экспертизу и утверждены в 2021г в рамках отчета «Подсчетf запасов нефти и газа месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)» Атырауской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2021. (Протокол ГКЗ РК №2354-21-У от 26 октября 2021 года).

Исследования проб в период с 2017-2019гг. проведены специалистами лаборатории ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» ныне ТОО «КМГ Инжиниринг». Лабораторные исследования пластовой нефти проводились в лаборатории исследования пластовых флюидов на установке «FLUID-EVAL» (Франция), в соответствии с существующим МВИ 2 №02-2017 «Методика выполнения измерений. Методы исследования пластовых флюидов и сепарированной нефти». Пробы пластовой нефти отбирались представителями компании «Schlumberger» глубинными пробоотборниками (серийный №30589). Данные по скважине приведены в таблице ОПК (Приложение 1). Отобранные глубинные пробы нефти были доставлены в лабораторию исследования пластовых флюидов филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз». Компонентный состав выделившегося газа определен на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000» (ГОСТ 31371.3-2008). Настоящий стандарт устанавливает метод определения компонентного состава нефтяного газа, содержащего углеводороды, а также неуглеводородные компоненты. Компонентный состав разгазированной нефти определен на газожидкостном хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000», согласно стандарту «ASTM D2887-2008.

Компонентный состав выделившегося газа определен на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000» (ГОСТ 31371.3-2008). Настоящий стандарт устанавливает метод определения компонентного состава нефтяного газа, содержащего углеводороды, а также неуглеводородные компоненты. Компонентный состав разгазированной нефти определен на газожидкостном хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000», согласно стандарту «ASTM D2887-2008.

В рамках утвержденного «ПЗ-2021г» подсчетные параметры нефти продуктивных горизонтов Ю-II, Т-II-А, Т-IV-А, Т-V приняты по фактическим данным. Ввиду отсутствия исследований PVT по горизонтам Ю-I, Ю-IV Ю-V подсчетные параметры (пересчетный

коэффициент, газосодержание, плотность нефти в стандартных условиях) были приняты по аналогии с продуктивными горизонтами основного месторождения С.Нуржанов согласно ПЗ-2019г (Протокол №2126-19-У). Подсчетные параметры для Т-I-А, Т-I-Б, Т-III горизонта приняты по фактическим данным горизонта Т-II-А Северо-западного крыла мест. С.Нуржанов.

Результаты лабораторных исследований приведены в т.п. 2.3.1.1, 2.3.2.1, 2.3.3.1

2.3.1. Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по 34 пробам, отобранные из скважин НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-5, НСВ-4, НСВ-11

После «ПЗ-2021г» на месторождении дополнительно отобраны 10 глубинных и 2 рекомбинированных проб нефти в скв. НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5 и НСВ-10. Распределение новых проб по горизонтам выглядит следующим образом:

- Гор. Ю-IV-1 – 1 глуб. проба по скв. НСВ-5;

- Гор Ю-IV-2 – 2 глуб. пробы по скв. НСВ-5;

- Гор. Ю-IV-4 – 2 глуб. пробы по скв. НСВ-5;

- Т-II-А – 2 глуб. пробы по скв. НСВ-5 и НСВ-10, 1 рекомб. проба по скв. НСВ-10.

- Т-III – 1 глуб. проба по скв. НСВ-5

- Т-V – 3 глуб. пробы по скв. НСВ-2, НСВ-4, НСВ-5, 1 рекомб. проба по скв. НСВ-3

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

- по аномальному не физическому отклонению от основного направления взаимосвязи параметров пластовой нефти (рис.2.3.1.1-2.3.1.4).

Результаты физико-химических свойств нефти в пластовых условиях приведены в таблице 2.3.1.1.

в пластовых условиях			
горизонт	Вид пробы	количество проб	№ скважин(ы)
Ю-II	глуб.	3	НСВ-11;
Ю-IV	***глуб.***	6	НСВ-4, НСВ-5;
Т-II-А	глуб.	7	НСВ-1, НСВ-2, НСВ-5, НСВ-10;
	реком.	1	НСВ-10;
Т-III	глуб.	1	НСВ-5
Т-IV-А	глуб.	4	НСВ-11;
Т-V	глуб.	11	НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-11;
	реком.	1	НСВ-3;
общее количество		**34**	**7**

Все лабораторные исследования проб пластовой нефти проводились на установке «FLUID-EVAL» (Франция), согласно ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование

пластовой нефти». Компонентный состав выделившегося газа определен на газожидкостном хроматографе фирмы «Agilent-Technologies» (США).

Продуктивный горизонт Ю-II охарактеризован 3 глубинными пробами из скважины НСВ-11. Пластовая нефть характеризуется давлением насыщения 22,3 МПа, при газосодержание – 147,3 м³/т. Плотность нефти в пластовых условиях находится на уровне 746 кг/м³. Вязкость динамическая в среднем - 0,7 мПа·с. Объемный коэффициент равняется 1,310, соответственно пересчетный коэффициент - 0,764.

Продуктивный горизонт Ю-IV исследован 1 глубинной пробой из скважины НСВ-4 (г.о. 2436,8м).

Пластовая нефть характеризуется давлением насыщения 16,0 МПа, при газосодержание – 95,8 м³/т. Плотность нефти в пластовых условиях находится на уровне 778 кг/м³. Вязкость динамическая в среднем – 1,1 мПа·с. Объемный коэффициент равняется 1,231, соответственно пересчетный коэффициент - 0,812.

Горизонт Ю-IV-1 исследован 1 пробой из скважины№ НСВ-5. Проба по скважине НСВ-5 характеризует пласт следующим образом.

Давление насыщения горизонта при температуре 80.2 °С и при пластовом давлении 35.1 МПа зафиксировано на уровне 22.9 МПа. Газосодержание замерено на уровне 133.5 м³/т, при объемном коэффициенте 1.297, соответственно пересчетный коэффициент составляет 0.771. плотности 752.1 кг/м³.

Горизонт Ю-IV-2 исследован 2-мя пробами из скважины№ НСВ-5. Пробы из скважиныНСВ-5 характеризует пласт следующим образом.

Давление насыщения горизонта при температуре 83.2 °С и при пластовом давлении 28.0 МПа зафиксировано на уровне 24.1 МПа. Газосодержание замерено на уровне 134.9 м³/т, при объемном коэффициенте 1.308, соответственно пересчетный коэффициент составляет 0.765. плотности 767.9 кг/м³.

Горизонт Ю-IV-4 исследован 2-мя пробами из скважины№ НСВ-5. Пробы из скважиныНСВ-5 характеризует пласт следующим образом.

Давление насыщения горизонта при температуре 94.5 °С и при пластовом давлении 27.7 МПа зафиксировано на уровне 21.6 МПа. Газосодержание замерено на уровне 133.2 м³/т, при объемном коэффициенте 1.320, соответственно пересчетный коэффициент составляет 0.758. плотности 760.5 кг/м³.

Продуктивные горизонты Т-I-А и **Т-I-Б** не представлены лабораторными исследованиями проб, поэтому подсчетные параметры (газосодержание, пересчетный коэффициент, плотность дегазированной нефти) приняты по аналогии горизонта Т-II-А.

Продуктивный горизонт Т-II-А представлен 8 результатами анализов проб из скважины НСВ-1, НСВ-2, НСВ-5, НСВ-10.

По результатам полученных параметров можно установить, что параметры пластовой нефти по пробам из скважин НСВ-2 (г.о. 3283,9м д.о.28.12.17г) и НСВ-10 (инт.3348-365м г.о.2220м д.о.02.04.20г) отличаются от параллельно анализируемых проб и не учтены в данной работе из-за низких значений газосодержания, предположительно при отборе проб возникли проблемы или произошло разгазирование при транспортировке.

Соответственно, данные пробы были отбракованы, и подсчетные параметры по горизонту принимаются по результатам кондиционных проб.

Плотность и вязкость пластовой нефти в среднем составляет 756.1 кг/м^3 0.8 мПа*с, соответственно. Давление насыщения нефти газом 27.8 МПа при термобарических условиях пласта $P_{пл}$=32.5 МПа и $T_{пл}$=94.5°С. Газосодержание 142.2 м^3/т, при объемном коэффициенте 1.335, пересчетный коэффициент 0,750. Следует отметить в скважине НСВ-1 (инт.3291-3304м, г.о. 2200м в 14.02.16г), что давление насыщения приближено к пластовому давлению, что вызывает сомнение на достоверность полученной величины, поэтому для уточнения данного параметра была привлечена номограмма Стендинга, по которой с использованием всех полученных экспериментальных данных (температура, газосодержание, плотность дегазированной нефти, плотность газа) давление насыщения определено на уровне 31,2 МПа. При повторном исследовании по скважине НСВ-1 (инт.3291-3304м, г.о. 3230м в 05.02.18г) давление насыщения было определено на уровне 26,4 МПа, что также было проверено по номограмме Стендинга и является более достоверным значением, следовательно, в данной работе фактически полученные результаты анализа давления насыщения не участвуют при усреднении по горизонту.

В дальнейшем для уточнения параметров пластовой нефти рекомендуется отбор глубинных проб по новым скважинам, или по скважинам с пластовым давлением выше давления насыщения.

По **Т-III продуктивному горизонту** исследована 1 глубинная проба из скважины №НСВ-5, горизонт охарактеризован следующим образом, плотность и вязкость пластовой нефти составляет 798.1 кг/м^3 и 1.0 мПа*с, соответственно. Давление насыщения нефти газом 20.0 МПа при термобарических условиях пласта $P_{пл}$= 32.8 МПа и $T_{пл}$ = 96.9°С. Газосодержание 109.2 м^3/т, при объемном коэффициенте 1.258, пересчетный коэффициент 0.795.

Продуктивный горизонт Т-IV-А представлен 4 глубинными пробами из скважины НСВ-11 (г.о. 2550м, 3000м, 3263,5м).

Согласно стандарту по исследованию пластовой нефти, качественными пробами могут являться только те пробы, которые были отобраны вместе с параллельными пробами, и контрольные параметры этих проб идентичны.

По пласту Т-IV-А проведено 4 исследования с отбором параллельных проб. Согласно этим исследованиям, полученные значения газосодержания на уровне 286,0 м^3/т г.о. 3263,5м д.о. 12.02.20г были подтверждены повторным PVT анализом от 29.05.20г г.о. 3000м – 288,1 м^3/т. Однако не все контрольные параметры удовлетворяют контролю качества. К ним были отнесены пробы с газосодержанием на уровне 111,9 и 204,2 м^3/т. При наличии значительного диапазона вариации газосодержания по пробам, используется метод поиска и обоснования максимально насыщенной пробы. Данные пробы были соотнесены к некондиционным и в дальнейшем требуют повторных PVT исследований.

Нефть в пластовых условиях характеризуется плотностью 65 кг/м³, динамической вязкостью – 0,4 мПа·с. Давление исследования на уровне 36,2 МПа давление насыщения – 25,4 МПа. Газосодержание находится на уровне 286,0 м³/т при объемном коэффициенте – 1,698, пересчетный коэффициент равен 0,589.

Продуктивный горизонт Т-V представлен 12 пробами из скважин НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-11.

Значения газосодержания из скважины НСВ-2 (г.о. 3598,4м), НСВ-4 (инт. 3415-3424) и НСВ-3 (инт.3630-3672м г.о. 3300м), отличающиеся относительно других исследований по горизонту не учтены при усреднении подсчетных параметров.

Пластовая нефть характеризуется давлением насыщения 26.8 МПа и средним газосодержанием 102.7 м³/т. Плотность и вязкость в пластовых условиях – 815.4 кг/м^3 и 1.6 мПа·с, соответственно. Объемный коэффициент составляет в среднем по горизонту – 1.227, пересчетный коэффициент равен 0.815.

Подсчетными параметрами, характеризующими физико-химические свойства пластовой нефти, являются объемный коэффициент, газосодержание и плотность сепарированной нефти.

Пересчетный коэффициент и газосодержание пластовой нефти приняты по данным исследований пластовых проб.

Пересчетный коэффициент определялся как величина, обратная коэффициенту объемного расширения нефти.

С целью определения запасов растворенного газа использовалось газонасыщение нефти в пластовых условиях.

Для горизонтов, где глубинные пробы не отбирались на анализ, учитывая близкие свойства нефти, параметры принимались по аналогии с соседними горизонтами.

В дальнейшем, для уточнения изменений свойств пластовых флюидов необходимо отбирать и исследовать дополнительные глубинные пробы или же предусмотреть отбор рекомбинированных проб, согласно требованиям по контролю за процессом разработки, предусмотреть комплексный лабораторный анализ из всех продуктивных горизонтов: Ю-I, Ю-II, Ю-IV, Ю-V, Т-I-А, Т-I-Б, Т-II-А, Т-III, Т-IV-А и Т-V.

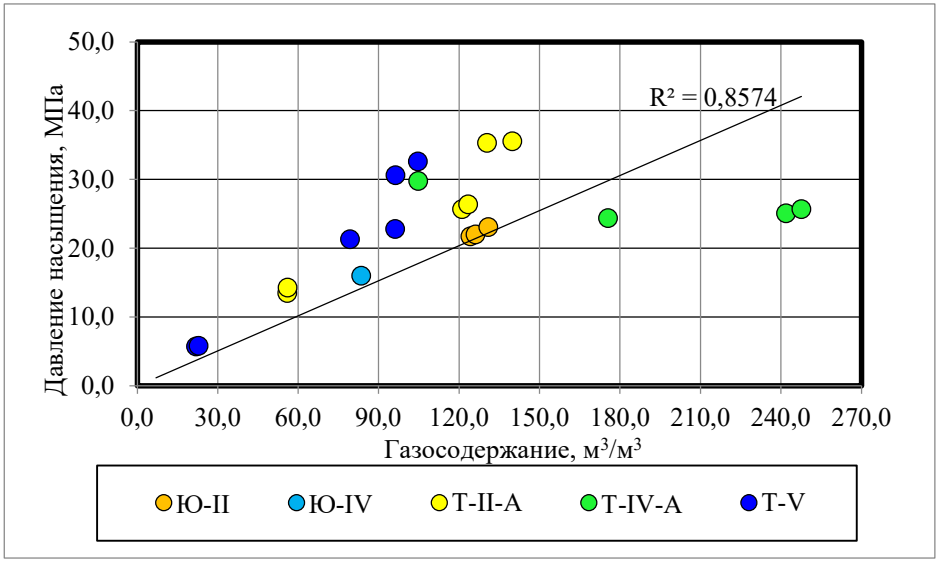


Рис.2.3.1.1 - Зависимость давления насыщения и газосодержания

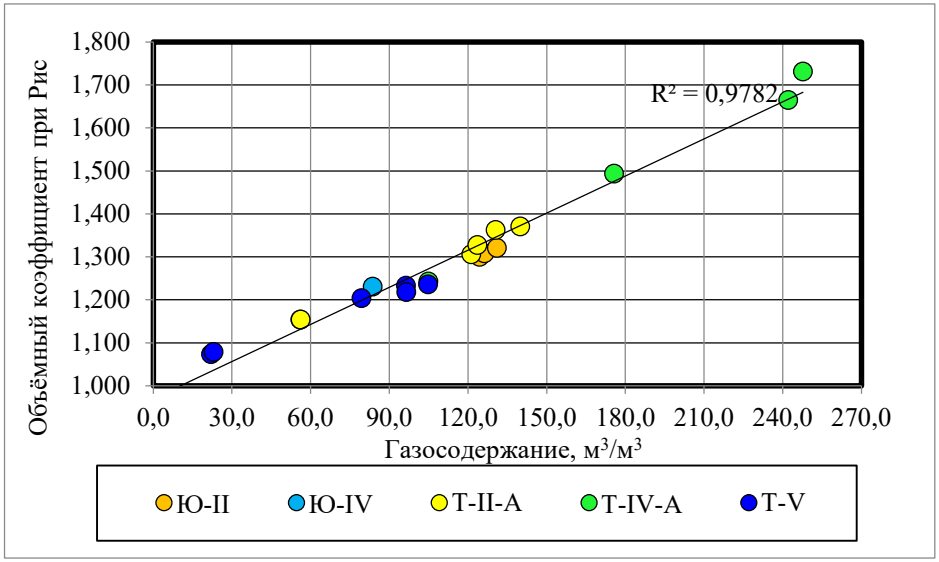


Рис.2.3.1.2 - Зависимость объёмного коэффициента и газосодержания

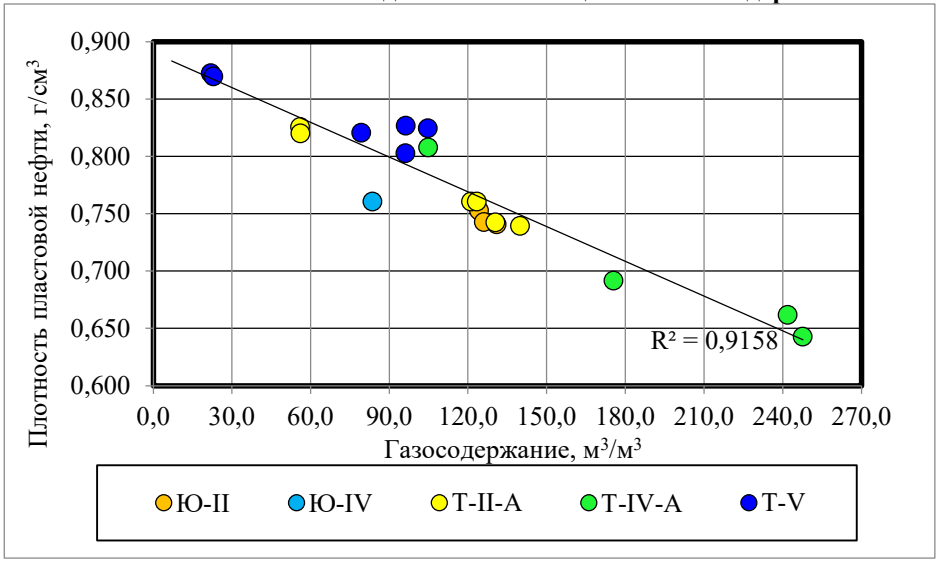


Рис.2.3.1.3 - Зависимость плотности пластовой нефти и газосодержания

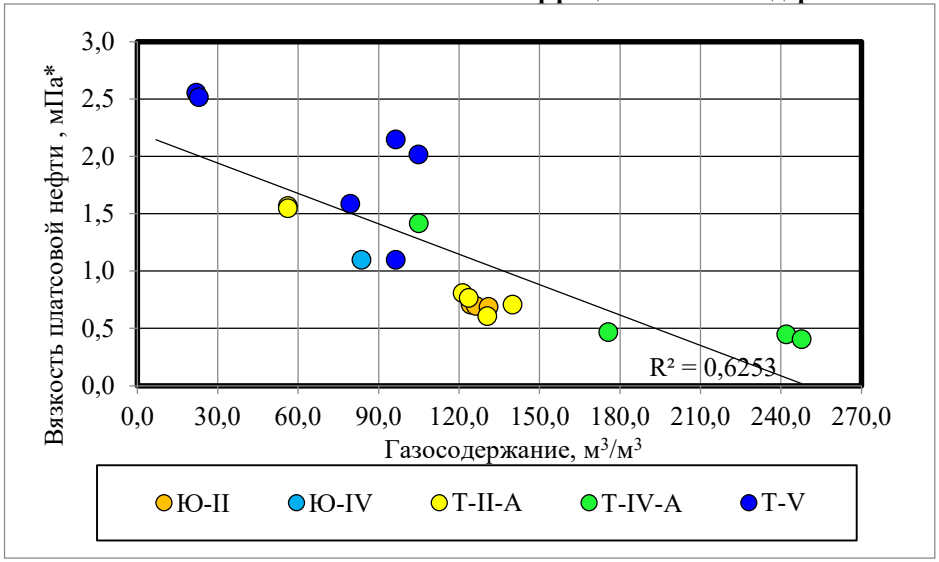


Рис.2.3.1.4 - Зависимость вязкости от плотности пластовой нефти

2.3.2. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 31 анализам из продуктивных горизонтов: Ю-II, Ю-IV, Т-II-А, Т-IV-А, Т-V.

в поверхностных условиях		
горизонт	количество проб	№ скважин(ы)
Ю-II	2	НСВ-11;
Ю-IV	6	НСВ-4, НСВ-5;
Т-II-А	7	НСВ-1, НСВ-2, НСВ-5, НСВ-10;
Т-III	1	НСВ-5
Т-IV-А	3	НСВ-11;
Т-V	12	НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-11;
общее количество	**31**	**7**

Результаты лабораторных исследований приведены в таблице 2.3.2.1.

Анализы нефти в поверхностных условиях были определены по следующим стандартам: плотность (ГОСТ 3900-85), молекулярная масса (криоскопическии метод), фракционный состав (ГОСТ 2177-99), содержание воды (ГОСТ 2477-65), хлористые соли (ГОСТ 21534-76), сера (ГОСТ 1437-75), силикагелевые смолы (ГОСТ 11858-66), асфальтены (ГОСТ 11858-66), парафины (ГОСТ 11851-85), вязкость (ГОСТ 33-82), температура вспышки (ГОСТ 6356-75), температура застывания (ГОСТ 20287-91), коксуемость (ГОСТ 19932-99), кислотное число (ГОСТ 5985-79).

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

Нефть Ю-II продуктивного горизонта исследована 2 пробами из скважины НСВ-11. Плотность определена на уровне 0,865 г/см^3. По показателю плотности нефть относится к 2 типу т.е. к средней нефти. Нефть смолистая – 13,8% масс. По содержанию серы нефть относится к сернистым. Величина концентрации серы в нефти колеблется от 0,2 до 1,2% масс и составляет 0,7% масс. По содержанию парафина, нефть малопарафинистая. Величина парафина составляет 0,3% масс. Кинематическая вязкость при температуре 20°С – 7,1 мм^2/с, при температуре 50°С – 3,4 мм^2/с. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°С – 38,5% об.

Нефть Ю-IV продуктивного горизонта исследована 6 пробой из скважины НСВ-4 и НСВ-5. Плотность определена на уровне 0,879 г/см^3. По показателю плотности нефть

относится к 3 типу т.е. к тяжелой нефти. Нефть смолистая – 15.96% масс. По содержанию серы нефть относится к сернистым. Величина концентрации серы в нефти составляет 1.4% масс. По содержанию парафина, нефть малопарафинистая. Величина парафина составляет 1,04% масс. Кинематическая вязкость при температуре 20°С – 10,63 мм^2/с, при температуре 50°С – 4.51 мм^2/с. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°С – 38,3% об.

По горизонту Т-II-А физико-химические исследования проведены по 7 пробам из скважин НСВ-1, НСВ-2, НСВ-5, НСВ-10.

Нефть по плотности в стандартных условиях характеризуется как битуминозная 894.9 кг/м^3 и относится к типу 4 (СТ РК 1347-2005).

По массовому содержанию силикагелевых относится к малосмолистым – 14.9%; содержание серы – 1.4% и относится ко 2 классу сернистой нефти; массовое содержание парафина в пробе – 3.33% и относится к парафинистой нефти. Содержание асфальтенов присутствует в количестве – 1.15%. Кинематическая вязкость при температуре 20°С – 30.2 мм^2/с, при температуре 50°С – 9.06 мм^2/с. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°С, изменяется в пределах 24,0-33,0% об, в среднем – 29.3% об.

Нефть Т-III горизонта исследована 1-ой пробой из скважин НСВ-5.

Плотность нефти в стандартных условиях в среднем равна 903.9 г/см^3. Нефть малосмолистая – 19.96 %. По содержанию серы нефть относится к сернистым. Величина концентрации серы в нефти составляет 1.7% масс. По содержанию парафина, нефть парафинистая. Величина парафина составляет 0.64%. Вязкость кинематическая при 20°С в среднем – 28.43 мм^2/с, при температуре 50°С – 9.38 мм^2/с. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°С – 32.0% об.

Нефть Т-IV-А продуктивного горизонта исследована по 3 пробам из скважин НСВ-11 (г.о. 2550м, 3000м, 3263,5м). Результаты пробы, полученные от 01.06.20г не были учтены из-за аномально высокого содержания плотности с паралельно анализируемыми пробами.

Плотность нефти в стандартных условиях в среднем равна 0,856 г/см^3. По показателю плотности нефть относится ко 2 типу т.е. к средней нефти. Нефть малосмолистая – 14,3 %. По содержанию серы нефть относится к сернистым. Величина концентрации серы в нефти составляет 1,6% масс. По содержанию парафина, нефть парафинистая. Величина парафина составляет 1,0%. Вязкость кинематическая при 20°С в среднем – 7,4 мм^2/с, при температуре 50°С – 3,6 мм^2/с. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°С – 42,0% об.

Продуктивный горизонт Т-V охарактризован 12 пробами из скважин НСВ-2, НСВ-3, НСВ-5, НСВ-4, НСВ-11. Плотность нефти в среднем равна 926.3 кг/м^3. По показателю

плотности нефть относится к 4 типу т.е. к битуминозной нефти. Вязкость кинематическая при 20°С в среднем – 115.2 мм^2/с, при температуре 50°С – 23.5 мм^2/с.

Нефть сернистая (сера в пределах 0.6 – 2.3%, в среднем составляет 1.7%), смолистая (суммарное содержание смол от 5.2 до 29.0%, в среднем – 19.25% масс), массовое содержание парафина в пробе – 1.28% масс и относится к парафинистой нефти. Содержание асфальтенов присутствует в количестве – 3.06%. Содержание светлых фракций, выкипающих до 300°С в среднем, составляет 25.0% об.

В целом нефти продуктивных горизонтов месторождения согласно ГОСТ Р 51858 “Нефть. Общие технические условия” классифицируются следующим образом:

Класс нефти. По содержанию серы нефти всех продуктивных горизонтов относятся ко 2 и 3 классу с концентрацией 0,6-2,3% масс и являются как сернистыми, так и высокосернистыми.

Тип нефти по плотности. По показателю плотности нефти юрских продуктивных горизонтов относятся к средней и тяжелой (типы 2, 3).

По показателю плотности нефти всех триасовых продуктивных горизонтов относятся как к средней, так и к битуминозной нефти. Среднее значение по горизонтам изменяется в пределах 0,852-0,942 г/см^3 (типы 2, 4).

По содержанию парафина нефти всех продуктивных горизонтов являются парафинистыми и высокопарафинистыми. Среднее значение парафина по горизонтам колеблется в пределах 0,7-9,0% масс.

По содержанию смол нефти всех продуктивных горизонтов относятся как к малосмолистым, так и к смолистым. Среднее значение содержание смол по горизонтам в пределах 3,5-29,0% масс.

Анализируя экспериментальный материал по исследованным пробам поверхностной нефти, можно сделать следующие выводы:

Свойства нефти внутри отдельных горизонтов довольно близки между собой. Видимые различия могут иметь место в зависимости от места отбора проб, положения скважины на структуре залежи, близости ВНК, т.е. соответствуют существующим представлениям об изменении свойств нефти в пределах залежи.

Для нефти многих месторождений надсолевого комплекса характерна следующая закономерность изменения физико-химических свойств, чем больше глубина залегания продуктивного горизонта, тем легче нефть.

Для нефти данного месторождения характерно наоборот утяжеление нефти с увеличением глубины залегания горизонтов. Так, например, нефти из триасовых горизонтов более тяжелые и вязкие чем юрские, выход светлых фракций, выкипающих до

300°С меньше, чем у нефти юрских горизонтов, хотя такие параметры как содержание серы, смол и парафинов являются сопоставимыми.

Плотность нефти в поверхностных условиях, в качестве подсчетного параметра, принималась как средняя величина по анализам поверхностных проб нефти и глубинных проб в дегазированном состоянии.

В дальнейшем следует отбирать поверхностные пробы для прослеживания изменения свойств флюида в поверхностных условиях, в частности следует отобрать пробы из продуктивных горизонтов: Ю-IV, Ю-V, Т-I-А, Т-I-Б, Т-III и Т-IV-А.

2.3.3. Компонентный состав и свойства растворенного газа

Компонентный состав газа после однократного разгазирования охарактеризован 34 пробами из скважин НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11.

После однократного разгазирования		
Горизонт	Количество проб	№ Скважин(ы)
Ю-II	3	НСВ-11;
Ю-IV	6	НСВ-4, НСВ-5;
Т-II-А	8	НСВ-1, НСВ-2, НСВ5, НСВ-10;
Т-III	1	НСВ-5
Т-IV-А	4	НСВ-11;
Т-V	12	НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-11;
общее количество	**34**	**7**

Результаты лабораторных исследований газа после однократного разгазирования по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.3.1.

Продуктивный горизонт Ю-II охарактеризован 3 пробами растворенного газа. Содержание метана в среднем – 81,6%. Содержание C_2+высшие <15% (14,1%), газ характеризуется как «полужирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 0,6 и 3,7%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,737 доли ед.

Продуктивный горизонт Ю-IV охарактеризован 1 пробой растворенного газа. Содержание метана – 77,3%. Содержание C_2+высшие <15% (20,7%), газ характеризуется как «полужирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 1,2 и 0,8%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,776 доли ед.

По углеводородному составу растворенный газ продуктивного **горизонта Т-II-А** классифицируется (А.Г Дурмишьяну и И.С Старобинцу) как полужирный, т.к. содержание C_2+высшие <15,0% (12,4%), содержание метана в среднем 80,7%. Из неуглеводородных компонентов присутствует углекислый газ 4,7% и азот 0,5%, и является высокоуглекислым,

низкоазотным. Сероводород присутствует в количестве – 1,7%. Относительная плотность попутного газа по воздуху в среднем составляет 0,733.

По горизонту Т-IV-А охарактеризован 4 пробами из скважины НСВ-11 (г.о. 2550м, 3000м, 3263,5м).

Содержание метана – 73,9%. Содержание C_2+высшие >25% (23,4%), газ характеризуется как жирный. Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 1,8 и 0,9%, соответственно. Газ характеризуется как углекислый и низкоазотный. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,817 доли ед.

По горизонту Т-V изучены 8 проб растворенного газа из скважин НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4 и НСВ-11. Средние значения содержания углеводородных компонентов по горизонту составляют: метана – 76.4 %. Содержание С2+высшие >15% (21.5%), газ характеризуется как жирный. Из неуглеводородных компонентов присутствует углекислый газ и азот – 0,5 и 1,6%, соответственно. Газ характеризуется как низкоуглекислый и низкоазотный. Сероводород не определён. Относительная плотность газа по воздуху – 0,758 доли ед.

Компонентный состав и свойства попутного газа.

Состав и свойства попутного газа исследованы по 8 пробам по скважинам № НСВ-4 и НСВ-5.

В целом компонентный состав по всем пробам идентичен, присутствуют в составе как углекислый газ, так и содержание азота.

Таблица 2.3.1.1 - Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях

горизонт	Ю-II					Ю-IV					Ю-IV-1					Ю-IV-2				
№№	кол-во		диапазон изменения		*Ср. Знач.*	кол-во		диапазон изменения		*Ср. Знач.*	кол-во		диапазон изменения		*Ср. Знач.*	кол-во		диапазон изменения		*Ср. Знач.*
	проб	скважин				проб	скважин				проб	скважин				проб	скважин			
Температура исследования | °C	3	1	66.1	75.0	***72.0***	1	1			***76.8***	1	1			***80.2***	2	1	81.8	84.6	***83.2***
Давление исследования | МПа	3	1	23.7	24.5	***24.2***	1	1			***26.9***	1	1			***35.1***	2	1	27.0	28.9	***28.0***
Давление насыщения | МПа	3	1	21.7	23.1	***22.3***	1	1			***16.0***	1	1			***22.9***	2	1	23.0	25.3	***24.1***
Газосодержание | м³/т	3	1	143.6	151.7	***147.3***	1	1			***95.8***	1	1			***133.5***	2	1	132.3	137.6	***134.9***
Объемный коэффициент | д.ед	3	1	1.300	1.321	***1.310***	1	1			***1.231***	1	1			***1.297***	2	1	1.301	1.315	***1.308***
Вязкость пл. нефти | мПа*с	3	1	0.7	0.7	***0.7***	1	1			***1.1***	1	1			***0.9***	2	1	0.9	1.2	***1.1***
Плотность пл. нефти | кг/м³	3	1	741.0	753.0	***745.7***	1	1			***778.0***	1	1			***752.1***	2	1	767.0	768.7	***767.9***

Продолжение таблицы 2.3.1.1

горизонт	Ю-IV-4					T-II-A					T-IV-A					T-V				
№№	кол-во		диапазон изменения		Ср. Знач.	кол-во		диапазон изменения		Ср. Знач.	кол-во		диапазон изменения		Ср. Знач.	кол-во		диапазон изменения		Ср. Знач.
	проб	скважин				проб	скважин				проб	скважин				проб	скважин			
Температура исследования | °C	1	1			94.5	5	3	93.7	96.7	94.5	3	1	91.2	97.4	95.3	5	3	97.7	104.0	100.8
Давление исследования | МПа	1	1			27.7	5	3	26.1	35.6	32.5	3	1	30.4	36.2	32.3	5	3	36.4	37.5	36.9
Давление насыщения | МПа	1	1			21.6	5	3	21.2	35.6	27.8	3	1	24.4	25.7	25.1	5	3	21.3	32.6	26.8
Газосодержание | м³/т	1	1			133.2	5	3	108.5	170.2	142.2	3	1	204.2	288.1	258.7	5	3	86.3	111.3	102.7
Объемный коэффициент | д.ед	1	1			1.320	5	3	1.255	1.385	1.335	3	1	1.494	1.731	1.630	5	3	1.204	1.244	1.227
Вязкость пл. нефти | мПа*с	1	1			1.2	5	3	0.4	1.2	0.8	3	1	0.4	0.5	0.5	5	3	1.0	2.2	1.6
Плотность пл. нефти | кг/м³	1	1			736.9	5	3	740.0	779.5	756.1	3	1	643.0	692.0	665.7	5	3	801.0	827.0	815.4

Таблица 2.3.2.1 - Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

горизонт		Ю-II					Ю-IV					Ю-IV-1					Ю-IV-2					Ю-IV-4				
Наименование		кол-во		диапазон изменения		*Ср, знач.*	кол-во		диапазон изменения		*Ср, знач.*	кол-во		диапазон изменения		*Ср, знач.*	кол-во		диапазон изменения		*Ср, знач.*	кол-во		диапазон изменения		*Ср, знач.*
		проб	скважин				проб	скважин				проб	скважин				проб	скважин				проб	скважин			
Плотность при 20°С | кг/м^3		2	1	864.4	866.0	***865.2***	1	1			***873.2***	1	1			***878.8***	2	2	883.2	896.1	***889.7***	2	2	864.5	875.3	***869.9***
Кинематическая вязкость	при 20°С	2	1	6.9	7.3	***7.1***	1	1			***7.9***	1	1			***10.4***	2	2	13.5	14.4	***13.9***	2	2	7.4	10.2	***8.8***
	при 50°С	2	1	3.3	3.5	***3.4***	1	1			***3.7***	1	1			***4.5***	2	2	5.4	5.5	***5.5***	2	2	3.5	4.5	***4.0***
Массовое содержание. %	смол силикагелевых	2	1	13.8	13.9	***13.9***	1	1			***14.6***	1	1			***17.0***	2	2	17.4	18.5	***17.9***	2	2	11.3	17.0	***14.2***
	асфальтенов	2	1	1.6	1.6	***1.6***	1	1			***0.7***	1	1			***1.4***	2	2	1.5	1.8	***1.6***	2	2	0.5	1.4	***1.0***
	серы	2	1	0.2	1.2	***0.7***	1	1			***1.4***	1	1			***1.4***	2	2	1.7	1.7	***1.7***	2	2	0.9	1.2	***1.0***
	парафинов	2	1	0.3	0.3	***0.3***	1	1			***1.2***	1	1			***0.6***	2	2	0.9	1.6	***1.3***	2	2	0.6	1.3	***0.9***
Температура застывания | °С		2	1	-42.0	-42.0	***-42.0***	1	1			***-27.0***	1	1			***-39.0***	2	2	-33.0	-33.0	***-33.0***	2	2	-45.0	-30.0	***-37.5***
Температура вспышки | °С		2	1	-10.0	-5.0	***-7.5***	1	1			***-15.0***	1	1			***5.0***	2	2	7.0	60.0	***33.5***	2	2	-7.0	3.0	***-2.0***
Объемный выход фракций. %	нач. кипения. °С	2	1	85.0	95.0	***90.0***	1	1			***70.0***	1	1			***75.0***	2	2	70.0	85.0	***77.5***	2	2	60.0	85.0	***72.5***
	до 100 °С	2	1	1.0	2.0	***1.5***	1	1			***3.0***	1	1			***3.0***	2	2	1.0	3.0	***2.0***	2	2	3.0	4.0	***3.5***
	до 150 °С	2	1	9.0	11.0	***10.0***	1	1			***11.0***	1	1			***13.0***	2	2	9.0	13.0	***11.0***	2	2	12.0	13.0	***12.5***
	до 200 °С	2	1	16.0	21.0	***18.5***	1	1			***19.0***	1	1			***21.0***	2	2	16.0	22.0	***19.0***	2	2	21.0	22.0	***21.5***
	до 300 °С	2	1	31.0	46.0	***38.5***	1	1			***39.0***	1	1			***39.0***	2	2	31.0	39.0	***35.0***	2	2	41.0	41.0	***41.0***

Продолжение таблицы 2.3.2.1.

горизонт		T-II-A					T-III					T-IV-A					T-V				
Наименование		кол-во		диапазон изменения		*Ср, знач.*	кол-во		диапазон изменения		*Ср, знач.*	кол-во		диапазон изменения		*Ср, знач.*	кол-во		диапазон изменения		*Ср, знач.*
		проб	скважин				проб	скважин				проб	скважин				проб	скважин			
Плотность при 20°С | кг/м^3		6	4	889.8	903.0	***895.0***	1	1			***903.9***	2	2	852.0	859.0	***855.5***	12	5	909.0	943.0	***926.3***
Кинематическая вязкость	при 20°С	6	4	22.4	37.5	***30.2***	1	1			***28.4***	2	2	6.8	8.1	***7.5***	12	5	53.6	200.2	***115.2***
	при 50°С	6	4	8	10	***9.1***	1	1			***9.4***	2	2	3.4	3.8	***3.6***	12	5	12.2	37.3	***23.5***
Массовое содержание. %	смол силикагелевых	6	4	13.2	17.8	***14.9***	1	1			***20.0***	2	2	14.1	14.5	***14.3***	12	5	5.2	29.0	***19.2***
	асфальтенов	6	4	0.8	1.7	***1.2***	1	1			***1.6***	2	2	0.3	0.4	***0.4***	12	5	0.7	5.2	***3.1***
	серы	6	4	1.2	1.8	***1.4***	1	1			***1.7***	2	2	1.6	1.7	***1.7***	12	5	0.6	2.3	***1.7***
	парафинов	6	4	1.1	9.0	***3.3***	1	1			***0.6***	2	2	0.9	1.1	***1.0***	12	5	0.1	2.5	***1.3***
Температура застывания | °С		6	4	-42.0	-6.0	***-18.3***	1	1			***-42.0***	2	2	-45.0	-42.0	***-43.5***	12	5	-42.0	-8.0	***-27.5***
Температура вспышки | °С		6	4	2.0	64.0	***16.8***	1	1			***9.0***	2	2	-10.0	-10.0	***-10.0***	12	5	8.0	28.0	***16.0***
Объемный выход фракций. %	нач. кипения. °С	6	4	65.0	90.0	***77.5***	1	1			***60.0***	2	2	70.0	75.0	***72.5***	12	5	70.0	120.0	***92.5***
	до 100 °С	6	4	1.0	4.5	***2.6***	1	1			***5.0***	2	2	4.0	4.0	***4.0***	12	5	1.0	3.0	***1.4***
	до 150 °С	6	4	7.0	9.0	***7.8***	1	1			***13.0***	2	2	15.0	16.0	***15.5***	12	5	3.0	9.0	***6.1***
	до 200 °С	6	4	12.0	17.0	***14.6***	1	1			***19.0***	2	2	22.0	27.0	***24.5***	12	5	8.0	14.0	***11.1***
	до 300 °С	6	4	26.0	33.0	***29.3***	1	1			***32.0***	2	2	39.0	45.0	***42.0***	12	5	21.0	30.0	***25.0***

Таблица 2.3.3.1 - Компонентный состав и свойства газа после однократного разгазирования

Горизонт	*Ю-II*			*Ю-IV*			*Т-II-А*			*Т-IV-А*			*Т-V*		
№/№	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть
	выдели в. газ	нефть		выдели в. газ	нефть		выдели в. газ	нефть		выдели в. газ	нефть		выдели в. газ	нефть	
Сероводород	0.1	-		1.7		1.1	1.5	0.0		0.0			0.0	0.0	0.0
Углекислый газ	3.6	-		3.9		2.3	4.5	0.0		0.9			0.6	0.0	0.4
Азот+редкие	0.5	-		0.8		0.3	0.5	0.0		1.8			1.4	0.0	0.4
метан	81.6	-		77.9		29.5	81.2	0.0		73.9			77.2	0.0	34.1
этан	6.0	-		6.8		2.6	5.8	0.0		9.2			9.2	0.0	4.0
пропан	3.4	0.1		4.0	0.3	1.8	3.0	0.3		6.0	0.3		5.3	0.2	2.6
изобутан	0.9	0.1		0.9	0.3	0.6	0.7	0.2		1.7	0.3		1.3	0.2	0.7
н. бутан	1.8	0.5		2.0	0.7	1.3	1.4	0.4		3.2	1.3		2.6	0.6	1.6
изопентан	2.0	0.6		0.9	0.8	0.9	1.3	0.6		3.4	1.6		1.8	0.6	0.9
н. пентан	0.0	0.8		0.8	1.0	1.0	0.6	0.7		0.0	2.2		1.0	0.9	1.0
гексаны	0.0	3.0		0.3	2.3	1.8	0.1	3.9		0.0	6.7		0.3	3.5	2.0
гептаны	0.0	7.9		0.1	5.5	3.7	0.0	7.5		0.0	11.0		0.1	7.8	4.6
остаток (C_8+высшие)	0.0	87.1		0.0	89.1	53.1	0.0	86.4		0.0	76.6		0.0	86.2	47.7
Молекулярная масса	21.2	213.5		22.0	224.3		21.4	268.0		24.9	200.0		22.2	298.0	
Плотность газа относительная (по воздуху). доли ед.	0.737			0.846			0.729	-		0.817	-		0.771	-	
Плотность газа. кг/м3	0.888			1.019			0.879	-		0.984	-		0.928	-	

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

В целях понимания механизма миграции флюида в коллекторе на физических моделях продуктивного пласта проводят экспериментальные исследования по определению физико-гидродинамических характеристик, определяющих полноту извлечения нефти из породы: коэффициента вытеснения нефти водой, относительной фазовой проницаемости, капиллярного давления и смачиваемости пород.

Специальные исследования проведены по скважинам НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11 (Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»).

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

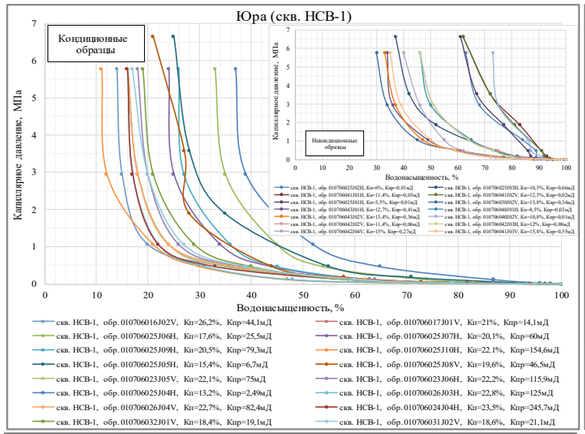
Таблица 2.4.1 - Виды специальных исследований

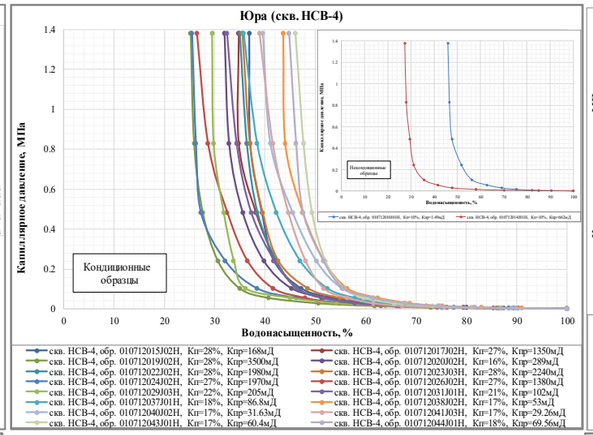
Виды исследований	Количество образцов		Год выполнения анализа	Компания, проводившая анализ
	Юра (НСВ-1, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11)	***Триас*** (НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11)		
Кривые капиллярного давления, образец	105	128	скв. НСВ-1 (2015г.), скв. НСВ-2, НСВ-3, НСВ-10 (2019г.) скв. НСВ-11 (2020г.) скв. НСВ-4 (2021г.) скв. НСВ-5 (2022г.)	Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
Относительная фазовая проницаемость в системе нефть-вода, образец	57	58		
Коэффициент вытеснения нефти водой, образец	57	58		
Смачиваемость, образец	58	57		

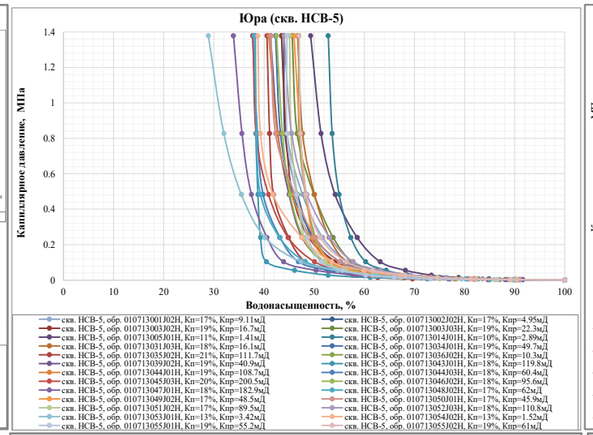
Анализ капиллярного давления. Для получения полной кривой капиллярного давления и определения коэффициента остаточной водонасыщенности выполняются капилляриметрические исследования. Сущность метода заключается в измерении содержания остаточной воды в образце. Насыщенные моделью пластовой воды образцы помещаются в камеры группового капилляриметра, в которых при повышении давления газа (несмачивающая фаза) реализовывается вытеснение воды (смачивающая фаза) из порового пространства исследуемых образцов через полупроницаемую мембрану. С целью получения завершенной капиллярной кривой давления в камере ступенчато повышают до величины 0,8 МПа, для чего применяют мембранные ультрафильтры.

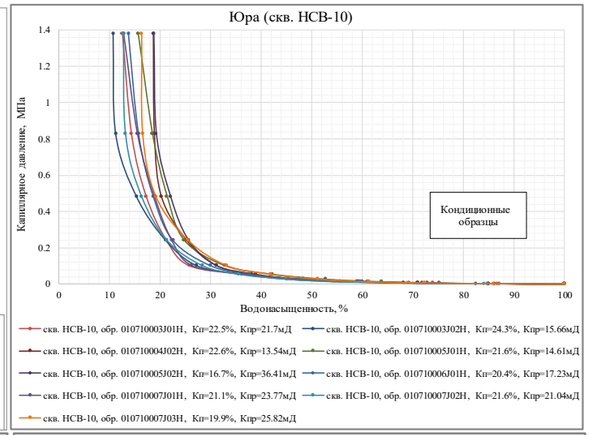
Измерение капиллярного давления было проведено на 105 образцах керна скважины НСВ-1, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11 (юра) и на 128 образцах керна скважин НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11 (триас).

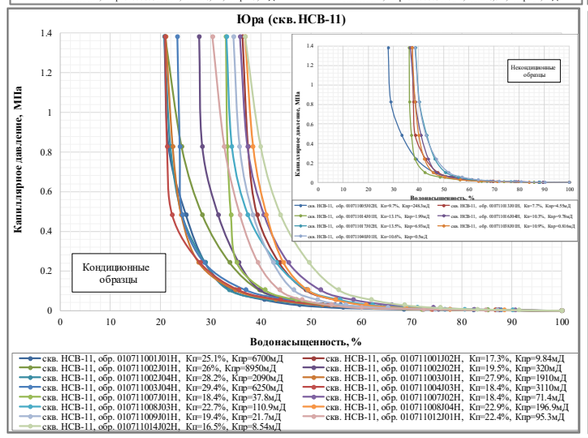
Для каждого образца построены графики зависимости капиллярного давления и насыщенности. На рисунке 2.4.1 показаны профили водонасыщенности, полученные по кривым измеренного капиллярного давления.

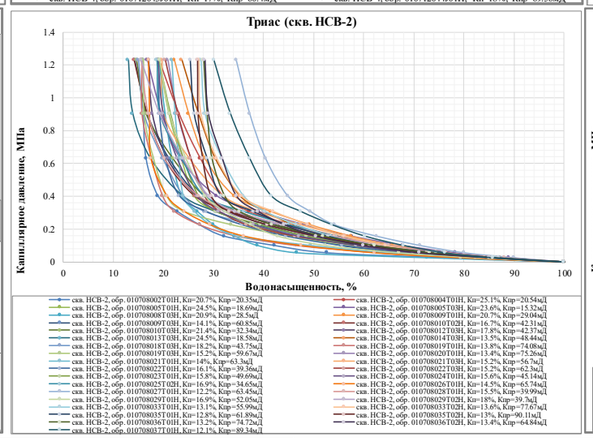


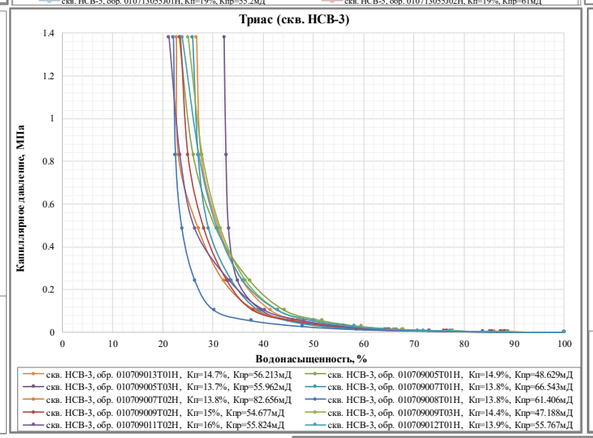


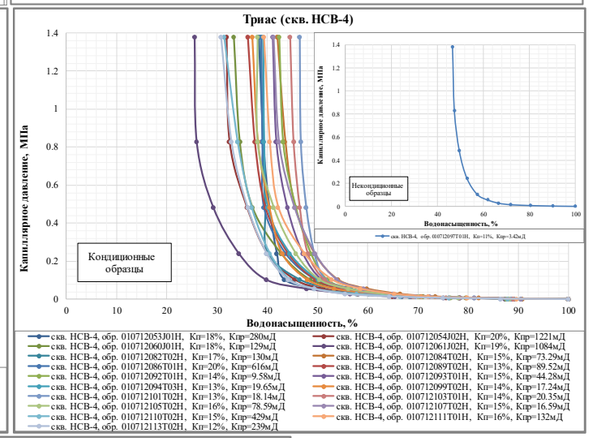


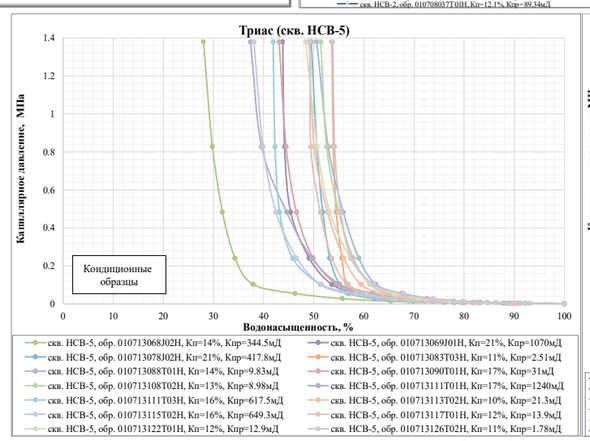


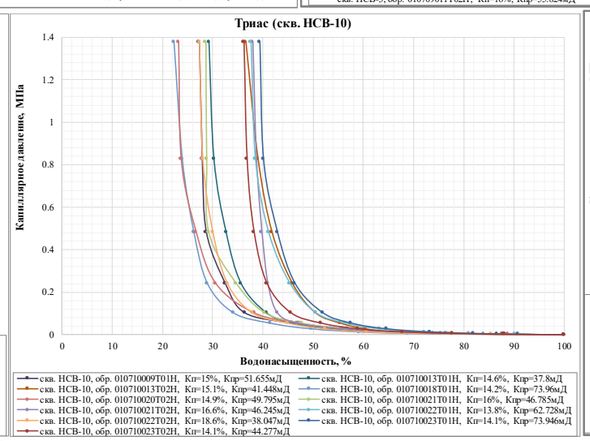












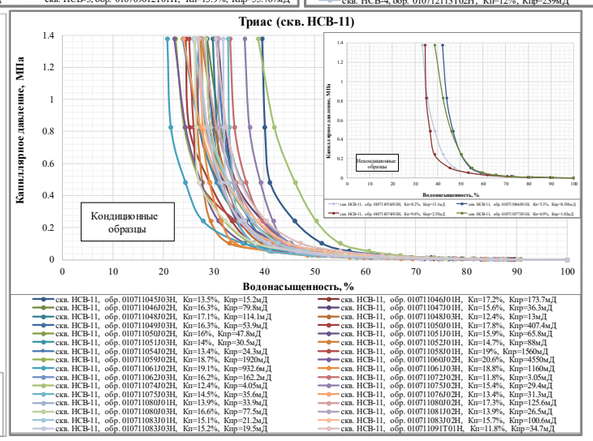


Рис. 2.4.1 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности (юра, триас)

Эксперименты, выполненные на кондиционных образцах ***юрских и триасовых отложений,*** показали, что образцы с пористостью соответственно от 13,2 до 29,4% и от 11 до 25,1%, проницаемостью соответственно от 2,49 до 8950 мД и от 2,51 до 4550 мД имеют остаточную водонасыщенность от 10,8 до 47% и от 13 до 54%, в среднем 29,68% и 29,1% соответственно.

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.

Собственно, эксперимент (вытеснение нефти из модели) проводился при подаче воды в нефтенасыщенную модель с постоянно расходом. Нагнетание вытесняющей воды при выбранном расходе производилось непрерывно до полного обводнения (прекращения выхода из модели нефти).

Коэффициент вытеснения нефти произведен на 57 образцах керна по скважинам НСВ-1, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10 НСВ-11 из юрских отложений. Результаты исследования показывают, что коэффициент вытеснения нефти ***для юрских отложений*** составляет 59%.

По ***триасу*** коэффициент вытеснения нефти водой определяется на 58 образцах керна скважин НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11 с пористостью от 6,89 до 24,5%, с проницаемостью от 1 до 4550 мД и составил в среднем 55%, меняясь при этом в диапазоне 28÷80,7%.

Основные параметры образцов керна и результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой приведены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 - Основные параметры образцов керна, модели пласта и результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

№ модели	Лаб. № образца	Глубина, м	Привязанная глубина, м	Горизонт	Длина модели, см	Диаметр модели, см	Объем пор модели, $см^3$	Пористость, доли ед.	Проницаемость, $мкм^2*10^{-3}$			Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.
									по воздуху	по воде при 100%-ной водонасыщенности	по нефти при ост. водонасыщенности			
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*
Скважина НСВ-1														
3	010706022J01H	2341,04	2349,9	Ю-II, пласт-2	4,48	3,789	12,44	0,246	28,6	-	40	0,18	0,26	0,68
6	010706022J04V	2341,34	2350,2	Ю-II, пласт-2	4,48	3,783	11,41	0,226	9,8	-	13,7	0,15	0,32	0,62
9	010706023J03H	2419,34	2426,3	Ю-III	4,48	3,786	11,16	0,221	150,2	-	180,2	0,16	0,25	0,7
11	010706023J08H	2419,61	2426,6	Ю-III	4,48	3,793	11,18	0,221	151,1	-	166,2	0,18	0,27	0,67
12	010706023J09H	2419,66	2426,7	Ю-III	4,48	3,787	10,75	0,213	107,6	-	118,4	0,15	0,21	0,75
14	010706025J011H	2421,93	2428,9	Ю-III	4,49	3,79	11,31	0,223	143,2	-	200,5	0,17	0,24	0,71
15	010706026J01H	2422,11	2429,1	Ю-III	4,48	3,799	11,56	0,228	115,3	-	161,4	0,14	0,21	0,76
17	010706030J01H	2527,36	2527,4	Ю-IV	4,49	3,792	7,03	0,139	1,14	-	1,4	0,33	0,39	0,42
19	010706033J02H	2530,22	2530,2	Ю-IV	4,48	3,79	9,13	0,181	44,5	-	62,3	0,28	0,24	0,67
20	010706033J03H	2530,27	2530,3	Ю-IV	4,49	3,791	8,01	0,158	27,2	-	29,9	0,29	0,31	0,56
22	010706042J07H	2683,94	2679,2	Между Ю-IV-1 и Ю-IV-2	4,48	3,79	9,2	0,182	1,12	-	1,2	0,23	0,26	0,66
24	010706047J02H	2846,44	2847,7	Ю-IV-3	4,48	3,794	8,13	0,161	2,53	-	3	0,36	0,2	0,69
26	010706047J04V	2846,57	2847,9	Ю-IV-3	4,48	3,791	8,24	0,163	3,02	-	4,2	0,27	0,29	0,6
27	010706049J02H	2848,16	2849,5	Ю-IV-3	4,48	3,79	8,06	0,16	7,12	-	10	0,33	0,25	0,63
29	010706056J02H	2934,46	2928,2	Ю-IV-4	4,47	3,789	8,68	0,172	38,7	-	46,4	0,33	0,26	0,61
Скважина НСВ-2														
2	010708005T01H	3246,1	3260,2	Т-II-А	3,21	2,98	5,47	0,245	1050	653	835	0,085	0,238	0,74
6	010708009T03H	3250,9	3262,9	Т-II-А	3,21	2,98	3,16	0,141	27,2	14	17,6	0,241	0,253	0,67
7	010708010T02H	3251,4	3263,4	Т-II-А	3,21	2,98	3,72	0,167	33,5	17,5	23,2	0,194	0,269	0,67
8	010708010T03H	3251,7	3263,7	Т-II-А	3,21	2,98	4,77	0,214	187	95,3	132	0,161	0,252	0,7
9	010708012T03H	3253,8	3265,8	Т-II-А	3,21	2,98	3,98	0,178	45,8	23,2	30,1	0,221	0,251	0,68
12	010708022T03H	3555,9	3562,9	Т-V	3,19	2,98	3,2	0,144	12,8	6,2	8,3	0,218	0,313	0,6
14	010708024T01H	3557,4	3564,4	Т-V	3,2	2,97	3,47	0,156	29,2	12,6	16,5	0,223	0,288	0,63
16	010708026T01H	3559,5	3566,5	Т-V	3,21	2,98	3,24	0,145	18,1	7,5	9,3	0,229	0,278	0,64
20	010708030T01H	3563,5	3570,5	Т-V	3,2	2,98	2,33	0,104	1	0,49	0,61	0,355	0,301	0,53
21	010708033T02H	3566,8	3573,8	Т-V	3,21	2,98	3,04	0,136	4,4	2,3	3	0,277	0,296	0,59
22	010708034T01H	3567,4	3574,4	Т-V	3,21	2,98	2,82	0,126	1,4	0,7	0,82	0,327	0,319	0,53
23	010708035T01H	3568,05	3575,1	Т-V	3,21	2,98	2,86	0,128	9,8	4,2	5,2	0,23	0,315	0,59
24	010708035T02H	3568,6	3575,6	Т-V	3,21	2,98	2,92	0,13	6,9	3,6	4,3	0,246	0,308	0,59
Скважина НСВ-3														
4	010709008T01H	3629,3	3631,4	Т-V	4,62	3,76	7,09	0,138	80,7	9,9	16,9	0,2	0,265	0,67
5	010709008T02H	3629,6	3631,7	Т-V	4,61	3,76	7,11	0,139	33,1	6,2	8,7	0,167	0,404	0,52
6	010709009T01H	3630,1	3632,2	Т-V	4,61	3,77	7,04	0,137	21,5	1,3	3,2	0,242	0,422	0,44
8	010709010T01H	3631,3	3633,4	Т-V	4,63	3,76	6,17	0,12	16	0,8	3,3	0,214	0,477	0,39
11	010709012T01H	3633,3	3635,4	Т-V	4,62	3,76	7,13	0,139	33,2	4,2	9,2	0,155	0,38	0,55
Скважина НСВ-4														
2	010712013J03H	2267,12	2268,6	между Ю-II, пл-1 алевр. и песч.	4,48	3,75	8,09	0,164	2,92	1,45	1,76	0,49	0,319	0,374
4	010712015J02H	2269,35	2270,8	Ю-II-1 (песч)	4,47	3,75	13,87	0,282	168	84,8	98,94	0,306	0,215	0,691
5	010712017J02H	2270,9	2272,3	Ю-II-1 (песч)	4,47	3,73	13,18	0,270	1350	696	788	0,252	0,162	0,784
8	010712021J03H	2275,15	2276,6	Ю-II-1 (песч)	4,48	3,73	12,9	0,263	1300	680	777	0,372	0,164	0,739
11	010712024J02H	2277,99	2279,4	Ю-II-1 (песч)	4,47	3,72	13,13	0,270	1970	986	1227	0,255	0,131	0,824
13	010712029J03H	2283,21	2284,7	Ю-II-1 (песч)	4,48	3,75	10,71	0,217	205	102	122	0,288	0,291	0,591
14	010712031J01H	2284,46	2285,9	Ю-II-1 (песч)	4,47	3,74	11,01	0,209	102	45,32	58,3	0,332	0,25	0,626
15	010712035J03H	2289,2	2290,6	Ю-II, пласт-2	4,47	3,75	9,71	0,197	35,7	15,25	20,42	0,419	0,269	0,537
17	010712038J02H	2329,9	2330,6	Ю-2-А	4,48	3,75	8,53	0,173	53	24,46	37,32	0,387	0,26	0,575
19	010712041J03H	2333,18	2334,6	Ю-2-А	4,49	3,75	8,41	0,170	29,26	14,84	17,07	0,423	0,246	0,574
20	010712043J01H	2334,55	2336	Ю-2-А	4,48	3,75	8,21	0,166	60,4	31,98	34,34	0,372	0,307	0,511
22	010712045J01H	2336,58	2338	Ю-2-А	4,48	3,75	8,04	0,162	35,14	17,8	20,44	0,449	0,287	0,479
23	010712050J01H	3104,25	3106,9	Т-II-А	4,48	3,75	8,83	0,179	242	113	145	0,341	0,253	0,616
24	010712053J01H	3107,06	3109,7	Т-II-А	4,48	3,75	8,72	0,177	280	127	160	0,359	0,204	0,682
27	010712060J01H	3114,18	3116,8	Т-II-А	4,47	3,74	8,63	0,176	129	64,08	77,49	0,376	0,221	0,646
30	010712084T02H	3420,38	3423,7	Т-V	4,49	3,75	7,56	0,153	73,29	37,61	42,81	0,428	0,229	0,6
32	010712088T01H	3423,95	3427,3	Т-V	4,49	3,76	5,86	0,118	1,59	0,8	0,96	0,469	0,345	0,35
35	010712093T01H	3429,1	3432,4	Т-V	4,48	3,76	7,45	0,150	44,28	21,7	26,03	0,354	0,268	0,585
38	010712098T02H	3434,28	3437,6	Т-V	4,48	3,75	7,24	0,147	20,77	10,41	12,39	0,429	0,294	0,485
39	010712099T02H	3435,27	3438,6	Т-V	4,48	3,74	7,05	0,143	17,24	7,75	9,79	0,458	0,296	0,454
40	010712101T02H	3437,65	3441	Т-V	4,49	3,75	6,42	0,130	18,14	7,8	10,4	0,408	0,276	0,534
42	010712104T03H	3440,66	3444	Т-V	4,48	3,74	7,07	0,144	19,19	8,86	13,5	0,399	0,316	0,474
45	010712109T03H	3445,61	3448,9	Т-V	4,48	3,75	5,27	0,106	148	78,17	83,99	0,316	0,271	0,603
47	010712111T01H	3446,92	3450,2	Т-V	4,49	3,77	7,8	0,156	132	66,73	76,52	0,364	0,24	0,623
Скважина НСВ-5														
1	010713001J02H	2258,78	2261,6	Ю-I	4,49	3,77	8,35	0,167	9,11	4,35	5,44	0,462	0,273	0,493
2	010713002J01H	2259,15	2262	Ю-I	4,49	3,76	9,92	0,199	15,8	8,21	9,21	0,46	0,255	0,528
5	010713003J03H	2260,92	2263,7	Ю-I	4,49	3,75	9,34	0,188	22,3	9,13	13,28	0,44	0,255	0,545
6	010713005J01H	2262,1	2264,9	Ю-I	4,49	3,74	5,2	0,105	1,41	0,7	0,89	0,504	0,309	0,377
7	010713013J01H	2270,9	2273,7	юра	4,5	3,76	3,22	0,064	1,37	0,61	0,8	0,532	0,295	0,37
10	010713034J01H	2387,12	2390,3	юра	4,5	3,77	9,52	0,190	49,7	25,01	29,25	0,407	0,226	0,619
13	010713039J02H	2392,2	2395,4	юра	4,49	3,74	9,63	0,195	40,9	18,25	23,1	0,412	0,24	0,593
15	010713044J01H	2745,1	2748,6	Ю-IV-4 пласт 1	4,5	3,76	9,27	0,185	108,7	53,5	63,22	0,45	0,181	0,671
17	010713045J03H	2746,72	2750,3	Ю-IV-4 пласт 1	4,49	3,75	9,72	0,197	200,5	90,34	114	0,402	0,174	0,709
20	010713048J02H	2749,4	2752,9	Ю-IV-4 пласт 1	4,49	3,76	8,59	0,173	62	27,8	37,24	0,43	0,202	0,646
22	010713050J01H	2751,1	2754,6	Ю-IV-4 пласт 1	4,5	3,76	8,57	0,171	45,9	19,61	26,25	0,395	0,243	0,598

продолжение таблицы 2.4.2

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*
25	010713053J01H	2754,1	2757,6	Ю-IV-4 пласт 1	4,49	3,74	6,61	0,134	3,42	1,7	2,21	0,468	0,307	0,423
28	010713055J02H	2756,4	2759,9	Ю-IV-4 пласт 1	4,49	3,74	9,55	0,193	61	29,33	38,55	0,39	0,248	0,593
29	010713062J01H	3085,23	3088,9	Т-II-А	4,48	3,74	6,09	0,124	1,49	0,68	0,88	0,503	0,317	0,362
32	010713078J02H	3101,85	3105,5	Т-II-А	4,5	3,76	10,45	0,209	417,8	210	252	0,393	0,131	0,784
33	010713082T01H	3277,6	3281,4	Т-IV-Б	4,48	3,73	5,39	0,110	2,09	1,01	1,29	0,526	0,286	0,397
35	010713088T01H	3283,2	3287	Т-IV-Б	4,5	3,74	7,15	0,145	9,83	4,26	5,45	0,515	0,258	0,468
37	010713108T02H	3371,1	3371,1	Т-V	4,49	3,73	6,5	0,132	8,98	4,47	5,6	0,502	0,267	0,464
38	010713110T01H	3372,63	3372,6	Т-V	4,49	3,74	6,33	0,129	9,05	4,59	5,28	0,476	0,248	0,527
40	010713111T03H	3374,31	3374,3	Т-V	4,5	3,74	7,68	0,156	617,5	309	355	0,425	0,174	0,697
42	010713115T02H	3378	3378	Т-V	4,49	3,74	7,68	0,156	649,3	335	378	0,443	0,147	0,736
44	010713122T01H	3384,88	3384,9	Т-V	4,48	3,74	6,01	0,122	12,9	6,37	7,7	0,486	0,247	0,519
46	010713130T03H	3393,33	3393,3	Т-V	4,49	3,73	4,98	0,101	2,15	0,89	1,19	0,521	0,28	0,415
Скважина НСВ-10														
2	010710003J02H	3251,9	3257,2	Ю-V-3	4,62	3,76	12,5	0,243	137,2	13,5	31,1	0,179	0,332	0,596
4	010710005J01H	3253,3	3258,6	Ю-V-3	4,64	3,76	11,13	0,216	267,1	33,1	63,1	0,099	0,39	0,567
6	010710006J01H	3254,2	3259,5	Ю-V-3	4,66	3,76	10,53	0,204	155,8	12,2	35,2	0,165	0,357	0,572
7	010710007J01H	3255,3	3260,6	Ю-V-3	4,63	3,76	10,85	0,212	311,4	35,2	72,3	0,11	0,306	0,656
8	010710007J02H	3255,6	3260,9	Ю-V-3	4,64	3,75	11,08	0,216	299,7	25,6	66,6	0,186	0,33	0,595
10	010710009T01H	3446,65	3446,7	триас	4,62	3,76	7,72	0,15	20,1	1,3	4,3	0,278	0,357	0,51
14	010710020T01H	3457,4	3457,4	триас	4,61	3,76	4,83	0,095	1,32	0,05	0,09	0,479	0,376	0,28
17	010710021T01H	3458,5	3458,5	триас	4,63	3,75	8,17	0,159	19,7	1,3	3,7	0,314	0,337	0,51
19	010710022T02H	3459,9	3459,9	триас	4,64	3,76	9,55	0,186	28,3	1,61	3,9	0,312	0,287	0,58
21	010710023T02H	3460,7	3460,7	триас	4,64	3,75	7,24	0,141	6,51	0,9	1,5	0,371	0,412	0,35
Скважина НСВ-11														
1	010711002J01H	2283,1	2286,2	Ю-II-1 (песч)	4,47	3,79	13,11	0,2603	8950	4520	5215	0,1	0,15	0,833
2	010711003J01H	2284,05	2287,1	Ю-II-1 (песч)	4,48	3,79	14,1	0,279	1910	950	1150	0,127	0,184	0,789
3	010711005J02H	2286,53	2289,6	Ю-II-1 (песч)	4,5	3,76	4,88	0,0973	248,3	120	157	0,18	0,308	0,624
4	010711008J03H	2289,7	2292,8	Ю-II-1 (песч)	4,49	3,79	11,5	0,2274	110,9	56,12	65,37	0,209	0,383	0,516
5	010711008J04H	2289,9	2293	Ю-II-1 (песч)	4,51	3,78	11,57	0,2285	196,9	101,53	115	0,136	0,346	0,6
6	010711009J01H	2290,1	2293,2	Ю-II-1 (песч)	4,5	3,79	9,86	0,1939	21,7	10,42	14,4	0,189	0,446	0,45
7	010711012J01H	2293,13	2296,2	Ю-II-1 (песч)	4,49	3,79	11,32	0,2239	95,3	48,16	55,46	0,214	0,398	0,494
8	010711013J01H	2294,18	2297,2	между Ю-II, пл-1 алевр. и песч.	4,49	3,8	3,89	0,0766	4,55	2,33	2,68	0,255	0,462	0,379
9	010711014J01H	2295,15	2298,2	между Ю-II, пл-1 алевр. и песч.	4,5	3,8	6,67	0,1309	1,99	1,05	1,14	0,236	0,495	0,352
10	010711014J02H	2295,48	2298,5	Ю-II, пласт-2	4,51	3,79	8,42	0,1652	8,54	4,21	5,02	0,204	0,475	0,403
11	010711017J03H	2298,5	2301,6	Ю-II, пласт-2	4,49	3,77	10,32	0,2063	78,9	39,53	46,09	0,176	0,388	0,529
12	010711030J02H	2704,28	2698,7	Ю-IV-3	4,49	3,81	7,95	0,1555	9,42	3,86	5,38	0,257	0,466	0,373
13	010711046J02H	3112,72	3114,1	Т-II-А	4,49	3,8	8,28	0,1626	79,8	40	47,6	0,203	0,362	0,546
14	010711048J03H	3114,95	3116,4	Т-II-А	4,49	3,79	6,25	0,1237	13	5,84	7,43	0,233	0,464	0,395
15	010711050J01H	3116,12	3117,5	Т-II-А	4,49	3,78	8,94	0,1777	407,4	174	233	0,15	0,246	0,711
16	010711050J02H	3116,62	3118	Т-II-А	4,5	3,78	8,08	0,1599	47,8	23,16	28,31	0,158	0,458	0,456
17	010711060J02H	3126,47	3127,9	Т-II-А	4,49	3,8	10,44	0,2056	4550	2100	3200	0,109	0,172	0,807
18	010711061J03H	3127,83	3129,3	Т-II-А	4,49	3,8	9,58	0,1882	1160	578	724	0,155	0,261	0,691
19	010711062J03H	3128,64	3130,1	Т-II-А	4,48	3,79	8,18	0,1619	162,2	82,32	94,62	0,206	0,318	0,599
20	010711077J01H	3190,3	3193,9	Т-III	4,49	3,8	3,51	0,0689	1,02	0,54	0,58	0,287	0,485	0,32
21	010711080J02H	3193,37	3196,9	Т-III	4,49	3,8	8,77	0,1725	125,6	63,11	72,53	0,224	0,342	0,559
22	010711083J02H	3196,46	3200	Т-III	4,5	3,78	7,95	0,1573	100,6	50,95	58,49	0,17	0,352	0,576
23	010711091T01H	3453,07	3453,8	Т-V	4,49	3,78	5,96	0,118	34,7	16,26	20,83	0,194	0,42	0,479
24	010711091T03H	3453,62	3454,4	Т-V	4,49	3,78	6,12	0,1212	15,1	6,85	8,63	0,232	0,458	0,404
25	010711093T02H	3455,97	3456,7	Т-V	4,49	3,8	7,06	0,1387	60,7	30,95	34,69	0,165	0,439	0,474

Относительная проницаемость в системе вода-нефть. Исследования относительной проницаемости в системе вода-нефть проведены на 57 образцах керна скважин НСВ-1, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11 ***юрских отложений***. По результатам определения относительных проницаемостей, остаточная водонасыщенность изменяется в пределах 9,7-49%, в среднем составляя 28%, остаточная нефтенасыщенность изменяется в пределах 13-49%, среднее значение составляет 28,27%.

Для ***триасовых отложений*** анализ проводился на 58 образцах скважин НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11. Остаточная водонасыщенность варьируется от 9,9 до 52%, в среднем составляя 28,75% и остаточная нефтенасыщенность в среднем составляет 29,85% с интервалом изменения от 12 до 48%.

Итоговые результаты эксперимента представлены в таблице 2.4.3.

Согласно графикам, приведенным на рисунке 2.4.2, пересечение кривых относительной фазовой проницаемости показывает нейтральную (2 обр.), гидрофильную (89 обр.) и гидрофобную (24 обр.) степень смачиваемости.

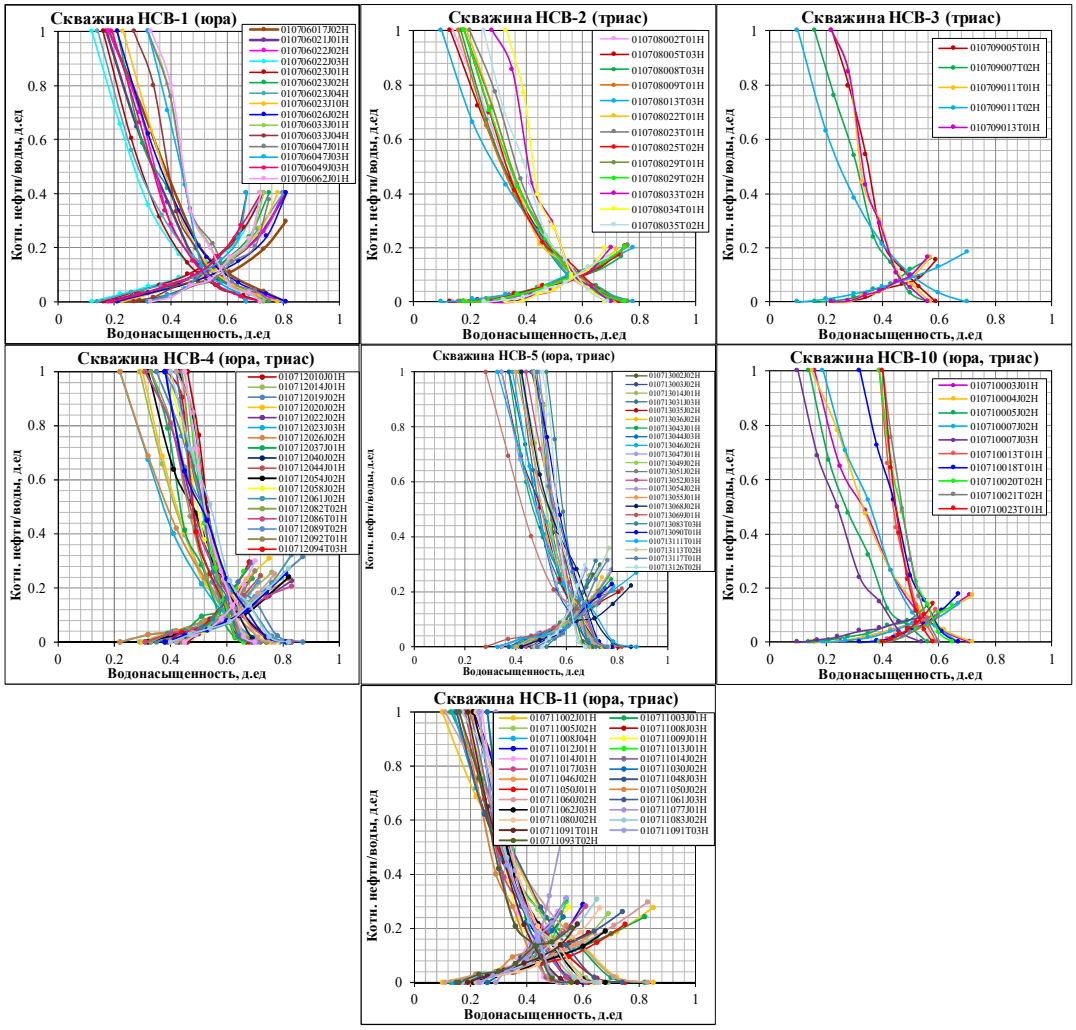


Рис. 2.4.2 – Кривые относительной проницаемости системы вода-нефть

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

№ модели	Номер образца	Глубина, м	Привязанная глубина, м	Горизонт	Пористость, доли ед.	Газопроницаемость, мкм^2*10^{-3}	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Относительная фазовая проницаемость по нефти, доли ед.	Относительная фазовая проницаемость по воде, доли ед.
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*
Скважина НСВ-1										
1	010706017J02H	2336,69	2345,19	Ю-II-1 (песч)	0,224	6,04	0,18	0,19	0,038	1
2	010706021J01H	2340,98	2349,82	Ю-II, пласт-2	0,246	28,1	0,17	0,19	0,025	1
4	010706022J02H	2341,09	2349,93	Ю-II, пласт-2	0,240	22,5	0,18	0,2	0,024	1
5	010706022J03H	2341,15	2349,99	Ю-II, пласт-2	0,241	16,8	0,12	0,28	0,031	1
7	010706023J01H	2419,23	2426,23	Ю-III	0,217	116,4	0,16	0,27	0,020	1
8	010706023J02H	2419,29	2426,29	Ю-III	0,222	92,2	0,21	0,25	0,028	1
10	010706023J04H	2419,39	2426,39	Ю-III	0,247	189,1	0,14	0,2	0,022	1
13	010706023J10H	2419,72	2426,72	Ю-III	0,217	127,2	0,23	0,22	0,021	1
16	010706026J02H	2422,17	2429,17	Ю-III	0,224	149,3	0,21	0,19	0,028	1
18	010706033J01H	2530,17	2530,17	Ю-IV	0,179	47,6	0,32	0,27	0,033	1
21	010706033J04H	2530,33	2530,33	Ю-IV	0,17	30,8	0,27	0,33	0,03	1
23	010706047J01H	2846,38	2847,68	Ю-IV-3	0,163	3,15	0,32	0,25	0,04	1
25	010706047J03H	2846,5	2847,8	Ю-IV-3	0,162	3,14	0,32	0,33	0,03	1
28	010706049J03H	2848,35	2849,65	Ю-IV-3	0,185	25,1	0,19	0,28	0,019	1
30	010706062J01H	2939,56	2933,26	Ю-IV-4	0,156	1,39	0,33	0,28	0,03	1
Скважина НСВ-2										
1	010708002T01H	3243,4	3258,5	T-II-A	0,207	600,5	0,135	0,238	0,206	1
3	010708005T03H	3246,7	3260,7	T-II-A	0,236	734,7	0,127	0,247	0,206	1
4	010708008T03H	3249,7	3261,7	T-II-A	0,209	184,4	0,168	0,256	0,169	1
5	010708009T01H	3250,3	3262,3	T-II-A	0,207	230,1	0,157	0,238	0,206	1
10	010708013T03H	3254,7	3266,7	T-II-A	0,245	2130	0,1	0,22	0,2	1
11	010708022T01H	3555,3	3562,3	T-V	0,161	68,5	0,188	0,28	0,194	1
13	010708023T01H	3556,5	3563,5	T-V	0,158	44,3	0,2	0,257	0,176	1
15	010708025T02H	3558,9	3565,9	T-V	16,91	114,1	0,178	0,265	0,175	1
18	010708029T01H	3562,6	3569,6	T-V	0,169	101,4	0,181	0,238	0,209	1
19	010708029T02H	3562,9	3569,9	T-V	0,18	139	0,179	0,249	0,202	1
21	010708033T02H	3566,8	3573,8	T-V	0,136	4,4	0,277	0,296	0,2	1
22	010708034T01H	3567,4	3574,4	T-V	0,126	1,4	0,327	0,319	0,199	1
24	010708035T02H	3568,6	3575,6	T-V	0,13	6,9	0,246	0,308	0,167	1
Скважина НСВ-3										
1	010709005T01H	3626,1	3628,2	T-V	0,149	24,4	0,218	0,408	0,156	1
3	010709007T02H	3628,75	3630,85	T-V	0,137	34,7	0,163	0,432	0,161	1
9	010709011T01H	3632,3	3634,4	T-V	0,139	18	0,218	0,431	0,166	1
10	010709011T02H	3632,7	3634,8	T-V	0,16	154	0,099	0,295	0,184	1
12	010709013T01H	3634,2	3636,3	T-V	0,147	15,7	0,223	0,439	0,165	1
Скважина НСВ-4										
1	010712010J01H	2263,56	2265	Ю-II, пл-1 алевр.	0,101	1,49	0,46	0,33	0,227	1
3	010712014J01H	2267,6	2269,04	между Ю-II, пл-1 алевр. и песч.	0,097	662	0,29	0,24	0,258	1
6	010712019J02H	2272,95	2274,39	Ю-II-1 (песч)	0,277	3500	0,35	0,13	0,316	1
7	010712020J02H	2273,82	2275,26	Ю-II-1 (песч)	0,156	289	0,3	0,25	0,31	1
9	010712022J02H	2275,87	2277,31	Ю-II-1 (песч)	0,279	1980	0,31	0,17	0,227	1
10	010712023J03H	2277,2	2278,64	Ю-II-1 (песч)	0,285	2240	0,22	0,21	0,237	1
12	010712026J02H	2279,91	2281,35	Ю-II-1 (песч)	0,275	1380	0,22	0,18	0,234	1
16	010712037J01H	2328,6	2330,04	Ю-2-А	0,182	86,8	0,33	0,31	0,235	1
18	010712040J02H	2331,93	2333,37	Ю-2-А	0,169	31,63	0,43	0,26	0,184	1
21	010712044J01H	2335,56	2337	Ю-2-А	0,181	69,56	0,38	0,28	0,245	1
25	010712054J02H	3108,85	3111,45	T-II-A	0,201	1221	0,32	0,18	0,241	1
26	010712058J02H	3112,76	3115,36	T-II-A	0,166	92,93	0,39	0,22	0,242	1
28	010712061J02H	3115,75	3118,35	T-II-A	0,190	1084	0,38	0,17	0,323	1
29	010712082T02H	3418,3	3421,6	T-V	0,167	130	0,33	0,26	0,183	1
31	010712086T01H	3422,69	3425,99	T-V	0,199	616	0,31	0,17	0,207	1
33	010712089T02H	3425,69	3428,99	T-V	0,126	89,52	0,38	0,29	0,223	1
34	010712092T01H	3427,9	3431,2	T-V	0,139	9,58	0,44	0,3	0,263	1
36	010712094T03H	3430,74	3434,04	T-V	0,130	19,65	0,39	0,32	0,296	1
37	010712097T01H	3433,1	3436,4	T-V	0,106	3,42	0,45	0,34	0,261	1
41	010712103T01H	3438,91	3442,21	T-V	0,136	20,35	0,42	0,31	0,294	1
43	010712105T02H	3441,22	3444,52	T-V	0,159	78,59	0,42	0,23	0,252	1
44	010712107T02H	3443,32	3446,62	T-V	0,152	16,59	0,45	0,3	0,3	1
46	010712110T02H	3446,33	3449,63	T-V	0,153	429	0,38	0,19	0,254	1
48	010712113T02H	3449,44	3452,74	триас	0,116	239	0,4	0,18	0,273	1
Скважина НСВ-5										
3	010713002J02H	2259,5	2262,32	Ю-I	0,173	4,95	0,47	0,3	0,263	1
4	010713003J02H	2260,62	2263,44	Ю-I	0,189	16,7	0,46	0,26	0,196	1
8	010713014J01H	2271,8	2274,62	юра	0,104	2,89	0,47	0,31	0,259	1
9	010713031J03H	2384,7	2387,85	юра	0,176	16,1	0,41	0,27	0,298	1
11	010713035J02H	2388,2	2391,35	юра	0,209	111,7	0,34	0,2	0,200	1
12	010713036J02H	2389,4	2392,55	юра	0,188	10,3	0,47	0,26	0,253	1
14	010713043J01H	2744,1	2747,63	Ю-IV-4 пласт 1	0,180	119,8	0,37	0,22	0,246	1
16	010713044J03H	2745,7	2749,23	Ю-IV-4 пласт 1	0,183	60,4	0,37	0,25	0,213	1
18	010713046J02H	2747,4	2750,93	Ю-IV-4 пласт 1	0,179	95,6	0,39	0,21	0,221	1
19	010713047J01H	2748,1	2751,63	Ю-IV-4 пласт 1	0,184	182,9	0,34	0,22	0,28	1
21	010713049J02H	2750,4	2753,93	Ю-IV-4 пласт 1	0,173	48,5	0,42	0,23	0,253	1
23	010713051J02H	2752,4	2755,93	Ю-IV-4 пласт 1	0,169	89,5	0,42	0,21	0,284	1
24	010713052J03H	2753,7	2757,23	Ю-IV-4 пласт 1	0,177	110,8	0,44	0,22	0,205	1
26	010713054J02H	2755,4	2758,93	Ю-IV-4 пласт 1	0,131	1,52	0,49	0,32	0,281	1

продолжение таблицы 2.4.3

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*
27	010713055J01H	2756,1	2759,63	Ю-IV-4 пласт 1	0,190	55,2	0,4	0,23	0,223	1
30	010713068J02H	3091,44	3095,11	Т-II-А	0,139	344,5	0,42	0,15	0,223	1
31	010713069J01H	3092,47	3096,14	Т-II-А	0,214	1070	0,28	0,18	0,211	1
34	010713083T03H	3278,83	3282,58	Т-IV-Б	0,114	2,51	0,52	0,28	0,313	1
36	010713090T01H	3285,94	3289,69	Т-IV-Б	0,171	31	0,47	0,22	0,229	1
39	010713111T01H	3373,8	3373,8	Т-V	0,174	1240	0,33	0,12	0,27	1
41	010713113T02H	3375,95	3375,95	Т-V	0,103	21,3	0,47	0,23	0,359	1
43	010713117T01H	3379,85	3379,85	Т-V	0,119	13,9	0,48	0,24	0,315	1
45	010713126T02H	3389,2	3389,2	Т-V	0,107	1,78	0,5	0,33	0,297	1
Скважина НСВ-10										
1	010710003J01H	3251,6	3256,9	Ю-V-3	0,225	353,6	0,157	0,292	0,175	1
3	010710004J02H	3252,8	3258,1	Ю-V-3	0,226	639,7	0,147	0,282	0,173	1
5	010710005J02H	3253,8	3259,1	Ю-V-3	0,167	67,9	0,137	0,438	0,136	1
8	010710007J02H	3255,6	3260,9	Ю-V-3	0,216	299,7	0,186	0,33	0,142	1
9	010710007J03H	3255,8	3261,1	Ю-V-3	0,199	108,5	0,097	0,464	0,094	1
11	010710013T01H	3450,1	3450,1	триас	0,146	6,46	0,388	0,41	0,121	1
13	010710018T01H	3455,85	3455,85	триас	0,142	21,7	0,321	0,329	0,178	1
15	010710020T02H	3457,6	3457,6	триас	0,149	12,8	0,385	0,352	0,135	1
18	010710021T02H	3458,8	3458,8	триас	0,166	6,03	0,401	0,403	0,097	1
20	010710023T01H	3460,5	3460,5	триас	0,141	4,8	0,396	0,423	0,141	1
Скважина НСВ-11										
1	010711002J01H	2283,1	2286,15	Ю-II-1 (песч)	0,260	8950	0,10	0,15	0,277	1
2	010711003J01H	2284,05	2287,1	Ю-II-1 (песч)	0,279	1910	0,13	0,18	0,243	1
3	010711005J02H	2286,53	2289,58	Ю-II-1 (песч)	0,097	248,3	0,18	0,31	0,255	1
4	010711008J03H	2289,7	2292,75	Ю-II-1 (песч)	0,227	110,9	0,21	0,38	0,184	1
5	010711008J04H	2289,9	2292,95	Ю-II-1 (песч)	0,229	196,9	0,14	0,35	0,17	1
6	010711009J01H	2290,1	2293,15	Ю-II-1 (песч)	0,194	21,7	0,19	0,45	0,278	1
7	010711012J01H	2293,13	2296,18	Ю-II-1 (песч)	0,224	95,3	0,21	0,4	0,288	1
8	010711013J01H	2294,18	2297,23	между Ю-II, пл-1 алевр. и песч.	0,077	4,55	0,26	0,46	0,299	1
9	010711014J01H	2295,15	2298,2	между Ю-II, пл-1 алевр. и песч.	0,131	1,99	0,24	0,49	0,263	1
10	010711014J02H	2295,48	2298,53	Ю-II, пласт-2	0,165	8,54	0,2	0,48	0,259	1
11	010711017J03H	2298,5	2301,55	Ю-II, пласт-2	0,206	78,9	0,18	0,39	0,282	1
12	010711030J02H	2704,28	2698,73	Ю-IV-3	0,156	9,42	0,26	0,47	0,242	1
13	010711046J02H	3112,72	3114,14	Т-II-А	0,163	79,8	0,2	0,36	0,185	1
14	010711048J03H	3114,95	3116,37	Т-II-А	0,124	13	0,23	0,46	0,31	1
15	010711050J01H	3116,12	3117,54	Т-II-А	0,178	407,4	0,15	0,25	0,215	1
16	010711050J02H	3116,62	3118,04	Т-II-А	0,160	47,8	0,16	0,46	0,212	1
17	010711060J02H	3126,47	3127,89	Т-II-А	0,206	4550	0,11	0,17	0,297	1
18	010711061J03H	3127,83	3129,25	Т-II-А	0,188	1160	0,15	0,261	0,262	1
19	010711062J03H	3128,64	3130,06	Т-II-А	0,162	162,2	0,21	0,32	0,19	1
20	010711077J01H	3190,3	3193,85	Т-III	0,069	1,02	0,29	0,48	0,517	1
21	010711080J02H	3193,37	3196,92	Т-III	0,173	125,6	0,22	0,34	0,276	1
22	010711083J02H	3196,46	3200,01	Т-III	0,157	100,6	0,17	0,35	0,308	1
23	010711091T01H	3453,07	3453,8	Т-V	0,118	34,7	0,19	0,42	0,216	1
24	010711091T03H	3453,62	3454,35	Т-V	0,121	15,1	0,23	0,46	0,313	1
25	010711093T02H	3455,97	3456,7	Т-V	0,139	60,7	0,16	0,44	0,202	1

Анализ смачиваемости. Эксперимент выполнен на 115 образцах керна скважин НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11. По результатам исследования 112 образца являются гидрофильными и 3 образца нейтрального характера (таблица 2.4.4).

Таблица 2.4.4 - Результаты анализа смачиваемости по Амотту

№ скв.	№ образца	Глубина, м	Горизонт	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
				Самопроизвольное выход нефти, мл	Принудительное выход нефти, мл	Самопроизвольное выход воды, мл	Принудительное выход воды, мл		
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*
НСВ-1	16J02V	2343,74	Ю-II-1 (песч)	0,82	4,01	0,21	3,93	0,15	гидрофильный
	17J01V	2345,14	Ю-II-1 (песч)	0,47	3,30	0,17	3,25	0,09	нейтральный
	23J05V	2426,45	Ю-III	0,61	3,34	0,18	3,37	0,13	гидрофильный
	23J06H	2426,51	Ю-III	0,56	3,32	0,18	3,45	0,12	гидрофильный
	24J04H	2427,53	Ю-III	0,52	3,69	0,18	3,31	0,09	нейтральный
	25J04H	2428,35	Ю-III	0,27	1,52	0,09	1,65	0,13	гидрофильный
	25J05H	2428,4	Ю-III	0,33	2,16	0,11	2,15	0,10	гидрофильный
	25J06H	2428,45	Ю-III	0,36	2,18	0,13	2,38	0,11	гидрофильный
	25J07H	2428,51	Ю-III	0,48	2,81	0,16	3,03	0,12	гидрофильный
	25J09H	2428,64	Ю-III	0,49	2,78	0,17	3,16	0,12	гидрофильный
	25J10H	2428,76	Ю-III	0,69	3,48	0,17	3,24	0,15	гидрофильный
	26J03H	2429,25	Ю-III	0,60	3,49	0,17	3,23	0,12	гидрофильный
	26J04V	2429,29	Ю-III	0,53	3,54	0,18	3,39	0,10	нейтральный
	31J02V	2528,42	Ю-IV	0,53	2,80	0,13	2,52	0,14	гидрофильный
	32J01V	2529,93	Ю-IV	0,52	2,70	0,13	2,50	0,14	гидрофильный
НСВ-2	13T03H	3254,70	Т-II-А	1,15	3,75	0,43	3,82	0,20	гидрофильная
	02T01H	3243,40	Т-II-А	0,86	3,14	0,35	3,17	0,16	гидрофильная
	09T01H	3250,30	Т-II-А	0,81	3,09	0,36	3,17	0,15	гидрофильная
	08T03H	3249,70	Т-II-А	0,80	3,10	0,35	3,13	0,15	гидрофильная
	29T02H	3562,90	Т-V	0,80	2,50	0,30	2,72	0,21	гидрофильная
	22T01H	3555,30	Т-V	0,61	2,29	0,26	2,31	0,15	гидрофильная
	12T03H	3253,80	Т-II-А	0,76	2,34	0,30	2,68	0,21	гидрофильная
	10T02H	3251,40	Т-II-А	0,70	2,30	0,27	2,45	0,19	гидрофильная
	35T01H	3568,05	Т-V	0,50	1,70	0,20	1,76	0,18	гидрофильная
	35T02H	3568,60	Т-V	0,55	1,65	0,20	1,82	0,22	гидрофильная
	33T02H	3566,80	Т-V	0,47	1,73	0,22	1,93	0,16	гидрофильная
	27T01H	3560,40	Т-V	0,47	1,53	0,17	1,55	0,20	гидрофильная
	34T01H	3567,40	Т-V	0,46	1,44	0,19	1,73	0,21	гидрофильная
НСВ-3	05T02H	3626,40	Т-V	1,21	4,38	0,40	3,62	0,16	гидрофильная
	08T01H	3629,30	Т-V	1,14	4,53	0,52	4,69	0,14	гидрофильная
	09T02H	3630,40	Т-V	1,31	4,86	0,50	4,49	0,16	гидрофильная
	10T01H	3631,30	Т-V	0,97	3,88	0,32	2,90	0,14	гидрофильная
	12T01H	3633,30	Т-V	1,48	4,54	0,44	3,98	0,21	гидрофильная
НСВ-4	10J01H	2263,56	Ю-II, пл-1 алевр.	0,64	2,07	0,34	3,06	0,20	гидрофильная
	15J02H	2269,35	Ю-II-1 (песч)	2,37	7,26	1,09	9,80	0,22	гидрофильная
	17J02H	2270,90	Ю-II-1 (песч)	2,12	7,75	1,11	9,94	0,16	гидрофильная
	20J02H	2273,82	Ю-II-1 (песч)	1,31	4,06	0,58	5,17	0,21	гидрофильная
	29J03H	2283,21	Ю-II-1 (песч)	1,85	5,78	0,76	6,83	0,21	гидрофильная
	31J01H	2284,46	Ю-II-1 (песч)	1,64	5,23	0,77	6,94	0,20	гидрофильная
	37J01H	2328,60	Ю-2-А	1,35	4,70	0,63	5,63	0,18	гидрофильная
	38J02H	2329,90	Ю-2-А	1,30	3,92	0,64	5,67	0,22	гидрофильная
	41J03H	2333,18	Ю-2-А	1,15	3,70	0,64	5,70	0,20	гидрофильная

продолжение таблицы 2.4.4

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*
	43J01H	2334,55	Ю-2-А	1,17	3,99	0,57	5,11	0,18	гидрофильная
	44J01H	2335,56	Ю-2-А	1,23	4,33	0,65	5,78	0,17	гидрофильная
	54J02H	3108,85	Т-II-А	1,53	5,15	0,82	7,32	0,19	гидрофильная
	60J01H	3114,18	Т-II-А	1,10	4,29	0,68	6,05	0,14	гидрофильная
	82T02H	3418,30	Т-V	1,15	4,35	0,61	5,45	0,15	гидрофильная
	84T02H	3420,38	Т-V	0,99	3,34	0,58	5,25	0,19	гидрофильная
	86T01H	3422,69	Т-V	1,47	5,35	0,82	7,35	0,16	гидрофильная
	89T02H	3425,69	Т-V	0,81	3,06	0,45	4,00	0,15	гидрофильная
	92T01H	3427,90	Т-V	0,90	2,96	0,49	4,35	0,19	гидрофильная
	97T01H	3433,10	Т-V	0,68	2,18	0,35	3,12	0,20	гидрофильная
	99T02H	3435,27	Т-V	0,88	2,94	0,50	4,46	0,19	гидрофильная
	101T02H	3437,65	Т-V	0,87	2,93	0,47	4,18	0,19	гидрофильная
	107T02H	3443,32	Т-V	0,95	3,17	0,53	4,72	0,19	гидрофильная
	111T01H	3446,92	Т-V	1,14	3,83	0,60	5,33	0,18	гидрофильная
	113T02H	3449,44	триас	0,87	2,63	0,48	4,32	0,22	гидрофильная
НСВ-5	002J02H	2259,5	Ю-I	0,92	3,64	0,61	5,42	0,14	гидрофильная
	003J02H	2260,62	Ю-I	1,17	3,88	0,7	6,22	0,19	гидрофильная
	014J01H	2271,8	юра	0,68	2,05	0,36	3,21	0,22	гидрофильная
	031J03H	2384,7	юра	1,14	4,02	0,65	5,81	0,17	гидрофильная
	035J02H	2388,2	юра	1,42	5,44	0,85	7,56	0,15	гидрофильная
	036J02H	2389,4	юра	1,02	4	0,71	6,31	0,14	гидрофильная
	043J01H	2744,1	Ю-IV-4 пласт 1	1,38	4,27	0,7	6,29	0,21	гидрофильная
	044J03H	2745,7	Ю-IV-4 пласт 1	1,25	4,43	0,68	6,14	0,17	гидрофильная
	046J02H	2747,4	Ю-IV-4 пласт 1	1,09	4,31	0,7	6,24	0,14	гидрофильная
	047J01H	2748,1	Ю-IV-4 пласт 1	1,33	4,62	0,71	6,33	0,17	гидрофильная
	049J02H	2750,4	Ю-IV-4 пласт 1	1,14	3,88	0,67	5,94	0,18	гидрофильная
	051J02H	2752,4	Ю-IV-4 пласт 1	0,96	3,84	0,66	5,89	0,14	гидрофильная
	052J03H	2753,7	Ю-IV-4 пласт 1	1,11	3,74	0,68	6,08	0,19	гидрофильная
	054J02H	2755,4	Ю-IV-4 пласт 1	0,74	2,59	0,45	3,99	0,17	гидрофильная
	055J01H	2756,1	Ю-IV-4 пласт 1	1,18	4,45	0,73	6,53	0,15	гидрофильная
	075J01H	3090,91	Т-II-А	0,91	3,04	0,59	5,26	0,19	гидрофильная
	076J02H	3091,44	Т-II-А	1,53	6,06	0,87	7,78	0,14	гидрофильная
	083T03H	3278,83	Т-IV-Б	0,61	2,1	0,41	3,65	0,18	гидрофильная
	090T01H	3285,94	Т-IV-Б	1,07	3,4	0,66	5,95	0,21	гидрофильная
	111T01H	3373,8	Т-V	1,2	4,54	0,75	6,74	0,15	гидрофильная
	113T02H	3375,95	Т-V	0,57	2,08	0,39	3,48	0,16	гидрофильная
	117T01H	3379,85	Т-V	0,63	2,4	0,45	4,02	0,15	гидрофильная
	126T02H	3389,2	Т-V	0,57	2,03	0,35	3,18	0,17	гидрофильная
НСВ-10	03J02H	3251,90	Ю-V-3	2,45	7,82	0,84	7,51	0,20	гидрофильная
	05J01H	3253,30	Ю-V-3	2,46	7,57	0,68	6,10	0,21	гидрофильная
	06J01H	3254,20	Ю-V-3	1,80	6,99	0,68	6,09	0,15	гидрофильная
	07J01H	3255,30	Ю-V-3	2,15	7,51	0,76	6,77	0,17	гидрофильная
	07J03H	3255,80	Ю-V-3	2,19	6,98	0,54	4,89	0,20	гидрофильная
	20T01H	3457,40	триас	0,56	1,96	0,30	2,71	0,17	гидрофильная
	20T03H	3457,90	триас	0,63	2,50	0,37	3,33	0,14	гидрофильная
	21T01H	3458,50	триас	1,23	4,37	0,55	4,87	0,17	гидрофильная
	22T02H	3459,90	триас	1,53	5,04	0,68	6,13	0,19	гидрофильная
	23T02H	3460,70	триас	1,07	3,48	0,43	3,83	0,20	гидрофильная
НСВ-11	002J01H	2283,10	Ю-II-1 (песч)	2,59	9,21	1,11	10	0,17	гидрофильная
	003J01H	2284,05	Ю-II-1 (песч)	2,89	9,41	1,16	10,3	0,19	гидрофильная
	005J02H	2286,53	Ю-II-1 (песч)	0,92	3,08	0,34	3,04	0,19	гидрофильная
	008J03H	2289,70	Ю-II-1 (песч)	1,88	7,22	0,72	6,38	0,15	гидрофильная
	008J04H	2289,90	Ю-II-1 (песч)	2,45	7,55	0,76	6,81	0,21	гидрофильная
	009J01H	2290,10	Ю-II-1 (песч)	1,91	6,09	0,55	4,91	0,20	гидрофильная
	012J01H	2293,13	Ю-II-1 (песч)	2,17	6,73	0,69	6,13	0,21	гидрофильная
	013J01H	2294,18	Ю-II, пласт-2	0,69	2,21	0,21	1,88	0,20	гидрофильная
	014J01H	2295,15	Ю-II, пласт-2	1,07	4,03	0,34	3,03	0,15	гидрофильная

продолжение таблицы 2.4.4

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*
	014J02H	2295,48	Ю-II, пласт-2	1,61	5,09	0,44	3,97	0,20	гидрофильная
	017J03H	2298,50	Ю-II, пласт-2	2,01	6,49	0,64	5,68	0,20	гидрофильная
	030J02H	2704,28	Ю-IV-3	1,20	4,70	0,43	3,82	0,14	гидрофильная
	046J02H	3112,72	Т-II-А	1,56	5,04	0,53	4,75	0,20	гидрофильная
	048J03H	3114,95	Т-II-А	1,06	3,74	0,34	3,02	0,17	гидрофильная
	050J01H	3116,12	Т-II-А	1,68	5,92	0,68	6,06	0,17	гидрофильная
	050J02H	3116,62	Т-II-А	1,64	5,16	0,44	3,94	0,21	гидрофильная
	060J02H	3126,47	Т-II-А	2,30	7,00	0,87	7,78	0,22	гидрофильная
	061J03H	3127,83	Т-II-А	1,91	6,19	0,71	6,37	0,20	гидрофильная
	062J03H	3128,64	Т-II-А	1,45	5,05	0,56	5,02	0,18	гидрофильная
	077J01H	3190,30	Т-III	0,54	1,96	0,18	1,63	0,16	гидрофильная
	080J02H	3193,37	Т-III	1,67	5,13	0,58	5,19	0,21	гидрофильная
	083J02H	3196,46	Т-III	1,57	5,03	0,52	4,63	0,20	гидрофильная
	091T01H	3453,07	Т-V	0,97	3,83	0,35	3,11	0,14	гидрофильная
	091T03H	3453,62	Т-V	1,02	3,68	0,33	2,99	0,17	гидрофильная
	093T02H	3455,97	Т-V	1,20	4,70	0,40	3,57	0,14	гидрофильная

Полученные по результатам специальных исследований значения остаточной водо- и нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения нефти, данные по относительной проницаемости рекомендуется для гидродинамических расчетов.

2.5 Запасы нефти и газа

В 2026 году выполнен и утвержден (Протокол ГКЗ РК №2813-26-У от 7 апреля 2026 года) «Прирост запасов нефти и газа месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло)» Атырауской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2026г. В результате оценки запасов геологические и извлекаемые запасы нефти и газа месторождения С.Нуржанов (Северо-запаное крыло) в следующих количествах по категориям:

нефть:

C_1 – 7761 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 2161 тыс.т.;

C_2 – 3003 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 464 тыс.т.;

растворенный газ:

C_1 – 1034 млн.м^3 геологические, в том числе извлекаемые – 290,1 млн.м^3;

C_2 – 438 млн.м^3 геологические, в том числе извлекаемые – 67,5 млн.м^3;

газ газовой шапки:

C_1 – 336 млн.м^3 геологические, в том числе извлекаемые – 21 млн.м^3;

C_2 – 187 млн.м^3 геологические;

свободный газ:

C_1 – 361 млн.м^3 геологические;

C_2 – 299 млн.м^3 геологические.

Таблица 2.5.1 - Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло) по состоянию на 02.01.2026г

Горизонт	Пласт	Крыло	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности. тыс. м^2	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина. м	Объем нефтенасыщенных пород. тыс. м^3	Коэффициенты. доли ед.			Плотность нефти. г/см^3	Геологические запасы нефти. тыс. т	Коэффициент нефтеизвлечения.	Извлекаемые запасы нефти. тыс. т	Газосодержание, м^3/т	Геологические запасы растворенного газа. млн. м^3	Извлекаемые запасы растворенного газа. млн. м^3	Добыча нефти на дату составления проектного документа, тыс.т	Остаточные запасы нефти, тыс.т		Добыча растворенного газа на дату составления проектного документ, млн.м^3	Остаточные запасы растворенного газа, млн.м^3	
									открытой пористости	нефтенасыще н-ности	пересчетный										балансовые	извлекаемые		балансовые	извлекаемые
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
В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																								
Ю-I		Северо-западное	II	ЧН	C1	73.6	2.0	147.2	**0.18**	**0.68**	0.811	0.873	13	0.000	0	95.0	1	0						
				ЧН	C_2	2100	2.2	4664	**0.18**	**0.68**	0.811	0.873	404	0.202	82	95.0	38	8						
				ВН	C_2	356	2.1	754	**0.18**	**0.68**	0.811	0.873	65	0.202	13	95.0	6	1						
	Итого по Ю-I				**C_1**	**73.6**	**2.0**	**147.2**					**13.0**		**0**		**1.0**	**0.0**						
					C_2	**2457**	**2.2**	**5418**					**469**		**95**		**44**	**9**						
В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																								
Ю-II	Песчаник	Северо-западное	II	ВН	C_1	1092	2.9	3175	**0.23**	**0.73**	0.763	0.865	352	0.183	65	147.3	52	9.5						
					C_2	863	2.5	2127	**0.23**	**0.73**	0.763	0.865	236	0.137	32	147.3	35	4.8						
	Итого по Ю-II (песч.)				**C_1**	**1092**	**2.9**	**3175**					**352**		**65**		**52**	**10**						
					C_2	**863**	**2.5**	**2127**					**236**		**32**		**35**	**5**						
В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																								
Ю-IV	Ю-IV	Северо-западное	I	ВН	C_2	1507.2	3.4	5161.28	**0.17**	**0.64**	0.751	0.876	369	0.197	73	149.5	55	10.9						
			II	ВН	C_2	627.2	2.3	1461	**0.17**	**0.64**	0.751	0.876	105	0.197	21	149.5	16	3.1						
	Итого по Ю-IV				**C_2**	**2227.2**	**3.0**	**6622.3**					**474.0**		**93.4**		**71.0**	**14.0**						
	В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																							
	Ю-IV-2	Северо-западное	Ia	ВН	C_1	172	3.5	596.8	**0.18**	**0.71**	0.765	0.890	52	0.106	6	134.9	7	0.7						
			II	ГН	C_1	172.0	3.2	550.4	**0.18**	**0.71**	0.751	0.876	46	0.106	5	149.5	7	0.7						
				ВН	C_1	178.0	3.6	645.6	**0.18**	**0.71**	0.751	0.876	54	0.106	6	149.5	8	0.9						
				ВН	C_2	638.4	2.9	1863.7	**0.18**	**0.71**	0.751	0.876	157	0.080	13	149.5	23	1.9						
	Ю-IV-2				**C_1**	**522**	**3.4**	**1793**					**152**		**16**		**22**	**2**						
					C_2	**638.4**	**2.9**	**1863.7**					**157.0**		**12.5**		**23.0**	**1.9**						
	В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																							
	Ю-IV-4 пласт 1	Северо-западное	I А	ГН	C_1	**49.2**	13.8	**680.8**	**0.16**	**0.74**	0.751	0.876	53	0.263	14	149.5	8	2.1						
				ВН	C_1	**98.8**	6.7	**662.4**	**0.16**	**0.74**	0.751	0.876	52	0.263	14	149.5	8	2.0						
					C_1	**148**	9.1	**1343.2**					**105**		**28**		**16**	**4.1**						
			II	ГН	C1	76.4	3.2	242.4	**0.16**	**0.74**	0.751	0.876	19	0.263	0	149.5	3	0.0						
				ГН	C_2	233.6	0.7	159.6	**0.16**	**0.74**	0.751	0.876	12	0.197	2	149.5	2	0.4						
				ЧН	C1	11.2	5.1	57.6	**0.16**	**0.74**	0.751	0.876	4	0.263	0	149.5	1	0.0						
				ЧН	C_2	3.6	2.4	8.8	**0.16**	**0.74**	0.751	0.876	1	0.197	0.2	149.5	0.1	0.03						
	Ю-IV-4 пласт 1				**C_1**	**236**	**7.0**	**1643**					**128**		**28**		**20**	**4**						
					C_2	**237**	**0.7**	**168**					**13**		**3**		**2**	**0**						
	В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																							
	Ю-IV-4 пласт 2	Северо-западное	Ia	ВН	C_2	**86**	5.4	**460.4**	**0.18**	**0.72**	0.758	0.870	39	0.197	8	133.2	5	1						
			II	ГН	C_2	400.8	3.9	1575.3	**0.18**	**0.72**	0.751	0.876	134	0.197	26	149.5	20	3.9						
				ЧН	C_2	406.8	4.7	1919.7	**0.18**	**0.72**	0.751	0.876	164	0.197	32	149.5	25	4.8						
				ВН	C_2	482.8	3.7	1770.4	**0.18**	**0.72**	0.751	0.876	151	0.197	30	149.5	23	4.4						
	Ю-IV-4 пласт 2				**C_2**	**1376**	**4.2**	**5726**					**488**		**96**		**73**	**14**						
В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																								
Ю-V	Ю-V	Северо-западное	I	ГНВ	C_1	597	2.2	1295	**0.2**	**0.75**	0.702	0.878	120	0.083	10	154.1	18	1.5						
					C_2	154	1.9	288	**0.2**	**0.75**	0.702	0.878	27	0.062	2	154.1	4	0.3						
				ВН	C_1	60	4.5	213	**0.2**	**0.75**	0.702	0.878	20	0.083	2	154.1	3	0.3						
					C_2	31	4.0	125	**0.2**	**0.75**	0.702	0.878	12	0.062	1	154.1	2	0.1						
			II	ГН	C_2	672.0	1.5	1014.8	**0.2**	**0.75**	0.702	0.878	94	0.062	6	154.1	14	0.9						
				ВН	C_2	453.6	3.9	1785.0	**0.2**	**0.75**	0.702	0.878	165	0.062	10	154.1	25	1.6						
			Ia	ВН	C_2	38.8	1.2	44.6	**0.2**	**0.75**	0.702	0.878	4	0.062	0	154.1	1	0.0						
	Итого Ю-V				**C_1**	**657.2**	**2.3**	**1508.0**					**140.0**		**11.6**		**21.0**	**1.8**						

					C_2	**1349.2**	**2.4**	**3257.2**					**302.0**		**18.7**		**46.0**	**2.9**						
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**
Ю-V	**В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)**																							
	Ю-V-2	Северо-западное	II	ВН	C_1	13.6	2.0	27.2	0.20	0.75	0.702	0.878	3	0.000	0	154.1	0	0.0						
	Итого по Ю-V-2				**C_1**	**13.6**	**2.0**	**27.2**					**3**		**0**		**0**	**0**						
	В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																							
	Ю-V-3	Северо-западное	I	ВН	C_1	733	9.2	6758	**0.19**	**0.80**	0.702	0.878	633	0.524	332	154.1	98	51.2						
			Ia	ВН	C_2	191	5.0	956	**0.19**	**0.80**	0.702	0.878	90	0.393	35	154.1	14	5.4						
			II	ВН	C_1	158	2.7	427	**0.19**	**0.75**	0.702	0.878	37	0.524	19	154.1	6	2.9						
	Итого по Ю-V-3				**C_1**	**891**	**8.1**	**7185**					**670**		**351**		**104**	**54**						
					C_2	**191**	5.0	**956**					**90**		**35**		**14**	**5**						
					C1+C2	**1082**	7.5	**8140**					**760**		**386**		**118**	**60**						
Итого по юрским отложениям					**C_1**			**15478**					**1458**		**471**		**220**	**72**						
					C_2			**26137.6**					**2229.0**		**385.7**		**308.1**	**52.5**						
					C1+C2			**41615.2**					**3687.0**		**856.6**		**528.1**	**124.3**						
Триас	**В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)**																							
	T-I-A	Северо-Западное	I	ВН	C_2	280	8.9	2486	0.16	0.64	0.745	0.899	170	0.060	10	143.5	24	1.4						
		Итого по T-I-A			**C_2**	**280**	**8.9**	**2486**					**170**		**10**		**24**	**1**						
	T-II-A-1	Северо-Западное	I	ЧН	C_1	660	12.3	8115	0.20	0.78	0.745	0.899	848	0.311	264	143.5	122	37.8						
				ВН	C_1	372	7.3	2705	0.20	0.78	0.745	0.899	283	0.311	88	143.5	41	12.6						
		Всего			**C_1**	**1032**	**10.5**	**10820**					**1131**		**352**		**163**	**50**						
	T-II-A-2	Северо-Западное	I	ЧН	C_1	380	4.0	1525	0.16	0.75	0.745	0.899	123	0.311	38	143.5	18	5.5						
				ВН	C_1	431	2.3	1008	0.16	0.75	0.745	0.899	81	0.311	25	143.5	12	3.6						
		Всего			**C_1**	**811**	**3.1**	**2532**					**204**		**63**		**30**	**9**						
	Итого по горизонту T-II-A				**C_1**			**13353**					**1335**		**415**		**193**	**60**						
	В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																							
	T-III	Северо-Западное	I	ЧН	C_1	576	5.8	3320	0.15	0.7	0.745	0.899	233	0.117	27	143.5	33	3.9						
				ВН	C_1	88	2.0	176	0.15	0.7	0.745	0.899	12	0.117	1	143.5	2	0.2						
				ЧН	C_2	1112	5.7	6326	0.15	0.7	0.745	0.899	445	0.088	39	143.5	64	5.6						
				ВН	C_2	164	2.0	329	0.15	0.7	0.745	0.899	23	0.088	2	143.5	3	0.3						
	Итого по T-III				**C_1**	**664**	**5.3**	**3496**					**245**		**29**		**35**	**4**						
					C_2	**1277**	**5.2**	**6654**					**468**		**41**		**67**	**6**						
					C1+C2	**1941**	**5.2**	**10150**					**713**		**70**		**102**	**10**						
Триас	**В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)**																							
	T-IV-A	Северо-Западное	I	ЧН	C_1	1028	5.8	5998	0.16	0.77	0.589	0.856	373	0.264	98	286	107	28.2						
					C_2	365	5.2	1906	0.16	0.77	0.589	0.856	118	0.198	23	286	34	6.7						
				ВН	C_1	256	5.5	1397	0.16	0.77	0.589	0.856	87	0.264	23	286	25	6.6						
					C_2	135	2.2	298	0.16	0.77	0.589	0.856	18	0.198	4	286	5	1.0						
	Итого по T-IV-A				**C_1**	**1284**	**5.8**	**7395**					**460**		**121**		**132**	**35**						
					C_2	**500**	**4.4**	**2203**					**136**		**27**		**39**	**8**						
	В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																							
	T-V	Северо-Западное	I	ЧН	C_1	2018	19.7	39856	0.17	0.72	0.814	0.933	3705	0.264	978	106.5	395	104.2						
				ВН	C_1	690	8.7	5998	0.17	0.72	0.814	0.933	558	0.264	147	106.5	59	15.7						
	Итого по T-V				**C_1**	**2708**	**16.9**	**45854**					**4263**		**1125**		**454**	**120**						
Итого по триасовым отложениям					**C_1**			**70097**					**6303**		**1691**		**814**	**218**						
					C_2			**11343**					**774**		**78**		**130**	**15**						
Итого по месторождению					**C_1**			**85575**					**7761**		**2161**		**1034**	**290.1**						
					C_2			**37481**					**3003**		**464**		**438**	**67.5**						
					C1+C2			123056					10764		2625		1472	358						

Таблица 2.5.2 - Сводная таблица подсчета запасов газа газовых шапок и свободного газа месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло) по состоянию на 02.01.2026г.

Горизонт (пласт)	Крыло	Блок	Зона	Категория	Вид газа	Площадь газоносности, тыс.м^2	Ср.взв. эффективная газонасыщенных толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м^3	Коэффициент открытой пористости	Коэффициент газонасыщенности	Пластовое давление, МПа		Температурная поправка	Поправка на отклонение от закона Б.-М.		Переводной коэффициент	Начальные геологические запасы газа, млн.м^3	КИГ	Начальные извлекаемые запасы газа, млн.м^3
											начальн.	конечное остат.		при начальном давлении	при конечном остат. давлении				
В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																			
Ю-II (песч)	Северо-западное	I	ГВ	C_2	СГ	308	1.8	543	0.23	0.74	24.8	0.1	0.845	1.25	1	9.7	23		
Итого по Ю-II (песч)				**C_2**	**СГ**	**308**		**543**									**23**		
В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																			
Ю-II-А	Северо-западное	I	ГВ	C_2	СГ	164	5.5	903	0.16	0.56	24.8	0.1	0.845	1.25	1	9.7	20		
Итого по Ю-II-А				**C_2**	**СГ**	**164**		**903**									**20**		
В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																			
Ю-IV-2	Северо-западное	II	ГН	C_1	ГШ	194	2.4	470	0.19	0.71	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	15		
Итого по Ю-IV-2:				**C_1**	**ГШ**	**194**		**470**									**15**		
В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																			
Ю-IV-3	Северо-западное	Ia	ГВ	C_2	СГ	130	3.8	498.1	0.16	0.64	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	12		
		II	ЧГ	C_1	СГ	678	10.6	7221	0.16	0.64	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	177		
			ГВ	C_1	СГ	231	8.7	2009	0.16	0.64	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	49		
Итого по Ю-IV-3:				**C_1**	**СГ**	**910**	**10.1**	**9229**									**226**		
				C_2		**130**	**3.8**	**498**									**12**		
В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																			
Ю-IV-4 пласт 1	Северо-западное	I	ЧГ	C_1	СГ	492	7.2	3532	**0.17**	**0.73**	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	105		
				C_2	СГ	179	8.0	1434	**0.17**	**0.73**	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	43		
			ГВ	C_1	СГ	216	4.7	1017	**0.17**	**0.73**	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	30		
				C_2	СГ	198	5.1	1011	**0.17**	**0.73**	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	30		
		II	ЧГ	C_1	ГШ	26	9.5	243	**0.17**	**0.73**	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	7		
				C_2	ГШ	419	9.2	3869	**0.17**	**0.73**	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	115		
			ГН	C_1	ГШ	50	9	456	**0.17**	**0.73**	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	14		
				C_2	ГШ	234	7	1740	**0.17**	**0.73**	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	52		
		IA	ГН	C_1	ГШ	46	4	192	**0.17**	**0.73**	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	6		
Итого по Ю-IV-4 пласт 1:				**C_1**	**СГ**	**709**	**6.4**	**4549**									**135**		
					ГШ	**122**	**7.3**	**892**									**27**		
				C_2	**СГ**	**378**	**6.5**	**2445**									**73**		
					ГШ	**654**	**8.6**	**5608**									**167**		
В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																			
Ю-IV-4 пласт 2	Северо-западное	I	ЧГ	C_2	СГ	828	5.0	4160	0.17	0.66	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	112		
			ГВ	C_2	СГ	88	3.2	283	0.17	0.66	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	8		
		II	ГН	C_1	ГШ	402	5.5	2229.6	0.17	0.66	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	60		
Итого по Ю-IV-4 пласт 2:				**C_1**	**ГШ**	**402**	**5.5**	**2230**									**60**		
				C_2	**СГ**	**916**	**4.9**	**4443**									**120**		
В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																			
Ю-V	Северо-западное	I	ГНВ	C_1	ГШ	598	5.2	3134	0.18	0.71	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	96	0.214	21
				C_2	ГШ	152	4.3	650	0.18	0.71	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	20		
		II	ГН	C_1	ГШ	676	6.7	4512	0.18	0.71	28.1	1.2	0.8395	1.087	1	9.7	138		

Итого по Ю-V:						C_1	**ГШ**	**1274**	**6.0**	**7645**								
						C_2	**ГШ**	**152**	**4.3**	**650**								
1						**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**
Итого по юрским отложениям:						C_1	**СГ**	**1618**		**13778**								
							ГШ	**1992**		**11236**								
						C_2	**СГ**	**1766**		**8334**								
							ГШ	**806**		**6258**								
В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																		
Т-II-Б	Северо-западное	I	ГВ	C_2	СГ	326	3.6	1178	**0.19**	**0.78**	34.1	0.1	0.797	1.11	1	9.7	51	
Итого по триасовым отложениям:						C_2	**СГ**	**326**		**1178**								
Всего по горизонтам газа газовой шапки:						C_1				**11236**								
						C_2				**6258**								
Всего по горизонтам свободного газа:						C_1				**13778**								
						C_2				**9512**								
Итого по месторождению:						C_1				**25014**								
						C_2				**15770**								

Итого по Ю-V:						C_1	**ГШ**	**1274**	**6.0**	**7645**							**234**	**21**
						C_2	**ГШ**	**152**	**4.3**	**650**							**20**	
1						**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**15**	**17**
Итого по юрским отложениям:						C_1	**СГ**	**1618**		**13778**							**361**	
							ГШ	**1992**		**11236**							**336**	**21**
						C_2	**СГ**	**1766**		**8334**							**248**	
							ГШ	**806**		**6258**							**187**	
В пределах горного отвода месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)																		
Т-II-Б	Северо-западное	I	ГВ	C_2	СГ	326	3.6	1178	**0.19**	**0.78**	34.1	0.1	0.797	1.11	1	9.7	51	
Итого по триасовым отложениям:						C_2	**СГ**	**326**		**1178**							**51**	
Всего по горизонтам газа газовой шапки:						C_1				**11236**							**336**	**21**
						C_2				**6258**							**187**	
Всего по горизонтам свободного газа:						C_1				**13778**							**361**	
						C_2				**9512**							**299**	
Итого по месторождению:						C_1				**25014**							**697**	**21**
						C_2				**15770**							**486**	

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

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

На дату составления настоящего проекта на Северо-Западном крыле месторождения С.Нуржанов пробурено 9 скважин (НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11, НСВ-12, НСВ-13).

Анализ гидродинамических исследований скважин был выполнен на основе данных, предоставленных Недропользователем АО «Эмбамунайгаз». Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) проведены и интерпретированы компаниями ТОО «Алстрон». Полученные результаты исследований на неустановившемся режиме фильтрации были интерпретированы с помощью специализированного программного продукта «PanSystem». Замеры давлений, устьевой температуры и других термобарических параметров при исследовании методом неустановившихся режимов (КВД) на месторождении производились глубинными манометрами «САМТ», испытателя пластов «MDT» в составе скважинных аппаратурных приборов. Всего с начала разработки на месторождении были проведены следующие исследования ГДИС различными методами:

- Исследования методом неустановившихся режимов (КВД);
- Исследования методом установившихся режимов (МУО);
- С использованием испытателя пластов MDT (Модульный динамический пластоиспытатель) с целью определения контакта с пластом, скважинного анализа флюида, определения характера притока, прокачки флюида, отбора флюида в камеры и их сохранение при пластовых условиях, оценки проницаемостей и энергетического состояния объекта;

Также для определения пластового давления в скважинах проводились замеры статического и динамического уровня.

Все замеренные данные давления были пересчитаны на глубину ВНК каждого соответствующего горизонта с учетом альтитуды скважин. Расчет производился следующим образом:

$$Р_{прив}=Р_{пл}/Н_{иссл}*Н_{прив}, \text{ МПа} \qquad (3.1.1)$$

Всего по месторождению С. Нуржанов СЗК с целью определения и уточнения продуктивных характеристик скважин, фильтрационных параметров разрабатываемого блока было проведено 18 гидродинамических исследований скважин, таких как МУО, КВУ, КВД.

Режимные исследования методом установившихся отборов (МУО) производились по общепринятой методике. Исследования проводилось при работе скважин на 3-5 режимах. По каждой скважине строились индикаторные кривые. По наклону индикаторной диаграммы определялся коэффициент продуктивности. Также проводились исследования МУО с последующим закрытием на кривое восстановление давления (КВД). По результатам исследования значения интерполированного пластового давления рассчитывались на верхнюю дыру перфорации (ВДП). Проведенные гидродинамические исследования за период пробной эксплуатации указаны в таблице 3.1.1. Результаты гидродинамических исследований указаны в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.1 – Количество проведенных ГДИС

№№ п/п	Скважина	Горизонт	Дата исследования	Вид исследования
1	НСВ-1	Т-II-А	11.02-14.02.2016г	МУО+КВД
2	НСВ-2	Т-II-А	20.01-25.01.2018г	МУО+КВД
3	НСВ-1	Т-II-А	29.06-02.07.2018г	МУО
4	НСВ-2	Т-II-А	04.07-07.07.2018г	МУО
5	НСВ-3	Т-V	15.05-18.05.2018г	КВД
6	НСВ-3	Т-II-А	03.06-08.06.2018г	МУО+КВД
7	НСВ-11	Т-V	05.03-09.03.2020г	КВД
8	НСВ-11	Ю-II	06.08-21.08.2020г	МУО+КВД
9	НСВ-4	Т-V	18.03.-22.03.2021г	КВД
10	НСВ-4	Т-V	18.03.-22.03.2021г	КВУ
11	НСВ-4	Ю-V	02.05-09.05.2021г	МУО+КВД
12	НСВ-4	Ю-IV-4-1пл	18.05-21.05.2021г	МУО+КВД

Ниже проводится анализ результатов гидродинамических исследований по горизонтам.

I возвратный объект. Горизонт Ю-II (песчаник)

Гидродинамические параметры горизонта определены по результатам исследований МУО+КВД одной скважины.

На фонтанной скважине **НСВ-11 в августе 2020г** были проведены исследования ГДИС методами МУО и КВД. Исследование МУО проведено с соблюдением «прямого» и «обратного» хода на пяти режимах посредством смены штуцера (рис. 3.1.1).

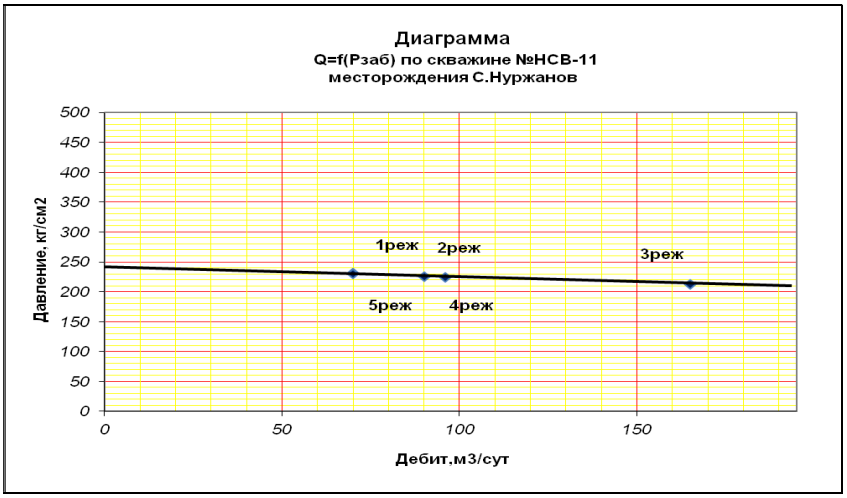


Рис. 3.1.1 – Индикаторная кривая скв. НСВ-11

Полученное значение интерполированного пластового давления по результатам построения индикаторной кривой составляла 23,6 МПа. Коэффициент продуктивности скважины равнялась на 59,75 м^3/(сут*МПа).

Длительность остановки скважины на исследование КВД более 100 часов. По результатам интерпретации КВД диагностируется выход скважины на радиальный режим течения (рис. 3.1.2) и определенные фильтрационные параметры пласта являются достоверными.

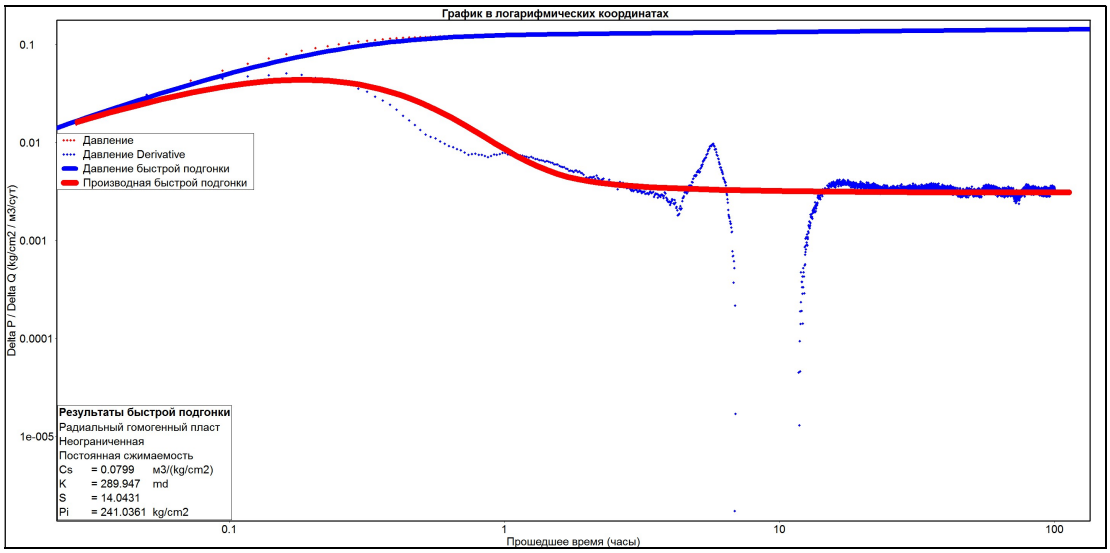


Рис. 3.1.2 – Диагностический график скв. НСВ-11

Следует отметить, что данный горизонт отмечается высокой проницаемостью, которая по результатами интерпретации составляла 289,95*10-3 мкм2. Гидропроводность – 4,13*10-3 м^3/мПа*с, пьезопроводность – 0,079 м^2/с. Скин-фактор имел положительное значение равной на 14.

III возвратный объект. Горизонт Ю-V

В мае 2021г на скважине **НСВ-4** проведены исследование МУО с последующим закрытием на исследование КВД. Фильтрационные параметры полученные по результату интерпретации являются некорректными, так как по техническим причинам запись замера КВД не проведена.

I объект. Горизонт Т-II-А

На фонтанной скважине НСВ-1 в феврале 2016г были проведены исследования ГДИС методами МУО и КВД. Испытание проводилось на четырёх режимах в отложениях триаса в перфорированных интервалах 3291-3304м. Для определения коэффициента продуктивности была построена индикаторная диаграмма (рис. 3.1.3).

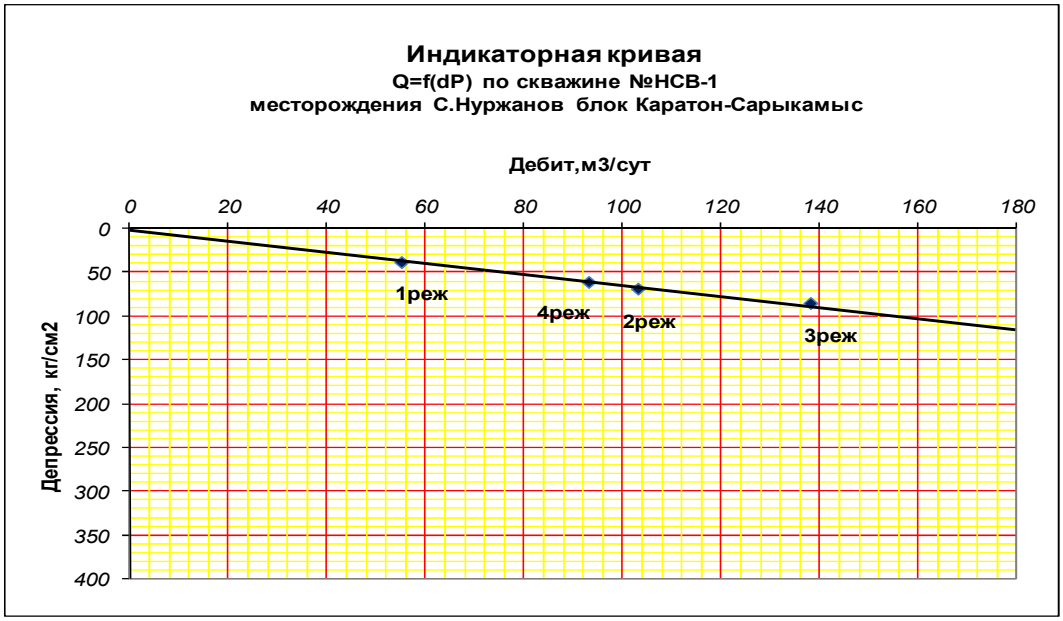


Рис. 3.1.3 – Индикаторная кривая скв. НСВ-1

Полученное значение интерполированного пластового давления по результатам построения индикаторной кривой составляла 34,2 МПа. Коэффициент продуктивности скважины равнялась на 16,9 $м^3$/(сут*МПа).

После исследования на четырёх режимах скважину остановили на исследование КВД. На рисунке 3.1.4 наблюдается начало выхода на радиальный режим течения.

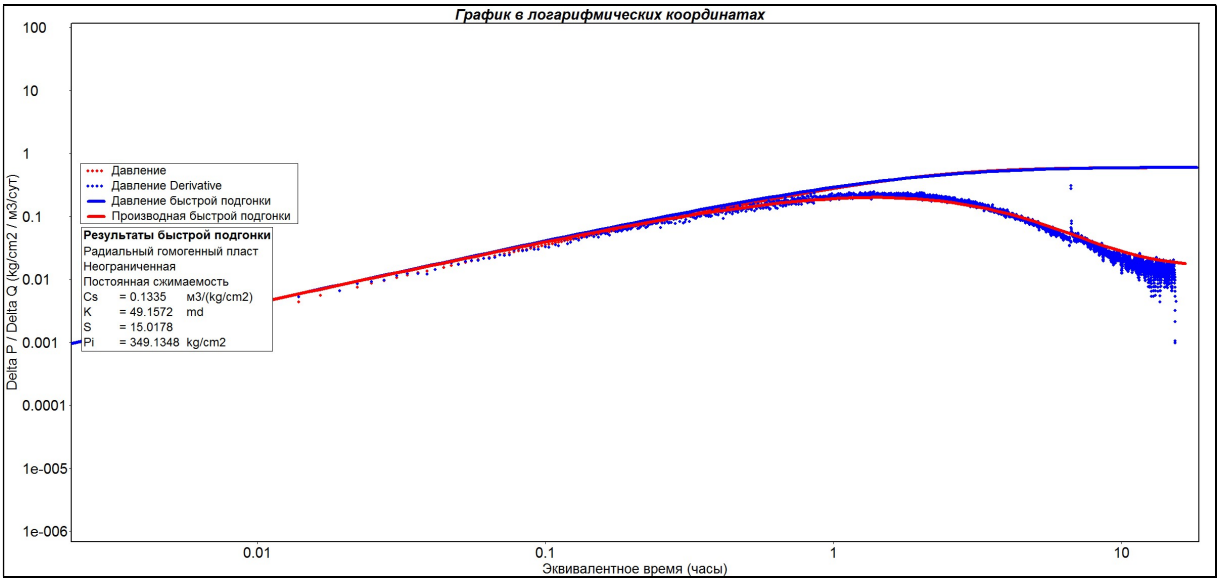


Рис. 3.1.4 – Диагностический график скв. НСВ-1

По результатами интерпретации КВД были определены следующие параметры: проницаемость составляла $49,2*10^{-3}$ $мкм^2$, гидропроводность – $0,988*10^{-3}$ $м^3$/мПа*с, пьезопроводность – 0,239 $м^2$/с. Скин-фактор имел положительное значение равной на 15.

На этой же скважине **в июне 2018г** проводили исследование МУО. Судя по тренду изменения давления (рис. 3.1.5), которое практически повторяет тренд изменения значений температуры, можно судить о том, что скачкообразное поведение кривой давления связано с прорывом газа. Исследование не подлежит обработке.

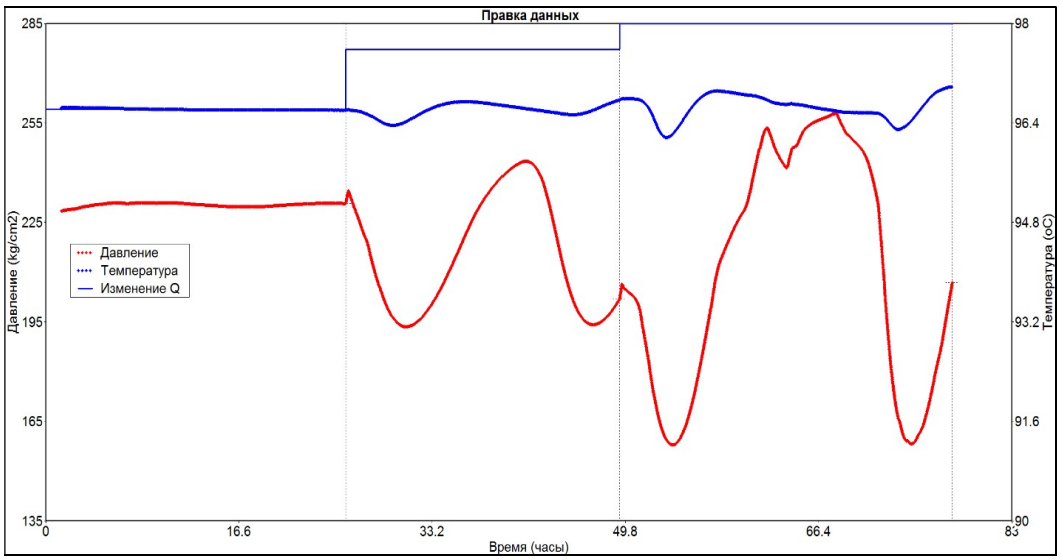


Рис. 3.1.5 – Динамика изменения забойного давления скв. НСВ-1

На скважине НСВ-2 в первой половине 2018г были проведены гидродинамические исследования методами МУО и КВД, а во второй половине было проведено исследование МУО.

Для определения коэффициента продуктивности была построена индикаторная диаграмма (рис. 3.1.6).

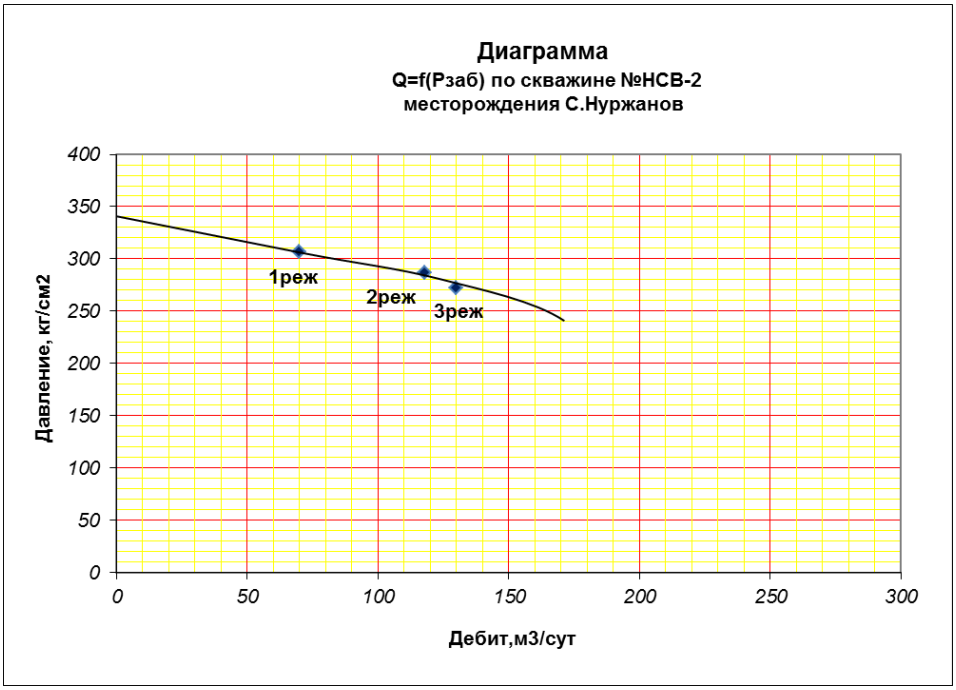


Рис. 3.1.6 – Индикаторная кривая скв. НСВ-2

Полученное значение интерполированного пластового давления по результатам построения индикаторной кривой составляла 33,5 МПа. Коэффициент продуктивности скважины равнялась на 22,02 $м^3$/(сут*МПа).

После исследования на трех режимах скважину остановили на исследование КВД. По результатам интерпретации КВД, выход скважины на радиальный режим течения можно наблюдать на диагностическом графике (рис. 3.1.7).

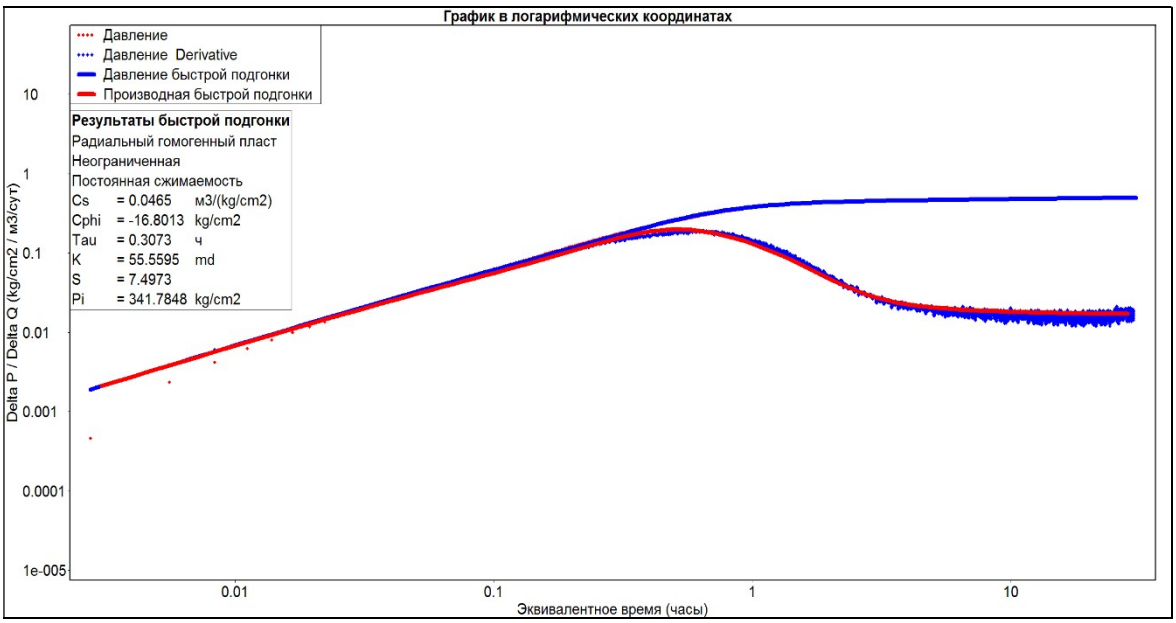


Рис. 3.1.7 – Диагностический график скв. НСВ-2 (КВД)

По результатами интерпретации КВД были определены следующие параметры: проницаемость составляла 55,6*10^{-3} мкм^2, гидропроводность – 0,770*10^{-3} м^3/мПа*с, пьезопроводность – 0,212 м^2/с. Скин-фактор имел положительное значение равной на 7,5.

Проведенное исследование во второй половине 2018г имеет недостоверное качество, в связи с этим результаты данного исследования не учитывались в усреднении значении. Следует отметить, что в данном исследовании МУО фильтрационные параметры были получены по результатам интерпретации исследования на двух режимах (Two-Rate Test), в результате которого на диагностическом графике наблюдается несоответствие модели и определить радиальный режим течения является невозможным (рис. 3.1.8).

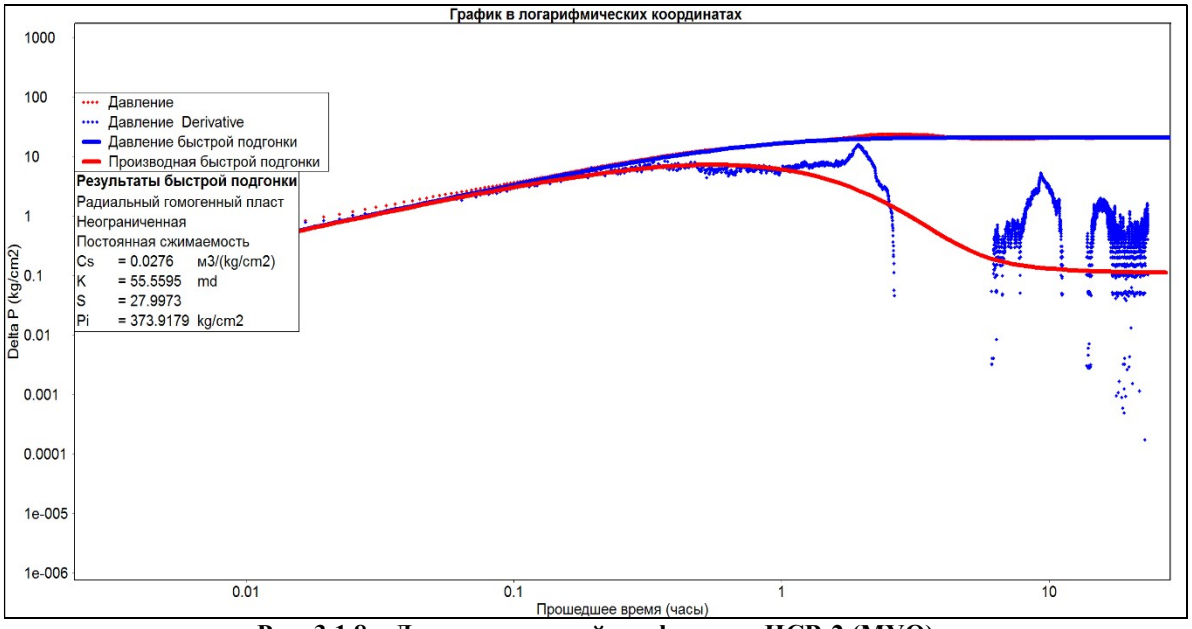


Рис. 3.1.8 – Диагностический график скв. НСВ-2 (МУО)

На фонтанной скважине НСВ-3 в июне 2018г были проведены исследования ГДИС

методами МУО и КВД. Скважину после исследования на трех режимах остановили на исследование КВД. По результатам интерпретации КВД отмечается выход скважины на радиальный режим течения и определены фильтрационные параметры пласта.

Полученное значение интерполированного пластового давления по результатам построения индикаторной кривой составляла 32,3 МПа. Коэффициент продуктивности скважины равнялась на 5,87 $м^3$/(сут*МПа).

По результатами интерпретации КВД были определены следующие параметры: проницаемость составляла $10,1*10^{-3}$ $мкм^2$, гидропроводность – $0,2*10^{-3}$ $м^3$/мПа*с, пьезопроводность – 0,037 $м^2$/с. Скин-фактор имел положительное значение равной на 6,55.

Таким образом, фильтрационно-емкостные параметры горизонта исследованы по трем скважинам. По результатам проведенных исследований в целом по данному горизонту среднее значение проницаемости в районах добывающих скважин составило $38,29*10^{-3}$ $мкм^2$, при этом интервал изменения 10,1-55,6*10^{-3} $мкм^2$.

Значения коэффициента продуктивности скважин изменяется в интервале от 5,87 до 22,03 $м^3$/(сут*МПа), составляя в среднем 14,95 $м^3$/(сут*МПа), среднее значение гидропроводности на уровне $0,653*10^{-3}$ $м^3$/мПа*с, а среднее значение пьезопроводности составило 0,163 $м^2$/с.

II объект. Горизонты T-IV-A, T-V

На скважине НСВ-3 в мае 2018г было проведено исследование методом КВД на горизонте T-V. Длительность остановки скважины на исследование КВД составила 70 часов. Результаты исследования являются недостоверными по причине недостижения радиального режима течения, что можно наблюдать на рисунке 3.1.9.

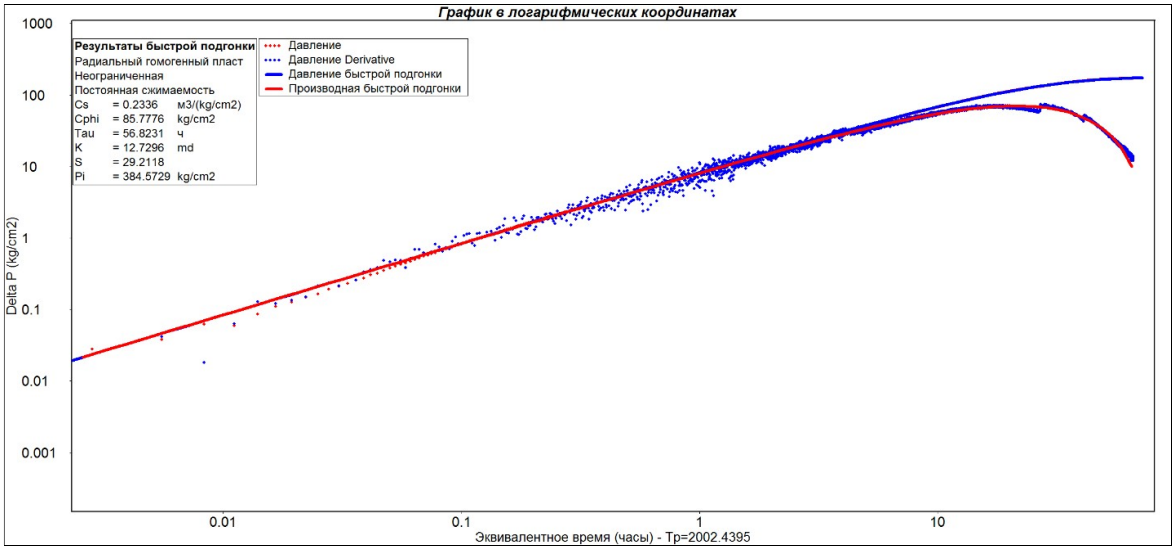


Рис. 3.1.9 – Диагностический график скв. НСВ-3

Скважина НСВ-4 пробурена в 2021г и в данный момент находится в процессе освоения. В марте 2021г на горизонте T-V проведены исследования КВД совместно с

исследованием КВУ. Как видно на графиках 3.1.11-12 скважина не вышел на радиальный режим течения, по которому можно было бы определить фильтрационные параметры пласта. Пластовое давление на горизонте Т-V по результату интерпретации исследования КВД равной 37,9 МПа является оценочной.

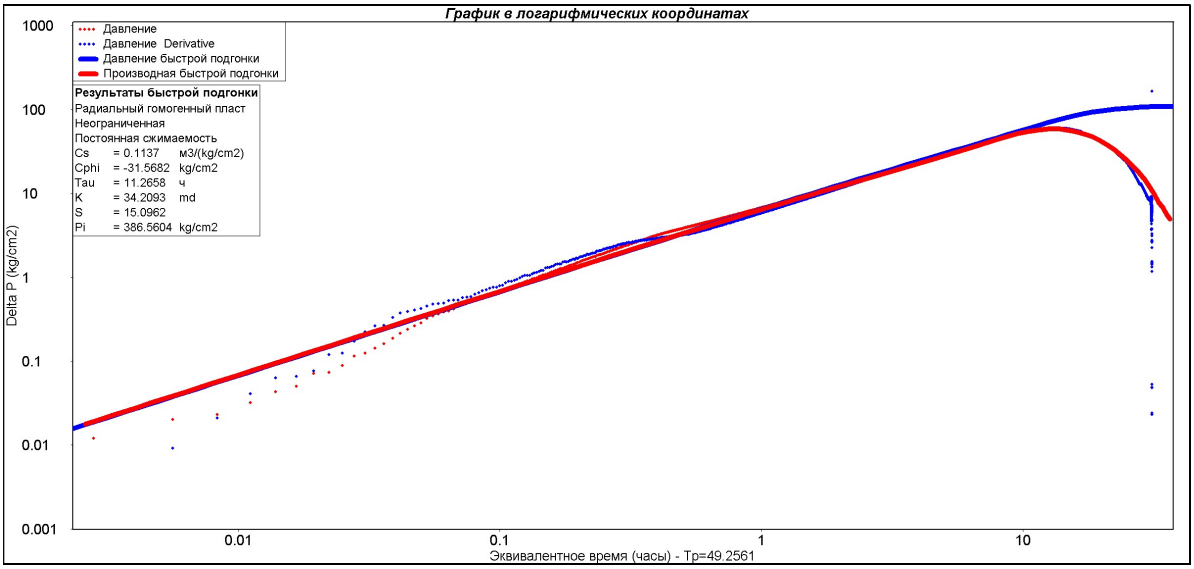


Рис. 3.1.10 – Диагностический график скв. НСВ-4 (КВД)

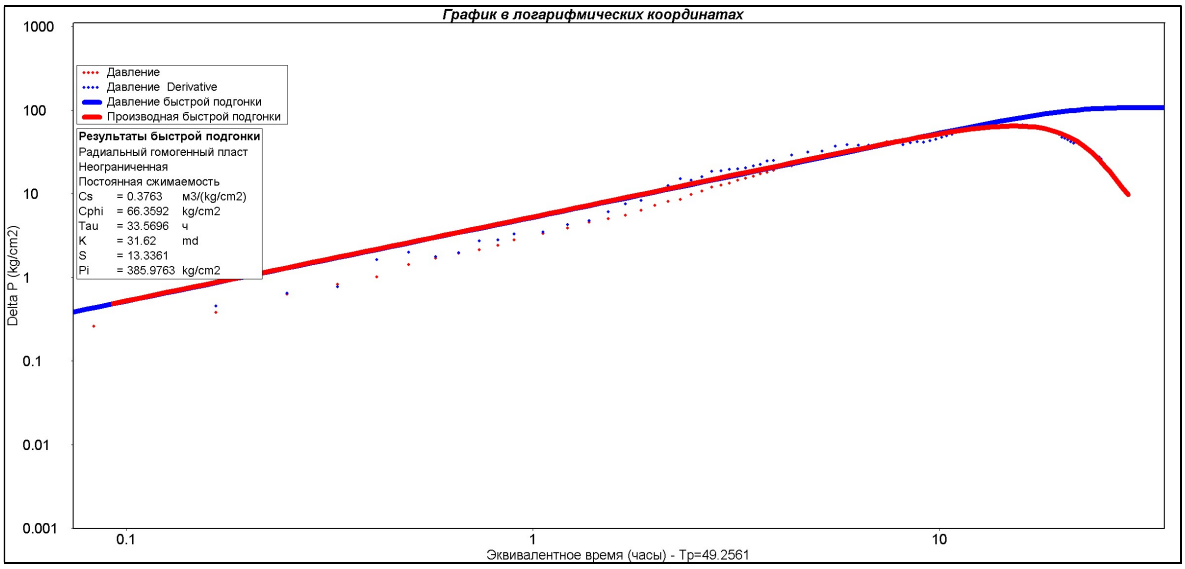


Рис. 3.1.11 – Диагностический график скв. НСВ-4 (КВУ)

На скважине НСВ-11 в марте 2020г на горизонте Т-V проведено исследование КВД. На момент проведения исследования скважина являлась недоосвоенной и в результате выход на радиальный режим течении не отмечается. В связи с этим полученные результаты являются недостоверными.

Таким образом, результаты проведенных исследований являются недостоверными, по причине недостижения радиального режима течения, по которому можно определить пластовое давление и другие параметры пласта. Оценить гидродинамические параметры горизонта является невозможным.

Горизонт Ю-IV-4 пласт 1

В мае 2021г на скважине НСВ-4 проведены исследование МУО на четырёх режимах с последующим закрытием на исследование КВД. Фильтрационные параметры полученные по результату интерпретации являются некорректными, так как по техническим причинам запись замера КВД не проведена.

При проверке результатов МУО выявлено несоответствие указанных в отчете данных с переинтерпретированными данными. По результатам переинтерпретации МУО (рис.3.1.12) пластовое давление составило 26,82 МПа, а коэффициент продуктивности 0,387 м^3/(сут*МПа).

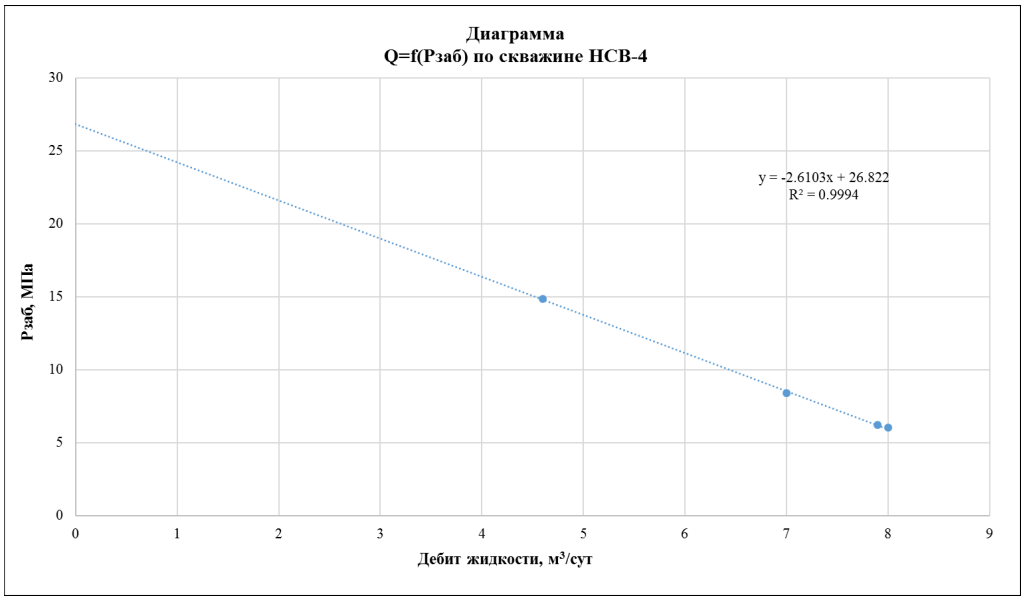


Рис. 3.1.12 – Определения пластового давления, продуктивности скважины НСВ-4 по линейной индикаторной кривой

Таблица 3.1.2 – Результаты гидродинамических исследований

Наименование	Количество, ед.		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
I возвратный объект. Горизонт Ю-II (песчаник)				
Начальное пластовое давление, МПа	2	2	24,1-24,1	24,1
Температура на глубине замера, ^{0}C	2	6	68,5-75,7	72,0
Коэффициент продуктивности, м^3/(сут*МПа)	1	1	-	59,75
Гидропроводность, 10^{-3} м^3/мПа*с	1	1	-	4,13
Пьезопроводность, м^2/с	1	1	-	0,079
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	1	1	-	289,95
I объект. Горизонт Т-II-А				
Начальное пластовое давление, МПа	4	4	31,2-32,7	32,1
Температура на глубине замера, ^{0}C	5	10	87,2-96,1	91,8
Коэффициент продуктивности, м^3/(сут*МПа)	3	3	5,87-22,03	14,95
Гидропроводность, 10^{-3} м^3/мПа*с	3	3	0,2-0,988	0,653
Пьезопроводность, м^2/с	3	3	0,037-0,239	0,163
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	3	3	10,1-55,6	38,29
Горизонт Ю-IV-4 пласт 1				
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	-	27,4
Температура на глубине замера, ^{0}C	1	4	76,1-76,9	76,4
Коэффициент продуктивности, м^3/(сут*МПа)	1	1	-	0,387
Гидропроводность, 10^{-3} м^3/мПа*с	-	-	-	-

Пьезопроводность, $м^2/с$	-	-	-	-
Проницаемость, 10^{-3} $мкм^2$	-	-	-	-

В целом по месторождению проведено 8 исследований МУО, 9 исследований КВД и одно исследование КВУ, из которых 9 исследований являются достоверными (5 МУО и 4 КВД), 44 замеров MDT, а остальные исследования были отбракованы ввиду недостоверности полученных результатов. При этом качество проведения ГДИС принятых отчетов является удовлетворительным. За анализируемый период (2024-01.01.2026) гидродинамические исследования скважин не проводились в связи с тем, что большинство скважин эксплуатируется с высоким дебитом нефти.

В связи с отсутствием и недостаточностью исследований по определению гидродинамических параметров пластов и актуализацией данных на дату следующего отчета рекомендуется провести режимные исследования с последующим закрытием скважин на исследование КВД, для определения фильтрационных параметров по горизонтам Т-II-А, Т-IV-А, Т-V, Ю-II (песчаник), Ю-IV-2 и Ю-V.

Характеристика энергетического состояния залежей

С целью контроля за разработкой и энергетическим состоянием залежей на месторождении регулярно проводятся замеры динамических и статических уровней в механизированных скважинах.

За период с 2024г по 01.01.2026г проведены 104 замеров статических и 257 замеров динамических уровней, 44 исследований с помощью пластоиспытателя MDT. Однако надо отметить, что, учитывая глубину залегания пластов, а также низкие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, большинство статических замеров были отбракованы по причине невосстановления уровня жидкости.

Результаты с использованием испытателя пластов MDT (Модульный динамический пластоиспытатель) исследований представлены в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3 – Результаты проведенных MDT

№ скв.	Глубина, м	Горизонт	Количество замеров	Рпластовое, МПа	Тип насыщающего флюида/Результат
НСВ-2	3281	Т-II-А	5	34,14	Фации воды
	3283,86	Т-II-А		33,28	Нефть и вода
	3314	Т-II-Б		34,57	Нефти и фракции воды
	3562	Т-V		37,45	Нефть и фракции воды
	3598,4	Т-V		37,4	Нефть и фракции воды
НСВ-4	2273,3	Ю-II, пласт-1 песчаник	6	23,7	Газ с сводной фракцией
	2275,2	Ю-II, пласт-1 песчаник		23,7	Водная фракция
	2323,09	Ю-II, пласт-А		25,09	Водная фракция с каплями УВ
	2436,83	Ю-IV		26,91	Газ с водной

№ скв.	Глубина, м	Горизонт	Количество замеров	Рпластовое, МПа	Тип насыщающего флюида/Результат
					фракцией
	2711,72	Ю-IV-4 пласт 1		30,26	Газ с водной фракцией
	2755,95	Ю-IV-4 пласт 2		30,66	Газ с водной фракцией
НСВ-5	2741	Ю-IV-4 пласт 1	7	30,27	Газовая фракция
	2750	Ю-IV-4 пласт 1		30,34	Нефть с водной фракцией
	2758	Ю-IV-4 пласт 1		30,39	Нефть с водной фракцией
	2799,3	Ю-IV-4 пласт 2		30,99	Нефть с водной фракцией
	3095,5	Т-II-А-2 пл		32,26	Нефть с водной фракцией
	3278,2	Т-IV-Б		34,63	Водная фракция
	3370	Т-V		37,54	Нефть с водной фракцией
НСВ-11	2281,2	Ю-II, пласт-1 песчаник	12	23,69	Нефть с водной фракцией
	2287,3	Ю-II, пласт-1 песчаник		23,75	Водная фракиця с пленкой УВ
	2302,5	Ю-II, пласт-2		23,73	Водная фракиця с пленкой УВ
	2451,8	Ю-IV		26,86	Водная фракция
	2696,6	Ю-IV-4 пласт 1		29,94	Водная фракция
	3106,6	Т-II-А		23,18	Водная фракция с нефтью
	3110,7	Т-II-А		23,23	Нефть с водной фракцией
	3117	Т-II-А		23,34	Водная фракция
	3117	Т-II-А		-	Водная фракция
	3263,5	Т-IV-А		36,15	Нефть с водной фракцией
	3420,5	Т-V		38,15	Водная фракция
	3424,4	Т-V		37,98	Водная фракция

Как известно, что при определении пластового давления огромные погрешности допускаются при учете плотности жидкости. Как видно из формулы (2), плотность жидкости напрямую зависит от обводненности. Из этого вытекает, что чем больше обводненность продукции, тем больше плотность жидкости, соответственно расчетные давления имеют большие значения. Учитывая вышеизложенное, полученные результаты необходимо принимать как оценочные, поэтому они используются для обобщенного анализа.

Пересчет динамических или статических уровней в забойные или пластовые давления на отметке середина интервала перфорации и начального ВНК произведен следующим образом.

$$P_{прив}=P_{зам}+0.1\cdot \rho_{ж} \cdot(H_{прив}-H_{зам}), \qquad (3.1.1)$$

где

$\rho_ж = \rho_в * W/100 + \rho_н * (1-W/100)$ – плотность жидкости, г/см^3 *(3.1.2)*

$\rho_в$ – плотность воды, г/см^3;

$\rho_н$ – плотность нефти, г/см^3;

W – обводненность продукции, %.

Ниже энергетическое состояние залежи анализируется по объектам.

Нефтяные залежи месторождения разрабатывались на естественном режиме. Значения начальных и текущих пластовых давлений по объектам приведены в таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.4 – Характеристика начального и текущего пластового давления по объектам

Объект	Горизонт	Давление, МПа			Снижение пластового давления, МПа	Давление насыщения, МПа
		Начальное	Текущее	Забойное		
I	Т-II-А	32,1	24,6	21,8	7,5	27,8
II	Т-IV-А, Т-V	37,1	23,8	22	13,3	27,0

I объект (горизонт Т-II-А). Начальное пластовое давление замерено при опробовании четырех скважин (НСВ-2; НСВ-4; НСВ-1; НСВ-3), среднее пластовое давление, приведенное на ВНК, составило 32,1 МПа. На дату отчета работают 2 скважины: НСВ-1 и НСВ-10, из них НСВ-1 работают фонтанным способом эксплуатации, в связи с этим замеры динамических и статических уровней не замерялись, также замеры забойных и пластовых давлений с помощью глубинных манометров. На дату отчета имеются данные текущего пластового давления по скважине НСВ-10. Текущее пластовое давление по объекту в среднем составляет 24,6 МПа. Давление насыщения составило 27,8 МПа. Текущее забойное давление среднем составляет 21,8 МПа. Динамика средних значений пластового и забойного давлений по I объекту за период 2024-01.01.2026г приведены ниже на рисунке 3.1.13.

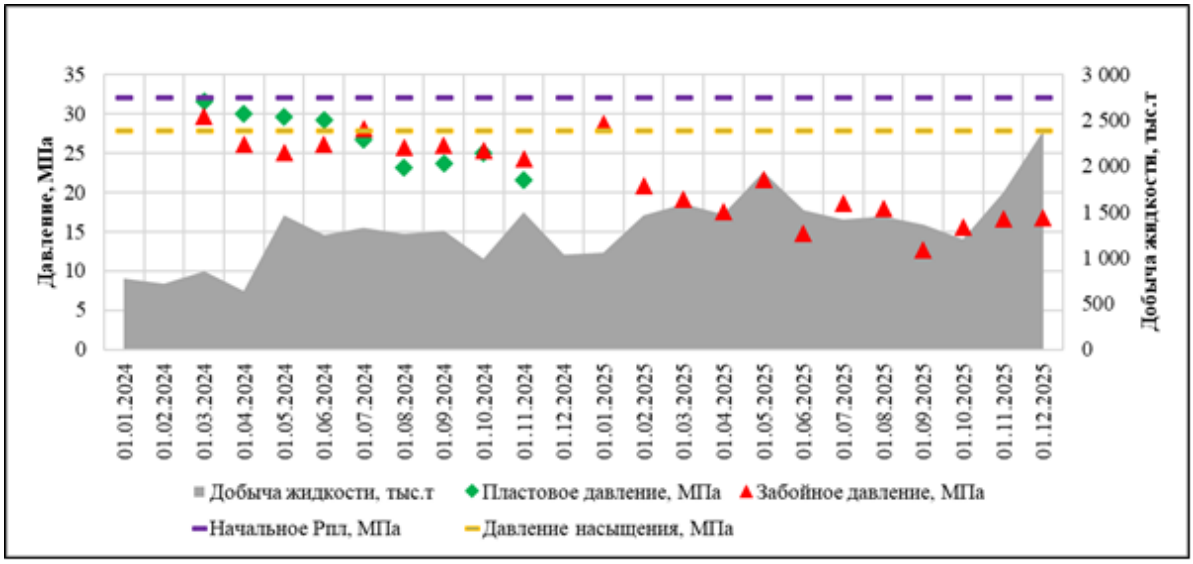


Рис. 3.1.13 – Динамика пластового и забойного давлений по I объекту

II объект (Т-IV-А, Т-V). Начальное пластовое давление по горизонту Т-IV-А

составляет 36,9 МПа, по горизонту Т-V составляет 37,3 МПа, в среднем по объекту составляет 37,1 МПа. Скважина НСВ-2 на отчетную дату фонтанирует, замеры забойных и пластовых давлений с помощью глубинных манометров не замерялись, текущее пластовое давление было определено по скважинам НСВ-3, НСВ-4, НСВ-11 и составляет 23,8 МПа. Снижение текущего пластового от начального пластового давления равно 1,8 МПа. Скважины эксплуатировались с забойным давлением 22,0 МПа, давление насыщения 27 МПа. Динамика средних значений пластового и забойного давлений по II объекту за период 2024-01.01.2026г приведены ниже на рисунке 3.1.14.

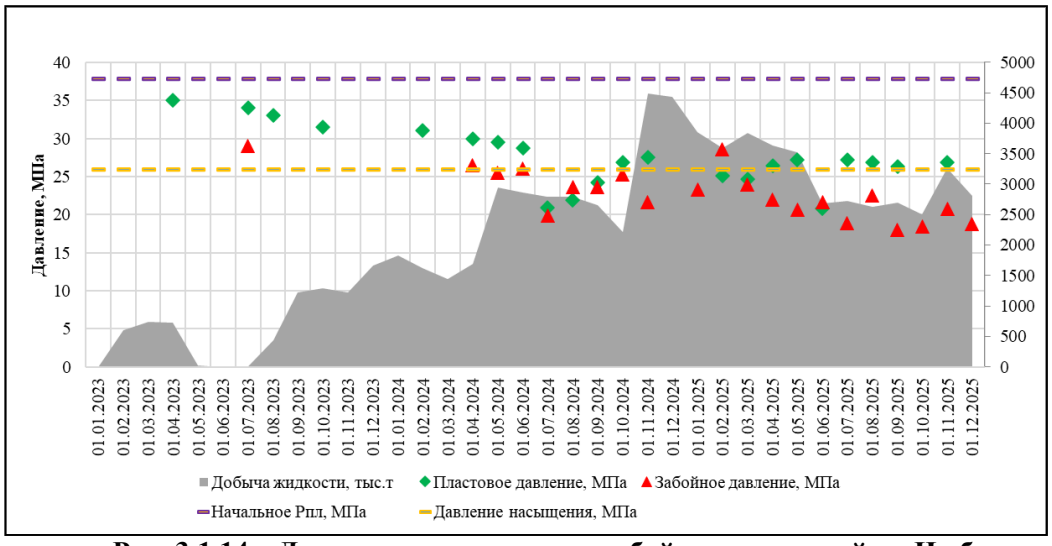


Рис. 3.1.14 – Динамика пластового и забойного давлений по II объекту

Для построения карт изобар широко используется метод треугольника, так как для этого нужны замеры не менее трех скважин, построение карт изобар по I и II объекту является невозможным.

Необходимо учитывать, что при расчете пластового и забойного давлений допускаются некоторые погрешности, в связи с обводненностью продукции добывающих скважин. Пластовые и забойные давления определялись расчетным путем через замеры статических и динамических уровней, поэтому значения текущих пластовых и забойных давлений носят лишь оценочный характер и могут быть использованы только для обобщенного анализа.

В дальнейшем рекомендуется проводить замеры пластовых и забойных давлений с помощью глубинных манометров.

С целью контроля за разработкой, рекомендуется соблюдать периодичность проводимых исследований согласно «Единым правилам...», т.е. в условиях данного месторождения замерять статические и динамические уровни по действующим скважинам как минимум 1 раз в квартал. При этом необходимо уделять особое внимание на условия проведения замера статических уровней, останавливая скважины на замер статических уровней.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

В 2018г был выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения С. Нуржанов (Северо-Западное крыло)» по состоянию на 01.07.2017 г. и утвержден в ГКЗ РК (Протокол №1898-18-П от 31.01.2018г.). На основе утвержденных оперативных запасов в том же году был составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения С. Нуржанов (Северо-Западное крыло)» и утвержден Комитетом геологии и недропользования МИиР РК (Письмо КомГео №27-5-516-И от 27.03.2018г) на основании рекомендации ЦКРР РК (Протокол ЦКРР №2/8 от 23.02.2018г).

В 2020г выполнен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло)» по состоянию изученности на 01.03.2020г, в рамках которого помимо триасовых горизонтов запасы нефти были утверждены по юрским горизонтам (Протокол ГКЗ РК №2207-20-П от 10.09.2020г).

В 2020г с целью уточнения показателей на 2020г и продления пробной эксплуатации на 2020-2022гг и был составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло)». Проект предусматривал помимо ранее предусмотренной пробной эксплуатации горизонтов Т-II-А и Т-V, ввод в пробную эксплуатацию горизонтов Ю-II (песчаник) и Т-IV.

Согласно проекту предусмотрена пробная эксплуатация 3 объектов:

I объект – горизонт Ю-II (песчаниковый пласт) (с 2022г)

II объект – горизонт Т-II-А (2020-2022 гг);

III объект – горизонты Т-IV+Т-V (2020-2022 гг).

По продуктивным горизонтам предусматривалось проведение мероприятий по оценке добывных возможностей залежей, определение оптимальных режимов работы скважин, а также доизучение продуктивности и фильтрационных характеристик пластов, физико-химических свойств насыщающих флюидов и параметров пластовой нефти.

«Проект пробной эксплуатации месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло)» 2020г был рассмотрен на заседании ЦКРР от 10.12.2020г (Протокол ЦКРР №9/10 от 10.12.2020г), по итогам которого ЦКРР отказала АО «Эмбамунайгаз» в продлении пробной эксплуатации на 3 года и приняла проект с технологическими показателями до 31.12.2021г.

В 2024г выполнен «Анализ разработки месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло)» Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» согласно геологическому заданию к договору №1038993/2024/1, заключенному с АО «Эмбамунайгаз».

В 2026г выполнен «Прирост запасов нефти и газа месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло) Атырауской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2026г» выполнен Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» согласно геологическому заданию к договору №523-112/163/2020АТ, заключенному с АО «Эмбамунайгаз».

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

Весь пробуренный фонд на 01.01.2026г составляет 9 скважин. В эксплуатационном фонде добывающих скважин находятся 6 ед., из них все действующие, 2 скважины на дату отчета НСВ-12 и НСВ-13 пробурены, но находятся в аварийном состоянии. Скважина НСВ-3, НСВ-5 эксплуатируются механизированным способом при помощи ШГН, скважины НСВ-1 и НСВ-2 фонтанным способом, скважины НСВ-10 и НСВ-11 при помощи ЭЦН. В консервации находится скважина НСВ-4.

Распределение фонда скважин по объектам разработки и категориям по состоянию на 01.01.2026г представлено в таблице 3.2.1 и на рисунке 3.2.1.

Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2026

№ п/п	Фонд	Объекты					
		I	II	I возвр.	II возвр.	III возвр.	Всего
		Т-II-А	*Т-IV-А, Т-V*	*Ю-II*	*Ю-IV-2*	*Ю-V*	
1	Фонд добывающих скважин	**3** НСВ-1, НСВ-5, НСВ-10	**3** НСВ-11, НСВ-2, НСВ-3				**6**
2	В консервации	НСВ-4					**1**
3	В освоении	НСВ-12, НСВ-13					**2**
4	Всего	**9**					

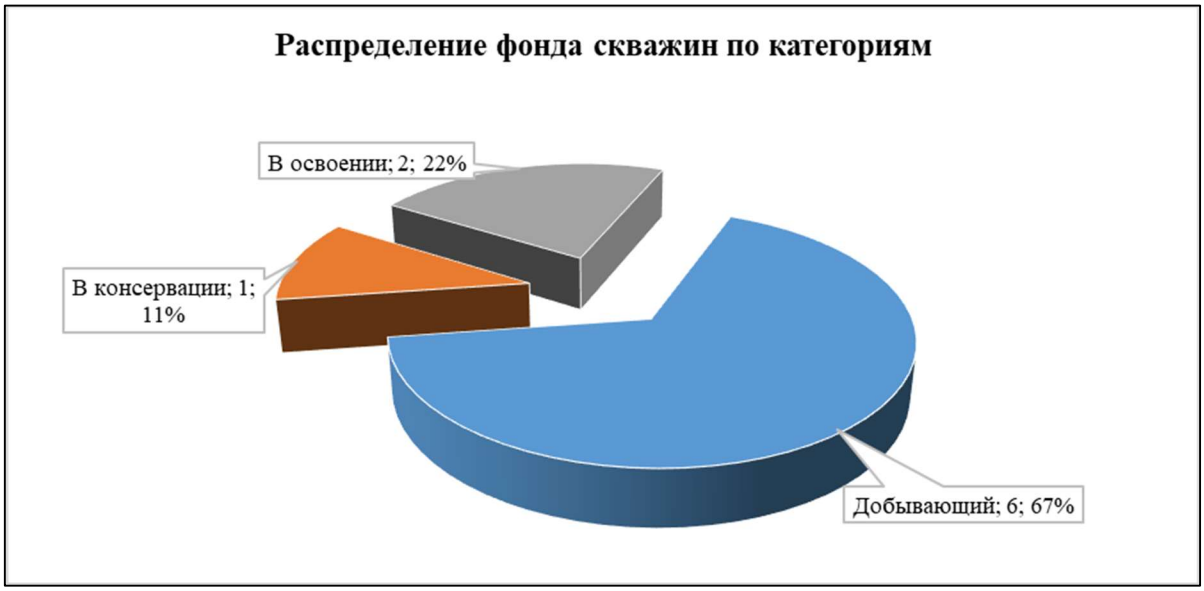


Рис. 3.2.1 – Характеристика фонда скважин в целом по месторождению на 01.01.2026г

I объект

На дату составления проекта в добывающем фонде I объекта находятся 3 добывающие скважины, из которых НСВ-1 эксплуатируется фонтанным способом, а НСВ-5 и НСВ-10 с помощью УЭЦН.

Скважина НСВ-1

Наклонно-направленная скважина НСВ-1 вступила в эксплуатацию вводом из бурения в начале 2018г на горизонте Т-II-А на объекте на интервале 3291-3304м. Начальный среднесуточный дебит нефти составил 43,2 т/сут и обводненность продукции – 22,1%. Скважина по сей день разрабатывается фонтанным способом, дебит нефти на текущий момент 40,4 т/сут и обводненность 0%. В 2018г был проведен ГДИС замер, результаты которого не подлежат обработке в связи со скачкообразным поведением кривой давления из-за прорыва газа. В середине 2020г дебит начался снижаться до 5т/сут в августе, обводненность увеличилась до 60,3%, был проведен ГИС в 2021, который выявил обводненность интервала. В феврале провели промывку скважину на забое – 3300м. В марте 2021г были перфорированы новые интервалы 3291-3294 и 3275-3277м, что положительно сказалось на значениях дебита и обводненности скважины. График эксплуатации скважины представлен на рисунке 3.2.2.

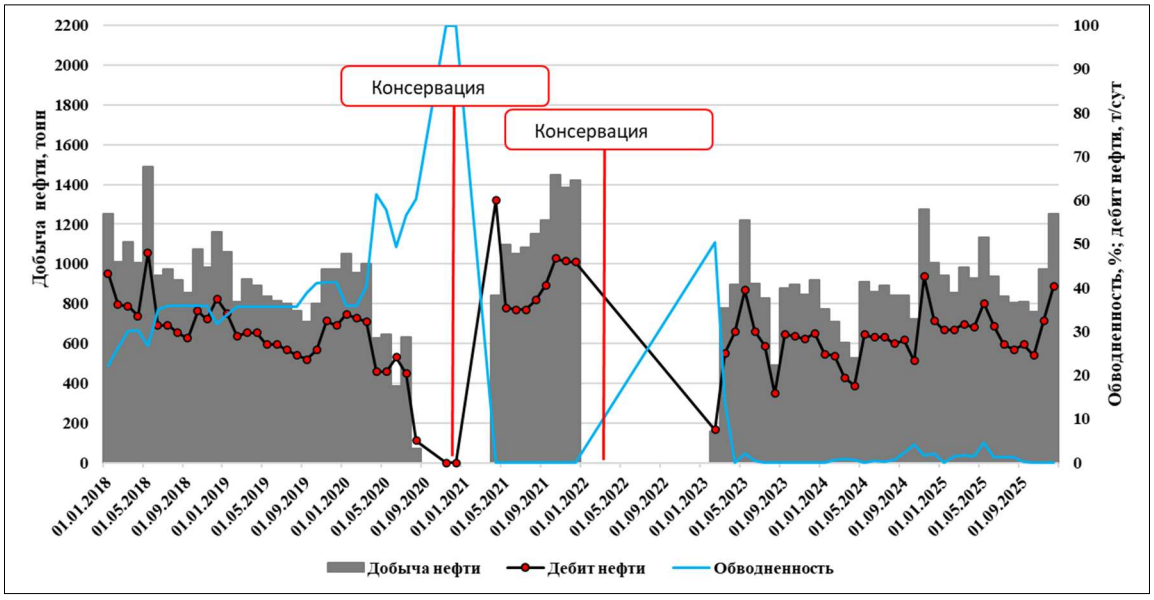


Рис. 3.2.2 – График эксплуатации скважины НСВ-1

Скважина НСВ-5

Наклонно-направленная скважина НСВ-5 была запущена в пробную эксплуатацию в июле 2023г на горизонте Ю-IV-4 пласт 1 с начальным дебитом 15,3 т/сут и обводненностью 11,6%. Была введена в консервацию в августе 2023г временно, в ноябре 2024г была переведена на ШГН и далее продлена до марта 2025г. На дату текущего проекта скважина НСВ-5 работает на горизонте Т-II-А с дебитом 7,2 т/сут и обводненностью 13,9%.

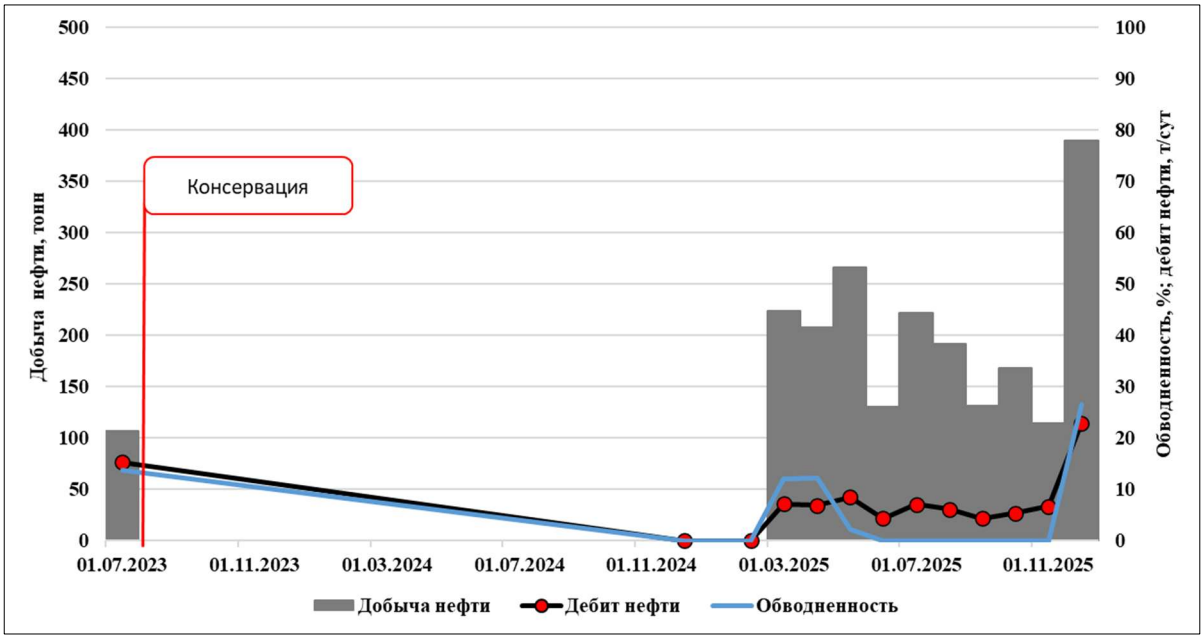


Рис. 3.2.3 – График эксплуатации скважины НСВ-5

Скважина НСВ-10

Скважина НСВ-10 была впервые запущена в июле 2019г на горизонте Т-II-А на интервалах 3348-3354 и 3357-3364м, но добыв 29т жидкости, была ликвидирована, снова запускалась в июле 2020 и в конце того же года была законсервирована. Стабильно начала работать после запуска в марте 2024г. В начале 2025г была переведна на УЭЦН и по сей день эксплуатируется данным способом. На дату текущего проекта значения дебита и обводненности составляют 7,3 т/сут и 13,9%, соответственно.

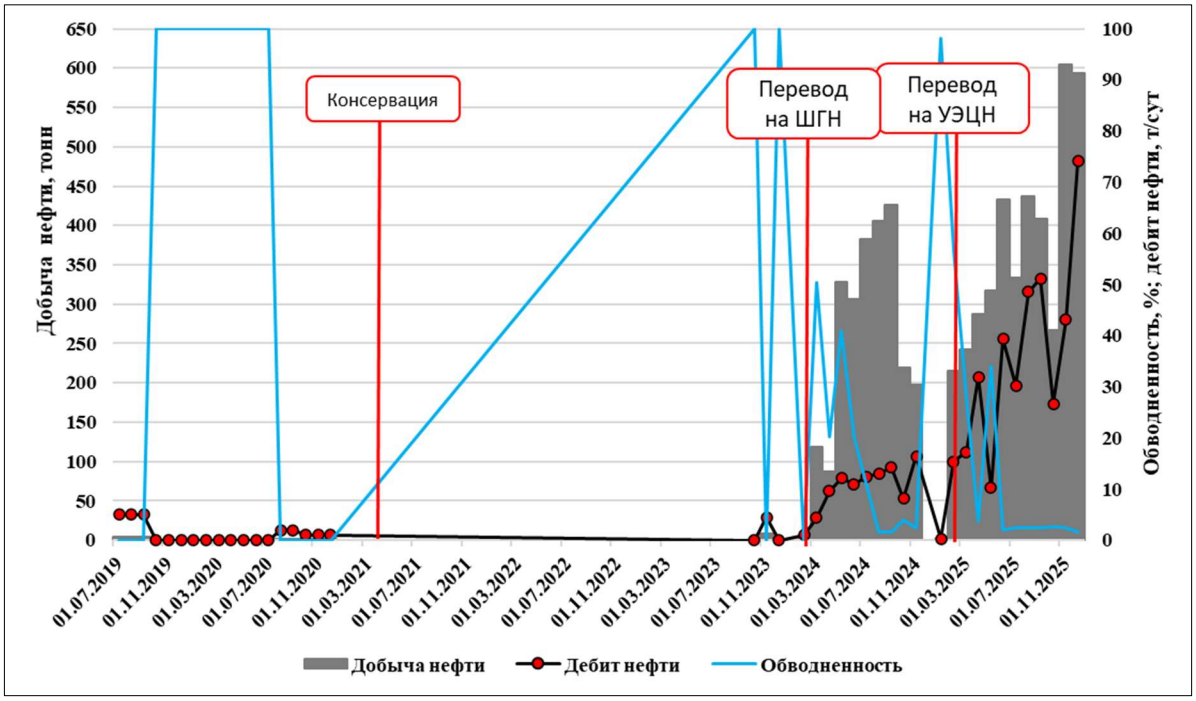


Рис. 3.2.4 – График эксплуатации скважины НСВ-10

II объект

На дату составления проекта в добывающем фонде II объекта находятся 3 добывающие скважины, из которых НСВ-2 эксплуатируется фонтанным способом, а НСВ-3 и НСВ-11 с помощью УЭЦН. В консервации находятся одна скважина НСВ-4.

Скважина НСВ-2

Скважина НСВ-2 вступила в эксплуатацию в январе 2018 на горизонте Т- II-А на I объекте, на интервалах 3258-3269м., получен фонтанный приток нефти 47,5 т/сут с обводненностью 5%. С января 2021г по апрель 2021г скважина находилась во временной консервации в связи с отсутствием разрешительных документов на сжигание попутного газа. В сентябре 2021г скважина переведена на механизированный способ эксплуатации ШГН. В декабре 2021г скважина была переведена в консервацию по геологическим причинам. В июле 2023г была переведена на нижележащий горизонт Т-V на II объект в интервале 3590-3570м и на фонтанный способ эксплуатации. На текущий момент скважина работает с дебитом 58,3 т/сут и практически без воды 1,2%. График эксплуатации скважины представлен на рисунке 3.2.3.

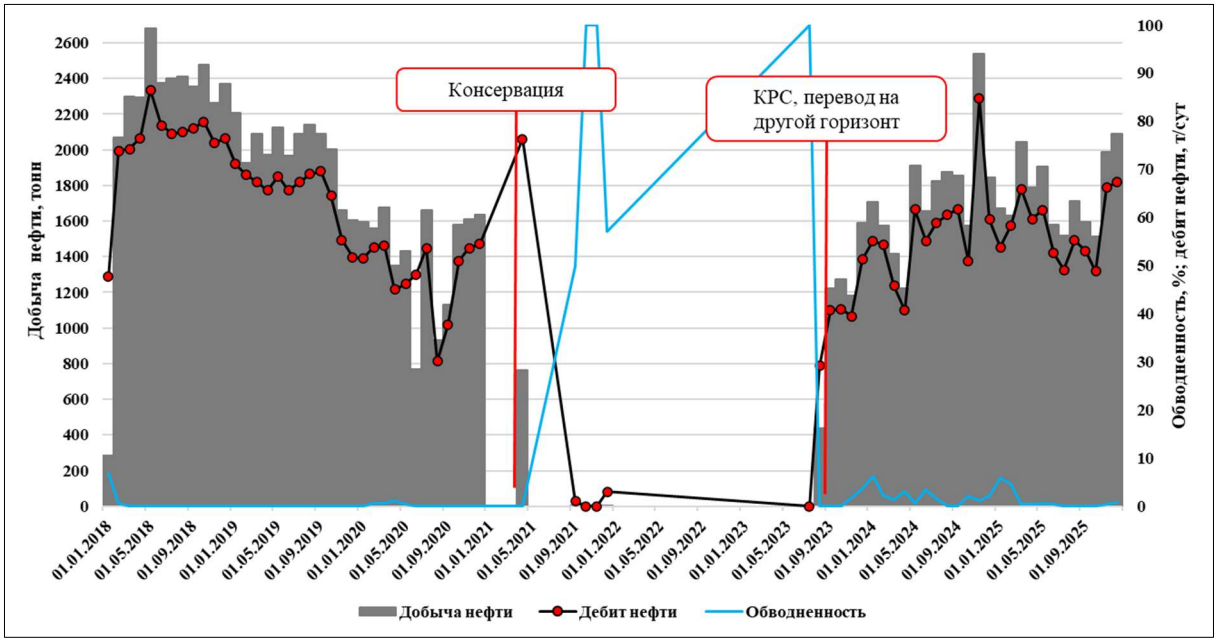


Рис. 3.2.5 – График эксплуатации скважины НСВ-2

Скважина НСВ-3

Скважина НСВ-3 вступила в эксплуатацию в мае 2018 на горизонте Т-V на II объекте, на интервалах 3253,5-3264м, 3270,3-3275,5м с дебитом 53,4 т/сут без воды. С января по апрель 2021г скважина находилась во временной консервации в связи с отсутствием разрешительных документов на сжигание попутного газа. В апреле скважины была введена из консервации, в июле произведена обработка призабойной зоны пласта и переведена на механизированный способ эксплуатации. Скважина была введена в консервацию по раннее упомянутой причине на 2 года до января 2024г. На дату текущего

проекта скважина эксплуатируется методом УЭЦН с дебитом 28,1 т/сут и обводненностью 4,4%. График эксплуатации скважины представлен на рисунке 3.2.4.

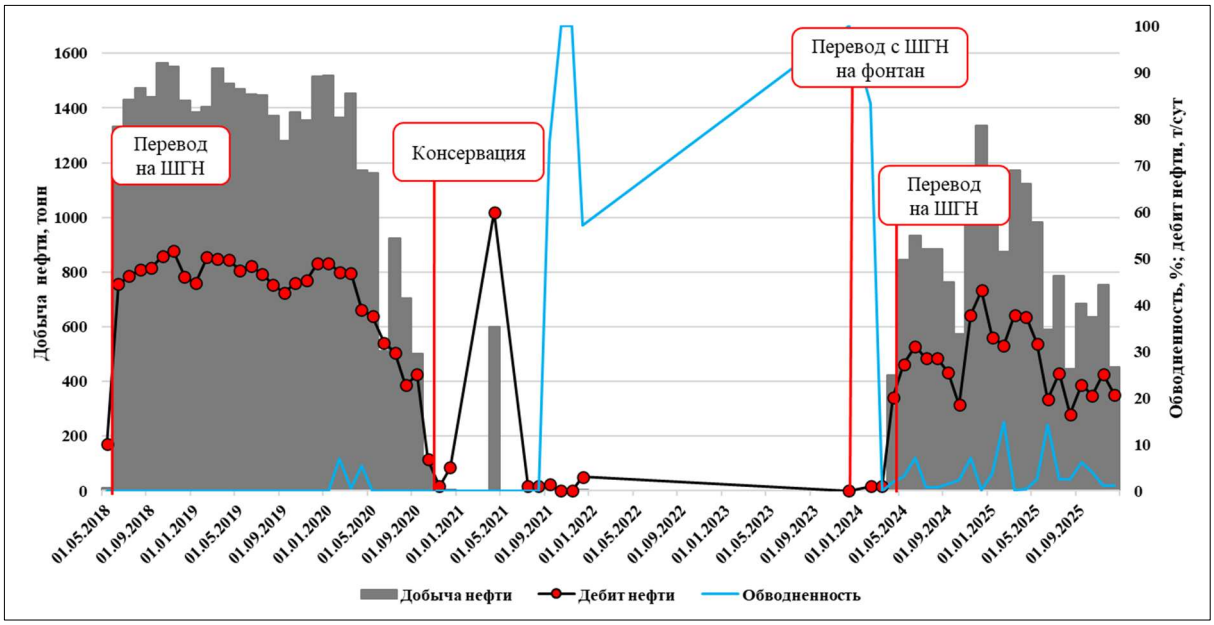


Рис. 3.2.6 – График эксплуатации скважины НСВ-3

Скважина НСВ-4

Скважина НСВ-4 была запущена в январе 2024г на горизонте Т-IV на интервале перфорации 3245-3251м, после чего сразу был проведен КРС и скважина находилась в простое, дальше в бездействующий фонд в феврале 2024г. Проведены изоляционные работы ранее перфорированных интервалов, произведена реперфорация в интервале 3245-3251м. При проведении ГРП произошел резкий рост давления в трубном пространстве до 72 МПа. В мае 2025 была снова запущена после ремонта и исследований ГДИС, фонтанный способ был заменен на ШГН с дебитом 2 т/сут и обводненностью 5%. В ноябре силами ПРС на скважине был произведен спуск УЭЦН, вследствие чего скважина работала с дебитом 0,4 т/сут и обводненностью более 50%. В марте 2025г скважина была временно законсервирована, далее в июле консервация была продлена и на дату текущего проекта находится в консервации.

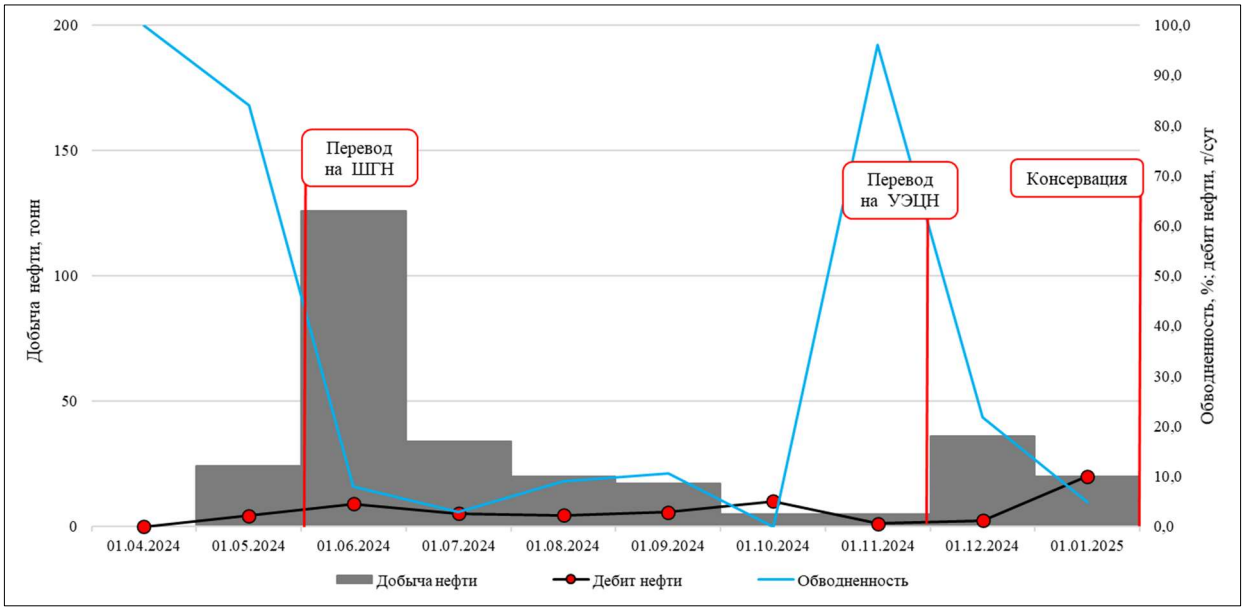


Рис. 3.2.7 – График эксплуатации скважины НСВ-4

Скважина НСВ-11

Скважина НСВ-11 введена в эксплуатацию в августе 2021г на горизонте Т-IV на интервалах 3252-3265м и получен фонтанный приток нефти с дебитом 63,2 т/сут без воды. Силами КРС произведенеа изоляция ранее перфорированных интервалов при испытании горизонтов Т-V, Т-IV-А, Т-III, Т-II-А, J-II-I, J-I. В декабре 2021г была переведена в консервацию в связи с отсутствием разрешительных документов на сжигание попутного газа до февраля 2023г. В мае был выполнен перевод в бездействующий фонд, в июне был проведен ГРП, после чего скважина была снова запущена и работает на дату текущего проекта с дебитом 40,6 т/сут и обводненностью 5,2%.

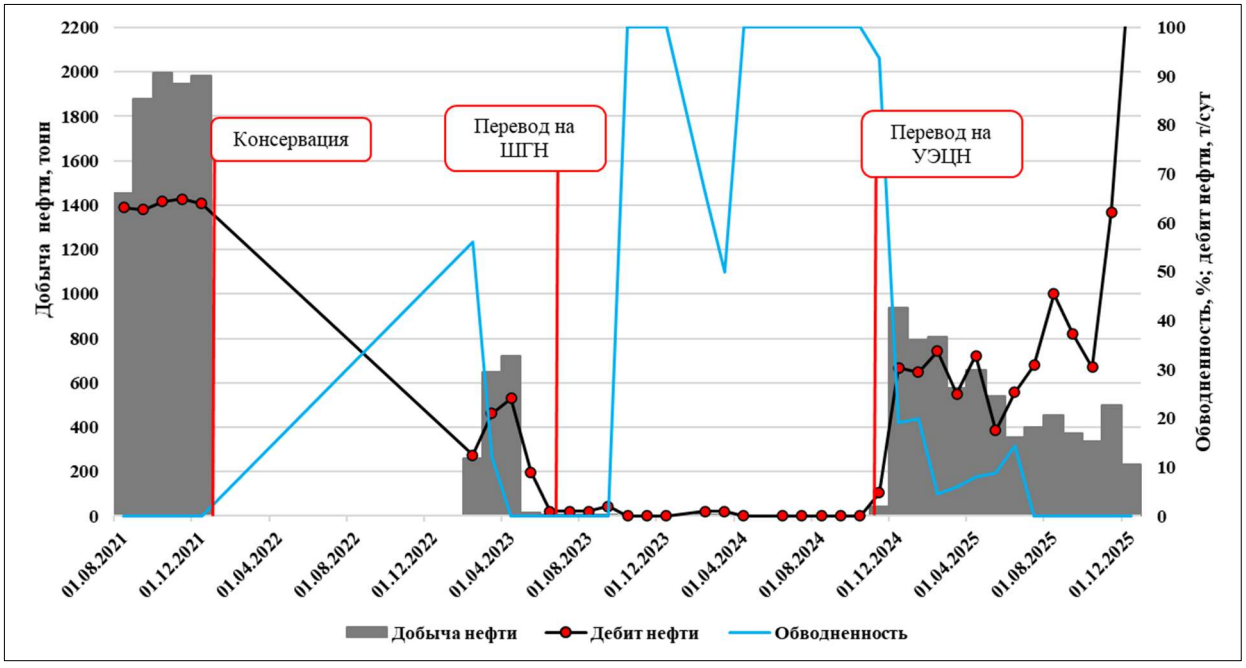


Рис. 3.2.8 – График эксплуатации скважины НСВ-11

Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки

Данный раздел составлен на основе фактических промысловых материалов. Ниже приведены технологические показатели разработки по эксплуатационным объектам и в целом по месторождению за период 01.01.2024 – 01.01.2026.

Динамика технологических показателей разработки по объектам и в целом по месторождению приведена в таблицах 3.2.2 – 3.2.5 и на рисунках 3.2.7 – 3.2.10.

На дату проекта на месторождении в разработке находятся 2 эксплуатационных объекта. Основной объем добытой нефти приходится на долю II объекта и составляет 72%, доля I объекта составляет 28%. На рисунке 3.2.6 приведено распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки на 01.01.2026.

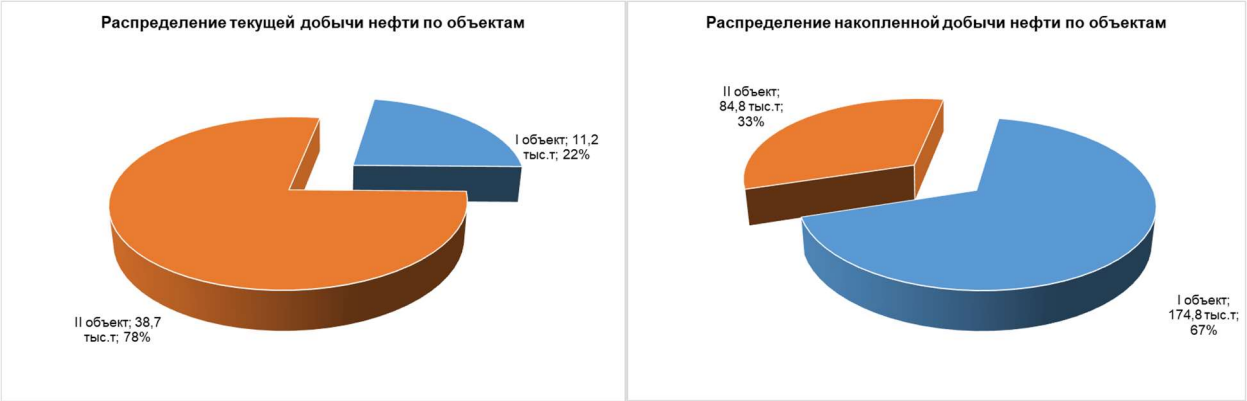


Рис. 3.2.9 – Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки

Ниже приводится краткая характеристика состояния разработки объектов по основным технологическим показателям.

I объект

В I эксплуатационный объект входит газонефтяной горизонт Т-II-А. Объект начал разрабатываться с 2018 г. вводом в эксплуатацию скважины НСВ-1 на интервалах 3291-3304м (№№ 1,) добывающих скважин. С начала разработки по объекту добыто 182,5 тыс. т нефти, 198,7 тыс. т. жидкости и 41,820 млн.м^3 газа. Текущий КИН равен 0,137 доли ед., отбор от НИЗ – 44%.

В 2024 г. Добыча нефти составила 12,4 тыс. т., добыча жидкости равна 13,1 тыс.т. Дебит нефти составил 21,1 т/сут при обводненности 4,9%. Фонд скважин составил 3 ед. Накопленная добыча нефти составила 165,1 тыс. т., жидкость в свою очередь равна 185 тыс.т.

По итогам 2025 года объем извлечения нефти достиг 17,4 тыс. т. Среднесуточный дебит составил 21,6 т/сут при уровне обводненности продукции 6,2%. За весь период разработки накопленная добыча жидкости и нефти составила 198,7 тыс. т и 182,5 тыс. т соответственно. Текущее значение коэффициента извлечения нефти зафиксировано на отметке 0,137 доли ед.

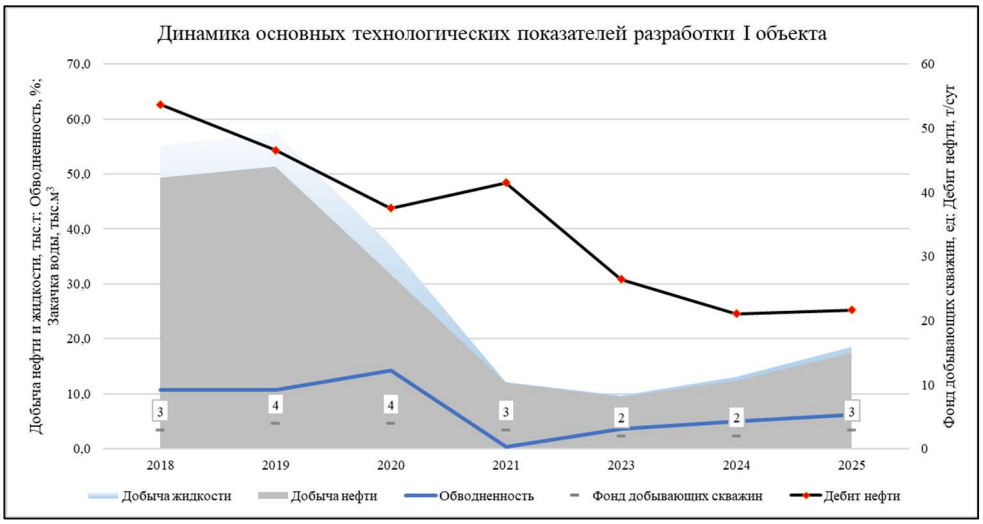


Рис. 3.2.10 – Динамика основных показателей разработки I объекта

II объект

Второй эксплуатационный объект является основным и объединяет два нефтяных горизонта Т-IV-А и Т-V, разрабатывается с 2021 г.

По итогам 2024 года объем добычи нефти составил 29,9 тыс. т при среднесуточном дебите 38,1 т/сут. Эксплуатационный фонд оставался стабильным и насчитывал 4 ед. К концу года накопленная добыча нефти по объекту достигла 50,6 тыс. т, по жидкости – 46,7 тыс. т, что соответствует КИН 0,011 и степени выработки запасов 4,1%.

В 2025 году добыча нефти увеличилась до 36,6 тыс.т. при среднесуточном дебите 40,1 т/сут. Эксплуатационный фонд уменьшился и насчитывал 3 ед. К концу года накопленная добыча нефти по объекту достигла 87,2 тыс. т, по жидкости – 84,5 тыс. т, что соответствует КИН 0,018 и степени выработки запасов 7,0%.

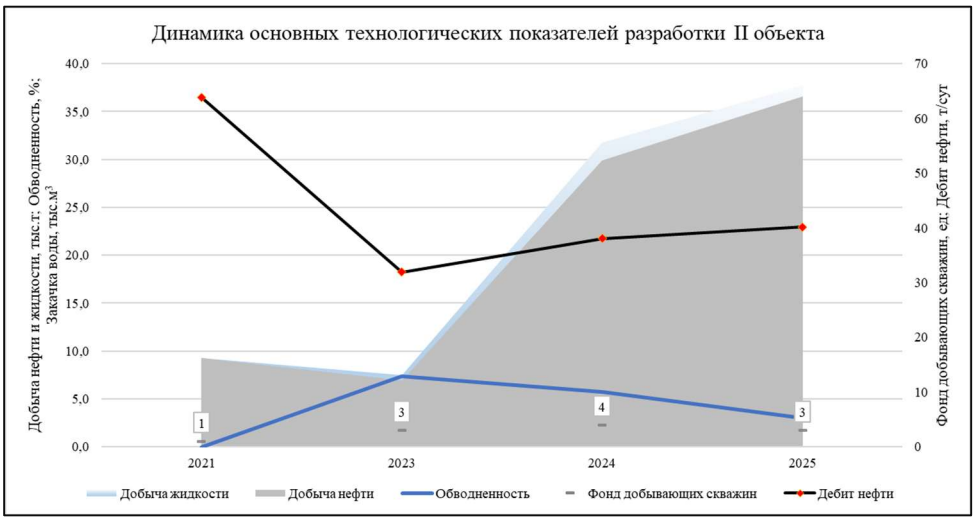


Рис. 3.2.11 – Динамика основных технологических показателей разработки II объекта

I-Возвратный объект

Объект на дату проекта не введен в разработку, год ввода в разработку по действующему проекту – 2040г. Начальные геологические запасы составляют 321 тыс.т,

извлекаемые — 59 тыс.т. Накопленная добыча в период пробной эксплуатации 768 тонн.

II-Возвратный объект

Объект на дату отчета не введен в разработку, год ввода в разработку по действующему проекту – 2036г. Начальные геологические запасы 100 тыс.т, извлекаемые 11 тыс.т, утвержденный КИН на уровне 0,106 доли ед.

III-Возвратный объект

III объект также не введен в разработку, год ввода в разработку по действующему проекту-2039г. Объект характеризуется начальными геологическими запасами в 136 тыс.т и извлекаемыми в 11 тыс.т. Утвержденный КИН составляет 0,081 доли ед. Накопленная добыча в период пробной эксплуатации составляет 136 тонн.

По месторождению в целом

По состоянию на 01.01.2026г по месторождению с начала разработки добыто 270,8 тыс.т нефти и 284,3 тыс.т жидкости при начальных запасах: геологические – 5615 тыс.т, извлекаемые – 1467 тыс.т. Отбор от НИЗ по месторождению составил 18,1 %.

За 2024г. было добыто 42,4 тыс. т., что в 2,6 раза выше значения предыдущего года при дебите нефти 30,8 т/сут. Коэффициент извлечения нефти равен 0,036 доли ед. Отбор от начальных извлекаемых запасов составляет 13,0%. Обводненность продукции 5,5%.

За 2025г добыча нефти составила 54,0 тыс. т. Текущий КИН равен 0,045 доли ед., при утвержденном 0,048 доли ед., отбор от НИЗ составил 16,3%. На дату отчета накопленная добыча нефти и жидкости составили 270,8 и 284,3 тыс. т, соответственно.

Динамика основных технологических показателей разработки по участку представлены на рисунке 3.2.9 и в таблице 3.2.4.

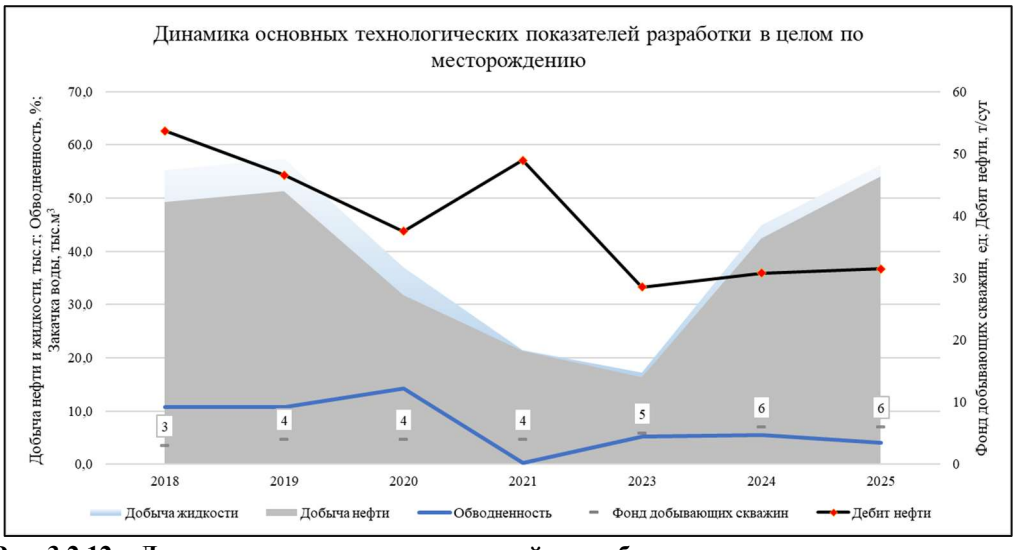


Рис. 3.2.12 – Динамика основных показателей разработки в целом по месторождению

Таблица 3.2.2 – Основные технологические показатели разработки I объекта

№№ п/п	Показатели		Годы	
			2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т		12,4	17,4
	в т.ч.: из новых скважин		*0,0*	*0,0*
	из переходящих скважин		*12,4*	*17,4*
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т		170,6	*188,0*
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.		0,128	0,141
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %		3,0	4,2
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %		4,8	7,1
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %		41,1	45,3
7	Добыча нефтяного газа, млн.м^3		2,476	4,110
8	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м^3		37,710	41,820
9	Газовый фактор, м^3/т		199,2	236,3
10	Добыча жидкости, тыс.т		13,1	18,6
	в т.ч.: из новых скважин		*0,0*	*0,0*
	из переходящих скважин		*13,1*	*18,6*
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т		180,1	198,7
12	Обводненность продукции (по весу), %		4,9	6,2
13	Ввод новых добывающих скважин, ед.		0	0
	в т.ч.: из эксплуатационного бурения		*0*	*0*
	переводом из других объектов		*0*	*0*
	из консервации		*0*	*0*
	из прочих категорий		*0*	*0*
14	Выбытие добывающих скважин, ед.		0	0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		3	3
16	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.		3	3
17	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут	по нефти	21,1	21,6
		по жидкости	22,2	23,1
18	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут	по нефти	0,0	0,0
		по жидкости	0,0	0,0
19	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.		1,00	1,00
20	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.		0,84	0,76

Таблица 3.2.3 – Основные технологические показатели разработки II объекта

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т	29,9	36,6
	в т.ч.: из новых скважин	*0,3*	*0,0*
	из переходящих скважин	*29,7*	*36,6*
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	46,1	82,7
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,010	0,018
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,4	2,9
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,4	3,1
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	3,7	6,6
7	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	4,276	5,612
8	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м^3	7,614	13,226
9	Газовый фактор, м^3/т	142,9	153,3
10	Добыча жидкости, тыс.т	31,8	37,7
	в т.ч.: из новых скважин	*0,6*	*0,0*
	из переходящих скважин	*31,2*	*37,7*
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	46,7	84,5
12	Обводненность продукции (по весу), %	5,7	3,0
13	Ввод новых добывающих скважин, ед.	2	0
	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	*0*	*0*
	переводом из других объектов	*0*	*0*
	из консервации	*2*	*0*
	из прочих категорий	*0*	*0*
14	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1

№№ п/п	Показатели		Годы	
			2024	2025
15	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		4	3
16	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.		4	3
17	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут	по нефти	38,1	40,1
		по жидкости	40,4	41,4
18	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут	по нефти	0,9	0,0
		по жидкости	1,8	0,0
19	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.		1,00	1,00
20	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.		0,63	0,84

Таблица 3.2.4 – Основные технологические показатели разработки месторождения в целом

№№ п/п	Показатели		Годы	
			2024	2025
1	Добыча нефти, тыс.т		42,4	54,0
	в т.ч.: из новых скважин		0,3	0,0
	из переходящих скважин		42,1	54,0
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т		216,8	270,8
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.		0,036	0,045
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %		2,5	3,3
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %		2,8	3,7
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %		13,0	16,3
7	Добыча нефтяного газа, млн.м3		6,752	9,722
8	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м3		45,897	55,619
9	Газовый фактор, м3/т		159,4	180,0
10	Добыча жидкости, тыс.т		44,8	56,3
	в т.ч.: из новых скважин		0,6	0,0
	из переходящих скважин		44,3	56,3
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т		228,0	284,3
12	Обводненность продукции (по весу), %		5,5	4,1
13	Ввод новых добывающих скважин, ед.		2	0
	в т.ч.: из эксплуатационного бурения		0	0
	из консервации		2	0
	из нагнетательного фонда		0	0
	из прочих категорий		0	0
14	Выбытие добывающих скважин, ед.		0	1
15	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		6	5
16	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.		6	5
17	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут	по нефти	30,8	31,5
		по жидкости	32,6	32,8
18	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут	по нефти	0,9	0,0
		по жидкости	1,8	0,0
19	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.		1,00	1,00
20	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.		0,70	0,78

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Разработка месторождения СЗК Нуржанов (Северо-западное крыло) осуществляется согласно утвержденному ЦКРР РК в 2024 г. «Анализу разработки месторождения…».

Оценка эффективности реализуемой системы разработки проведена исходя из анализа текущего состояния. Сравнение проектных и фактических технологических показателей разработки приведено по объектам и по месторождению в целом за 2024-2025 гг. (таблицы 3.2.5-3.2.7).

I объект (T-II-A горизонт)

В 2024 г. годовая добыча нефти составила 12,4 тыс. т, что практически соответствует проектному значению 31,8 тыс.т. Фонд действующих добывающих скважин насчитывает 3 ед. вместо проектных 5 ед., скважина НСВ-12 была пробурена, но неуспешно и на дату отчета является аварийной. Накопленная добыча на конец 2024 года составила 165,1 тыс. т., что немного ниже проектного значения – 197,0 тыс.т. Текущий КИН составляет 0,124 доли ед. Среднесуточный дебит одной добывающей скважины 21,1 т/сут что почти равно проектному значению. Фактическая обводненность – 4,9% была намного ниже фактической – 23,2%.

При сравнении показателей добычи нефти **за 2025г** видно, что добыча нефти по объекту меньше проектной, 17,4 тыс.т. вместо 25,7 тыс.т. Текущий дебит по скважинам составляет 21,6 т/сут, что немного меньше планового дебита 24,7 т/сут. Накопленная добыча нефти составила 182,5 тыс. т, когда планировалась быть равной 194,4 тыс.т. Текущий КИН 0,137 доли ед.

II объект (T-IV-A и T-V горизонты).

В 2024 г. Добыча нефти была выше проектной на 7 тыс.т. и составила 29,9 тыс.т., среднесуточный дебит одной добывающей скважины составил 38,1 т/сут. Фактическая обводненность составила 5,7%, что существенно ниже проектной 34,0%. Добыча жидкости оказалась ниже плана 31,8 тыс. т против 34,4 тыс. т по проекту. КИН и отбор от начальных извлекаемых запасов немного ниже проектных значений 0,011 доли ед. и 4,1% вместо 0,016 и 6,0%, соответственно. Накопленная добыча нефти по объекту составила 50,6 тыс. т.

За 2025 г. добыча нефти превысила проектный показатель на 7,1 тыс. т. и составила 36,6 тыс.т., при дебите выше проектного 40,1 т/сут, несмотря на уменьшение фонда скважин к концу года. Проект предполагал увеличение фонда до 5 скважин, однако скважина НСВ-4 выбыла в консервацию, а пробуренная скважина НСВ-13 является аварийной на дату отчета. Уровень обводненности 3,0% остается ниже проектных ожиданий 9,7%.

По месторождению в целом

В 2024г добыча нефти составила 42,4 тыс. т., что ниже проектных показателей. Накопленная добыча так же ниже проектной - 216,8 тыс. Газовый фактор равен 159,4 м^3/т. Накопленная добыча газа составляет 45,897 млн. м^3.

За 2025г было добыто 54,0 тыс. т нефти, что почти равно проектным показателям с разницей в 1 тыс.т. В свою очередь накопленная добыча нефти составила 270,8 тыс. т., что соответствует проектной добыче нефти. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 16,3%, текущий КИН – 0,045 доли ед. Средняя обводненность по месторождению составила 4,1%. Среднесуточный дебит одной добывающей скважины равен 31,5 т/сут. Фонд скважин в сравнении с прошлым годом уменьшился на 1 единицу до 6 ед., что ниже проектных значений на 2 ед.

В целом невыполнение планов по бурению новых скважин за 2024 и 2025 незаметно сказываются на добыче нефти, которая учитывая бездействующие скважины, превыщает проектные значения.

Из проведенного анализа следует, что в целом за отчетный период проектные и фактические показатели находятся на одном уровне, разработка участка ведется в соответствии с утвержденным проектным документом.

Таблица 3.2.5 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта

№ № п/п	Показатели		Годы			
			2024		2025	
			проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т		31,8	12,4	25,7	17,4
	в т.ч.: из новых скважин		*15,2*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
	из переходящих скважин		*16,6*	*12,4*	*25,7*	*17,4*
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т		*197,0*	170,6	*194,4*	188,0
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.		0,150	0,128	0,148	0,141
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %		7,8	3,0	6,3	4,2
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %		13,1	4,8	10,7	7,1
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %		48,3	41,1	47,6	45,3
7	Добыча нефтяного газа, млн.м^3		4,586	2,476	4,877	4,110
8	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м^3		42,719	37,710	43,857	41,820
9	Газовый фактор, м^3/т		144,2	199,2	189,8	236,3
10	Добыча жидкости, тыс.т		41,4	13,1	27,9	18,6
	в т.ч.: из новых скважин		*20,3*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
	из переходящих скважин		*21,1*	*13,1*	*27,9*	*18,6*
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т		227,9	180,1	215,3	198,7
12	Обводненность продукции (по весу), %		23,2	4,9	7,9	6,2
13	Ввод новых добывающих скважин, ед.		1	0	0	0
	в т.ч.: из эксплуатационного бурения		1	*0*	0	*0*
	переводом из других объектов		*0*	*0*	*0*	*0*
	из консервации		*0*	*0*	*0*	*0*
	из прочих категорий		*0*	*0*	*0*	*0*
14	Выбытие добывающих скважин, ед.		0	0	0	0
15	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		5	3	3	3
16	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.		5	2	3	3
17	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут	по нефти	20,5	21,1	24,7	21,6
		по жидкости	26,7	22,2	26,8	23,1
18	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут	по нефти	92,8	0,0	0,0	0,0
		по жидкости	123,7	0,0	0,0	0,0

№ № п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
19	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	1,00	1,00	1,00	1,00
20	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,95	0,84	0,95	0,76

Таблица 3.2.6 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта

№ № п/п	Показатели		Годы			
			2024		2025	
			проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т		22,7	29,9	29,5	36,6
	в т.ч.: из новых скважин		*0,0*	*0,3*	*4,1*	*0,0*
	из переходящих скважин		*22,7*	*29,7*	*25,4*	*36,6*
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т		76,1	46,1	80,6	87,2
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.		0,016	0,011	0,021	0,018
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %		2,3	2,4	3,0	2,9
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %		2,4	2,4	3,2	3,1
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %		6,0	4,1	7,8	7,0
7	Добыча нефтяного газа, млн.м^3		6,533	4,276	4,377	5,612
8	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м^3		14,858	7,614	12,741	13,226
9	Газовый фактор, м^3/т		287,8	142,9	148,4	153,3
10	Добыча жидкости, тыс.т		34,4	31,8	32,6	37,7
	в т.ч.: из новых скважин		*0,0*	*0,6*	*4,1*	*0,0*
	из переходящих скважин		*34,4*	*31,2*	*28,5*	*37,7*
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т		76,1	46,7	80,6	84,5
12	Обводненность продукции (по весу), %		34,0	5,7	9,7	3,0
13	Ввод новых добывающих скважин, ед.		0	2	1	0
	в т.ч.: из эксплуатационного бурения		0	*0*	1	*0*
	переводом из других объектов		*0*	*0*	*0*	*0*
	из консервации		*0*	*2*	*0*	*0*
	из прочих категорий		*0*	*0*	*0*	*0*
14	Выбытие добывающих скважин, ед.		0	0	0	
15	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		2	4	5	3
16	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.		2	4	5	3
17	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут	по нефти	32,8	38,1	33,5	40,1
		по жидкости	49,6	40,4	37,1	41,4
18	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут	по нефти	0,0	0,9	70,0	0,0
		по жидкости	0,0	1,8	70,0	0,0
19	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.		1,00	1,00	1,00	1,00
20	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.		0,95	0,63	0,95	0,81

Таблица 3.2.7 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению

№ № п/п	Показатели	Годы			
		2024		2025	
		проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс.т	54,6	42,4	55,1	54,0
	в т.ч.: из новых скважин	*15,2*	*0,3*	*4,1*	*0,0*
	из переходящих скважин	*39,4*	*42,1*	*51,0*	*54,0*
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	*256,4*	216,8	*271,4*	270,8
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,046	0,036	0,048	0,045
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	3,7	2,5	3,8	3,3
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	4,3	2,8	4,4	3,7
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	17,5	13,0	18,5	16,3
7	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	11,119	6,752	9,254	9,722
8	Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м^3	58,123	45,897	57,144	55,619
9	Газовый фактор, м^3/т	203,6	159,4	167,9	180,0
10	Добыча жидкости, тыс.т	75,7	44,8	60,5	56,3
	в т.ч.: из новых скважин	*20,3*	*0,6*	*4,1*	*0,0*

	из переходящих скважин		*55,4*	*44,3*	*56,4*	*56,3*
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т		305,2	228,0	296,9	284,3
12	Обводненность продукции (по весу), %		27,9	5,5	8,9	4,1
13	Ввод новых добывающих скважин, ед.		1	2	1	0
	в т.ч.: из эксплуатационного бурения		1	*0*	1	*0*
	из консервации		*0*	*2*	*0*	*0*
	из нагнетательного фонда		*0*	*0*	*0*	*0*
	из прочих категорий		*0*	*0*	*0*	*0*
14	Выбытие добывающих скважин, ед.		0	0	0	1
15	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		7	7	8	6
16	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.		7	7	8	6
17	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут	по нефти	24,3	30,8	28,7	31,5
		по жидкости	33,7	32,6	31,5	32,8
18	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут	по нефти	92,8	0,9	0,0	0,0
		по жидкости	123,7	1,8	70,0	0,0
19	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.		1,00	1,00	1,00	1,00
20	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.		0,95	0,70	0,95	0,78

Характеристика закачки рабочего агента

На данном месторождении закачка рабочего агента не ведется.

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных горизонтов месторождения выполнен на основе геологических и извлекаемых запасов нефти, состоящих на государственном балансе РК, и промысловых данных учета добычи нефти и воды по эксплуатационным объектам по состоянию на 01.01.2026г.

По месторождению в целом геологические запасы нефти по категориям C_1 составляют 7761 тыс.т. Большая часть геологических запасов по категориям C_1 сконцентрирована на триасовых горизонтах и составляют 78% (6058 тыс.т), соответственно от общих запасов всего месторождения.

Таблица 3.2.2.1 - Основные показатели выработки запасов нефти по эксплуатационным объектам

Наименование	Объекты								
	I	**II**	**I-Возвр**	**II-Возвр**	**III-Возвр**	**T-III**	**J-IV-4 пласт I**	**J-V-3**	**В целом**
Утвержденные НГЗ, тыс.т.	1335,0	4723,0	352,0	152,0	140,0	245,0	128,0	670,0	**7761,0**
Утвержденные НИЗ, тыс.т.	415,0	1247,0	65,0	16,0	11,6	29,0	28,0	351,0	**2164,0**
Утвержденный КИН, доли ед.	0,311	0,264	0,185	0,105	0,083	0,118	0,219	0,524	**0,279**
Текущий КИН, доли ед.	0,141	0,018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	**0,035**
Накопленная добыча нефти на 01.01.2026, тыс.т.	188,0	82,7	0,8	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	**270,8**
Добыча нефти за г, тыс.т.	17,4	36,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**54,0**
Отбор от НИЗ, %	45,3	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**12,5**
Обводненность, %	6,2	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**4,1**
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	21,6	40,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**31,5**
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.	227,0	1164,3	65,0	16,0	11,6	29,0	28,0	351,0	**1893,3**
Кол. перебывавших в экспл. доб. скважин, ед.	2	4	0	0	0	0	0	0	**6**

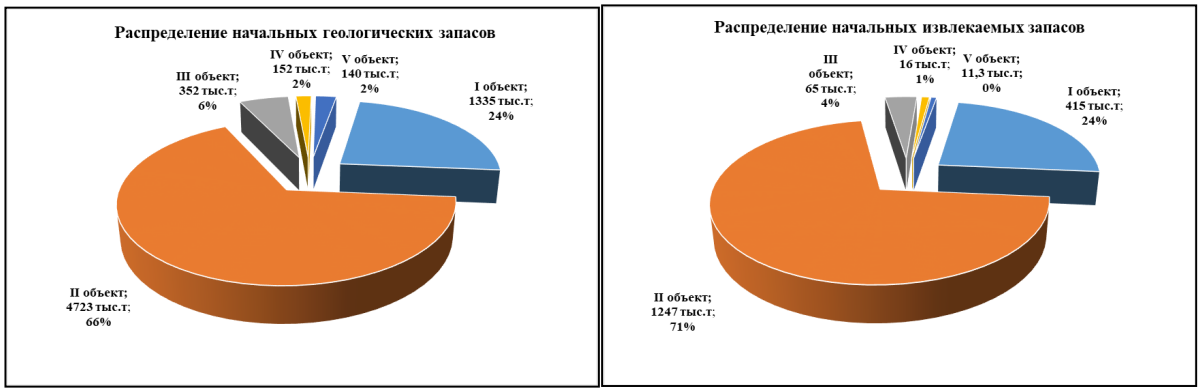


Рис. 3.2.2.1 – Распределение начальных запасов нефти по объектам

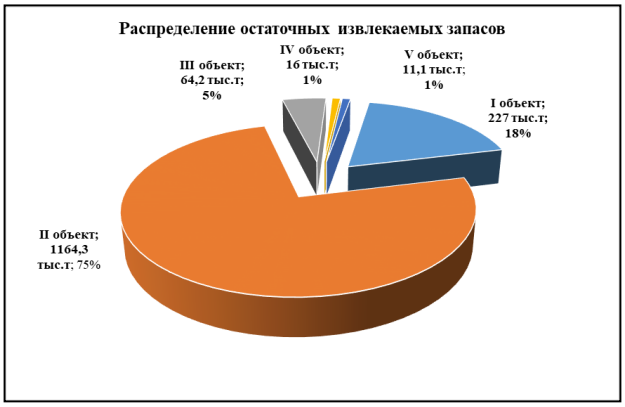


Рис. 3.2.2.2 – Распределение остаточных запасов нефти по объектам

По состоянию на 01.01.2026г по месторождению с начала разработки добыто 270,8 тыс.т нефти и 284,3 тыс.т жидкости при начальных запасах: геологические – 7761 тыс.т, извлекаемые – 2164 тыс.т. Отбор от НИЗ по месторождению составил 12,5%.

Распределение достигнутых на дату отчета значений КИН по объектам разработки и месторождению в целом представлено на рисунке 6.3.

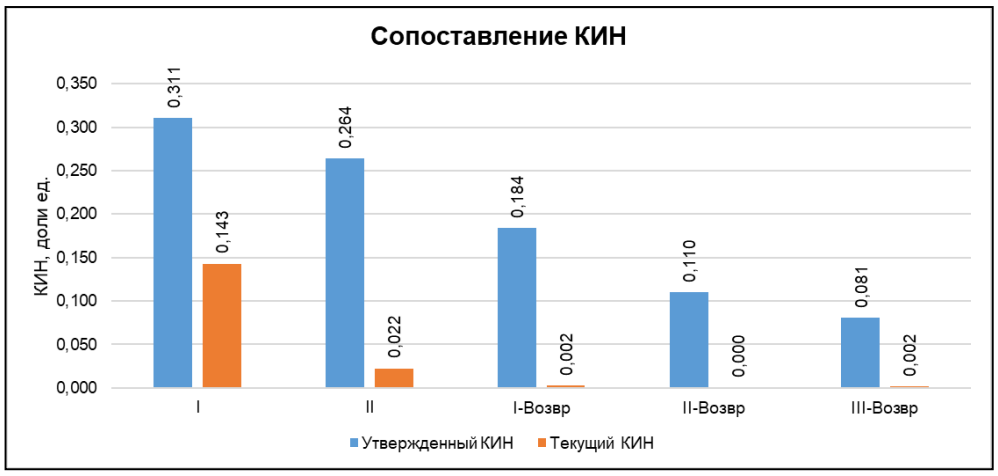


Рис. 3.2.2.3 – Распределение утвержденных и текущих КИН по объектам разработки

I объект

Начальные геологические запасы составляют 1335 тыс.т, извлекаемые — 415 тыс.т. Накопленная добыча достигла 188 тыс.т, что оставляет остаточные запасы в размере 1147 тыс.т. Утвержденный КИН на уровне 0,311, а текущий КИН 0,141 доли ед. Выработка

запасов составляет 45,3%, наибольшая по месторождению на данный момент. Среднегодовой дебит нефти составляет 21,6 т/сут.

II объект

По II объекту начальные геологические запасы составляют 4723 тыс.т, извлекаемые — 1247 тыс.т. С накопленной добычей в 82,7 тыс.т, остаточные запасы равны 4640,3 тыс.т. Утвержденный КИН на уровне 0,264 доли ед., а текущий КИН 0,018 доли ед. Выработка запасов на уровне 6,6%.

I-Возвратный объект

Объект на дату отчета не введен в разработку, год ввода в разработку по действующему проекту — 2040г. Начальные геологические запасы составляют 352 тыс.т, извлекаемые — 65 тыс.т. Накопленная добыча в период пробной эксплуатации 768 тонн.

II-Возвратный объект

Объект на дату отчета не введен в разработку, год ввода в разработку по действующему проекту — 2036г. Начальные геологические запасы 152 тыс.т, извлекаемые 16 тыс.т, утвержденный КИН на уровне 0,105 доли ед.

III-Возвратный объект

III объект также не введен в разработку, год ввода в разработку по действующему проекту — 2039г. Объект характеризуется начальными геологическими запасами в 140 тыс.т и извлекаемыми в 11,6 тыс.т. Утвержденный КИН составляет 0,083 доли ед. Накопленная добыча в период пробной эксплуатации составляет 243 тонн.

В целом, учитывая непродолжительное время разработки (начиная с 01.02.2023г), определение вовлеченных в активную разработку запасов нефти, путем построения эмпирических зависимостей на основе общеизвестных методик (Камбарова, Пирвердяна, Назарова-Сыпачева и т.д.) на данном этапе разработки не представляется возможным.

3.2.3 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

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

Месторождение находится в промышленной разработке с 2023г.

В настоящее время недропользователем месторождения С.Нуржанов (Северо-западное крыло) является АО «Эмбамунайгаз».

На дату отчета разработка месторождения ведется согласно действующему проектному документу «Анализ разработки…2024».

По данным поисково-разведочных работ на месторождении С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) установлено 9 продуктивных горизонтов Т-I-А, Т-II-А, Т-III, Т-IV-А, Т-V, Ю-I, Ю-II (песч), Ю-IV, Ю-V. Основные запасы нефти сосредоточены на горизонте Т-V.

Согласно действующему проектному документу на месторождении были выделены 5 эксплуатационных объектов:

- I объект – горизонт Ю-II (песчаниковый пласт);
- II объект – горизонт Т-II-А;
- I объект (возвратный) – юрский горизонт – Ю-II (песчаник);
- II объект (возвратный) – юрский горизонт – Ю-IV-2;
- III объект (возвратный) – юрский горизонт – Ю-V.

С начала реализации проекта во всех пробуренных скважинах проведены полные комплексы ГИС, позволившие выделить эффективные толщины, определить фильтрационно-емкостные свойства и коэффициент нефтенасыщенности коллекторов для уточнения геологической модели месторождения и использования при расчетах показателей разработки. Анализ эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования показал, что устьевое и подземное оборудование скважин соответствует условиям эксплуатации.

Ранее находившиеся в эксплуатации скважина №№НСВ-4 выбыла в консервацию в феврале 2025г по причине высокой обводненности и экономической нерентабельности. Скважины НСВ-12 и НСВ-13 были пробурены, но находятся в аварийном состоянии.

На момент составления настоящего отчета:

1. Выполнено 115 замера пластового давления, проведено 18 гидродинамических исследования скважин, отобрано 10 глубинных, 2 рекомбинированных и 12 поверхностных проб флюидов, а также выполнены 3 геофизических

исследований скважин. Из них после ПЗ-2021г проанализировано 10 глубинных и поверхностных проб: по скв. НСВ-2 отобрано 8 проб (гор. Ю-IV-1,2,4, Т-II-А, Т-V), по скв. НСВ-5 — 2 пробы (гор. Т-V). Также отобраны 2 рекомбинированные пробы в скв. НСВ-10 (гор. Т-II-А) и НСВ-3 (гор. Т-V). Замеры производились согласно комплексу исследовательских работ, рекомендованных в проекте.

2. В целом, проведенный анализ свойств пластовых флюидов свидетельствует, что значения параметров нефти, характеризующих ее свойства в пластовых и поверхностных условиях за отчетный период заметных изменений, не перетерпели.
3. Продолжаются исследования на продуктивность в районах с запасами нефти категории С2 для получения промышленных притоков нефти и дальнейшего перевода их в более высокии категории. Бурение новых скважин НСВ-5, НСВ-12, НСВ-13 позволило уточнить геологическое строение продуктивных горизонтов (Ю-2-А, Ю-4, Ю-4-2, Ю-4-3, Ю-4-4 пласт 1, 2, Ю-5, Ю-5-3, Т-2-А). По результатам опробования в скважинах №НСВ-5 и НСВ-12 выполняются прирост и перевод запасов.
4. Скважины НСВ-1, НСВ-2 работают фонтанным способом, остальные эксплуатируются ЭЦН.
5. Накопленная добыча нефти на 01.01.2026г по месторождению в целом составляет 270,8 тыс.т, что соответствует текущему КИН - 0,048 доли ед. и выработке запасов 15,4%. Основная доля накопленной добычи приходится на II объект разработки. Добыча нефти за 2025 год составила по месторождению в целом 54,0 тыс.т, при средней обводненности продукции 4,1% и дебите нефти 31,5 т/сут.
6. Результаты бурения новых скважин (НСВ-5, НСВ-12, НСВ-13) позволили уточнить геологическое строение и флюидальные контакты залежей продуктивных горизонтов (Ю-2-А, Ю-4, Ю-4-2, Ю-4-3, Ю-4-4 пласт 1, 2, Ю-5, Ю-5-3, Т-2-А)
7. С начала разработки на месторождении проведены 12 гидродинамических исследований по 5 скважинам, из них методами установившихся режимов (МУО) 2 исследований, 1 исследованиЕ КВУ, 6 исследований МУО+КВД и 2 исследованиЯ КВД и 44 MDT, которые позволяют контролировать энергетическое состояние месторождения, добывные возможности и коллекторские свойства продуктивных пластов.

8. В 2026г выполнен отчет «Прирост запасов нефти и газа месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию изученности на 02.01.2026г., в рамках которого был произведен прирост и перевод запасов нефти и газа по категорям C_1 и C_2. В результате подсчет запасов геологические запасы нефти по категории С1 увеличились на +2146 тыс. т (+38%) и составили 7761 тыс.т, категории С2 уменьшились на -1015 тыс. т (-25%), а в целом по категориям С1+С2 геологические запасы нефти увеличились на 1131 тыс. т (+12%) и составили 10859 тыс.т. Запасы растворенного в нефти газа также изменились соответственно запасам нефти. В целом по месторождению запасы растворенного в нефти газа по категориям С1+С2 увеличились на 133 млн.м3 (+10%) и составили 1487 млн.м3. Геологические запасы газа газовых шапок и свободного газа целом по месторождению по категориям С1+С2 уменьшились на -41 млн.м3 или 3%.

В предыдущих подразделах 3.2.1 и 3.2.2 проведен анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов, технологических показателей разработки, пластового давления в зонах отборов, выработки запасов нефти из пластов, по результатам которых можно сделать нижеследующие выводы об эффективности реализуемой системы разработки на проектную дату.

Таким образом, в результате анализа можно констатировать, что реализация пробной эксплуатации удовлетворительна и позволяет ввести месторождение в промышленную разработку. Для увеличения охвата пластов вытеснением и достижения, утвержденного по месторождению КИН необходимо дополнительно ввести в эксплуатацию из бурения добывающие скважины. Следует отметить, что бурение каждой новой скважины также позволяет детализировать геологическое строение месторождения и эксплуатационных объектов, и влияет на последовательную трансформацию реализуемой системы разработки, направленной на выбор наиболее рационального и комплексного варианта использования недр.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

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

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта. Она базируется на информации, полученной по ограниченной группе скважин, пробуренных и исследованных геофизическими и гидродинамическими методами.

Согласно этой модели продуктивный пласт состоит из зон различной продуктивности с линейным размером *d*, а каждая зона представлена набором слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам носит вероятностный характер и количественно оценивается квадратом коэффициента вариации.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения нефти (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования, начальное положение ВНК и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение.

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

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

Построение расчетных моделей для месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) проводилось на основании прямых определений следующих параметров модели:

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

$V_п^2$ – неоднородность пластов по проницаемости;

$V_я^2$ – неоднородность сетки скважин по языкообразованию;

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

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

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

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

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

3.3.2 Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

Как в целом по горизонту, так и по территориям недропользователей в пределах продуктивного горизонта при проведении прогнозирования дальнейшей разработки проводилась идентификация параметров модели по фактическим промысловым данным.

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

Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. При этом параметр $Q_0(t)$ – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти – определяется по графику зависимости текущих годовых отборов $q(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_0(t)$ с учетом

известного общего числа введенных в работу скважин $n_0(t)$. Параметр $q_0(t)$ – фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_0(t)$, определяется по формуле:

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

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

$$Q_{F0}(t) = \frac{QFD(t)}{1 - qF(t) / q0(t)} \qquad (3.3.2)$$

где $q_F(t)$ и $Q_{FD}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр μ_0, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

После идентификации параметров по изложенной схеме получается адаптированная расчетная модель объекта. В дальнейшем, на базе полученной модели выполняется прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

3.4 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов

Выделение эксплуатационных объектов является составной частью проектирования рациональной разработки месторождения. При этом необходимо, чтобы выделенный объект удовлетворял следующим требованиям:

- Эксплуатационный объект должен содержать достаточные запасы нефти для рентабельного ее извлечения при самостоятельной сетке скважин;
- Эксплуатационным объектом может являться один мощный или несколько мелких нефтяных пластов, отделенных на значительной территории от выше и нижележащих отложений пачкой непроницаемых пород;
- Эксплуатационный объект должен обладать надлежащей эффективной толщиной;
- В один эксплуатационный объект следует объединять пласты, характеризующиеся одним и тем же литологическим составом, и примерно одинаковой величиной пористости и проницаемости;
- В один объект следует включать пласты, содержащие нефть с близкими физико-химическими свойствами;
- Нефтяные пласты, объединяемые в один объект, должны характеризоваться близкими значениями пластового давления.

В рамках «Проекта разработки …» (2022г) эксплуатационные объекты выделены следующим образом:

- I объект – Т-II-А;
- II объект – Т-IV-А, Т-V;
- I объект (возвратный) – Ю-II (песчаник);
- II объект (возвратный) – Ю-IV-2;
- III объект (возвратный) – Ю-V;

На месторождении С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) нефтеносность установлена в разрезе юрских и триасовых отложений. На месторождении выделено 10 продуктивных юрских и триасовых горизонтов (Ю-I, Ю-II, Ю-IV, Ю-V, Т-I-А, Т-I-Б, Т-II-А, Т-III, Т-IV-А и Т-V). Все залежи по типу природного резервуара пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные, идентичны по строению и форме, в плане повторяют друг друга. Литологические отложения представлены переслаиванием алевролитов, песчаников, песков и глин. Границами нефтеносности для всех горизонтов являются контурные воды и тектонические нарушения.

Небольшие размеры залежей, в основном, выдержанность пластов-коллекторов, изученность фильтрационно-емкостных характеристик по данным комплекса ГИС и опробования горизонтов Ю-I, Ю-II (песчаник), Ю-IV-2, Ю-IV-4 пласт 1, Ю-V, Ю-V пласт 2, Ю-V-3, Т-II-А-1, Т-II-А-2, Т-III, Т-IV-А и Т-V позволили запасы нефти и газа в пределах установленных границ отнести к категории C_1. Запасы нефти и газа, подсчитанные по горизонтам Ю-IV, Ю-IV-4 пласт 2 оценены по категории C_2.

Выделение эксплуатационных объектов в данном проекте особо не меняется. Изменения касаются только горизонтов Ю-IV-4 (пласт 1) и Т-III, в связи с переводом их запасов в промышленную категорию, их предлагается включить в состав действующих объектов. При этом горизонт Ю-V-3 рекомендуется выделить в качестве самостоятельного основного эксплуатационного объекта. Без изменений остаются I и III возвратные объекты.

Таким образом, в рамках настоящего проекта на месторождении предлагается выделить три основных и три возвратных эксплуатационных объекта:

- I объект – Ю-V-3;
- II объект – Т-II-А и Т-III;
- III объект – Т-IV-А, Т-V;
- I объект (возвратный) – Ю-II (песчаник);
- II объект (возвратный) – Ю-IV-2 и Ю-IV-4 пласт 1;
- III объект (возвратный) – Ю-V.

Исходные геолого-физические характеристики по эксплуатационным объектам приведены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики по эксплуатационным объектам

Параметры	I объект	II объект	III объект	I возвр. объект	II возвр. объект	III возвр. объект
	Ю-V-3	Т-II-А, Т-III	Т-IV-А, Т-V	Ю-II (песч.)	Ю-IV-2, Ю-IV-4 пл. 1	Ю-V
Средняя глубина залегания, м	-2952,8	-3085,3	-3333,9	-2296,5	-2606,7	-2821,8
Площадь нефтеносности C_1/C_2, тыс.м^2	891/191	1048	3048/1136	1068/372	350/970,8	660/1191,2
Средняя общая толщина коллектора, м	47,8	34,3	30,11	16,5	32,5	15,2
Средняя нефтенасыщенная толщина C_1/C_2, м	6,4/20,6	12	19,7/6,1	2,8/2,1	3,4/3,1	2,2/5,3
Пористость, доли ед.	0,22	0,2	0,165	0,21	0,18	0,2
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.		0,78	0,745	0,78	0,71	0,75
Проницаемость по керну, *10^{-3} мкм^2	23,9	465,3	41,72	44,2	30,17*	8,33*
Проницаемость по ГДИС, *10^{-3} мкм^2		38,29	12,0**	289,95	58,1**	278,3**
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,59	0,44	0,45	0,79	0,2	0,4
Коэффициент расчлененности, доли ед.	7	5,5	5,7	4,5	4,5	3,3
Пластовая температура, ^oC	-	91,8	94,1	72	76,8*	84,5
Начальное пластовое давление, МПа	-	32,3	37,1	24,1	26,8*	31,3
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа*с	-	0,7	1,63	0,7	1,1*	0,75**
Плотность нефти в пласт. условиях, г/см^3	-	0,751	0,795	0,746	0,778*	0,719**
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см^3	0,878	0,899	0,895	0,865	0,876	0,878
Объемный коэффициент нефти, доли ед.		1,132	1,287	1,31	1,231*	1,425**
Содержание в нефти серы, %	-	1,5	1,65	0,7	1,4*	1,1**
Содержание в нефти парафина, %	-	2,5	1	0,3	1,2*	2,6**
Содержание смол силикагелевых, %	-	14,2	17,9	13,8	14,6*	-
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	26	27,05	22,3	23,9**	20,3**
Газосодержание нефти, м^3/т	154,1	143,5	128,8	147,3	149,5**	154,1**
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	1,1216*	1,1167*	-	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м^3	-	1,14	1,147*	1,142**	1,156**	1,165**
Средний коэффициент продуктивности, м^3/(сут*МПа)		14,95	-	59,75	0,4*	-
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т всего						
в т.ч. по категориям: C_1	670	1313	4399	352	100	136
C_2	90	-	527	236	252	588
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т всего						
в т.ч. по категориям: C_1	351	408	978	59	11	11
C_2	35	-	104	12	20	36

** - по аналогии с месторождением С.Нуржанов

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

С учетом анализа текущего состояния разработки, фактической реализации проектного документа, для регулирования и оптимизации разработки месторождения в настоящем проекте рассмотрены 2 варианта разработки.

1 вариант

Вариант предусматривает продолжение реализации проектных решений согласно утвержденному варианту «Анализа разработки …» 2024 года с корректировкой на текущее состояние. Предусматривается ввод из бурения одной добывающей горизонтальной скважины НСВ-14, ввод из освоения двух скважин (НСВ-12 и НСВ-13), ввод из консервации скважины НСВ-4, а также проведение ГРП на 3 скважинах (НСВ-2, НСВ-3 и НСВ-11). Кроме того, по 7 скважинам планируется проведение ГТМ по переводу между объектами.

Таблица 3.4.2.1 – Геолого-технические мероприятия по 1 варианту

№№ п/п	№ скв.	Объект	Год	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут
1	НСВ-12	I	2026	Ввод из освоения	80,0
2	НСВ-13	II	2026	Ввод из освоения	15,0
3	НСВ-14	III	2026	Бурение ГС	50,0
4	НСВ-4	III	2028	Ввод из консервации	17,0
5	НСВ-2	III	2029	ГРП	7,0
6	НСВ-3	III	2030	ГРП	7,0
7	НСВ-11	III	2031	ГРП	7,0
8	НСВ-5	III	2026	Перевод между объектами	12,0
9	НСВ-5	II	2045	Перевод между объектами	5,0
10	НСВ-11	I возвратный	2046	Перевод между объектами	17,0
11	НСВ-1	III	2048	Перевод между объектами	12,0
12	НСВ-4	III возвратный	2049	Перевод между объектами	5,0
13	НСВ-5	II возвратный	2050	Перевод между объектами	10,0
14	НСВ-10	II возвратный	2051	Перевод между объектами	7,0

2 вариант (рекомендуемый)

Второй вариант составлен на базе первого варианта. Дополнительно предусматривается бурение еще двух горизонтальных скважин НСВ-15 и НСВ-16 и одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) в скважине НСВ-2.

Таким образом, во втором варианте предусматривается ввод из бурения 3 добывающих горизонтальных скважин (НСВ-14, НСВ-15 и НСВ-16), внедрение одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) на скважине НСВ-2, ввод из освоения двух скважин (НСВ-12 и НСВ-13), ввод из консервации скважины НСВ-4, а также проведение ГРП на 3 скважинах (НСВ-2, НСВ-3 и НСВ-11). Кроме того, по 7 скважинам планируется проведение ГТМ по переводу между объектами

Таблица 3.4.2.2 – Геолого-технические мероприятия по 2 варианту

№№ п/п	№ скв.	Объект	Год	Мероприятие	Нач. дебит нефти, т/сут
1	НСВ-12	I	2026	Ввод из освоения	80,0
2	НСВ-13	II	2026	Ввод из освоения	15,0
3	НСВ-14	III	2026	Бурение ГС	50,0
4	НСВ-15	III	2027	Бурение ГС	45,0
5	НСВ-16	II	2030	Бурение ГС	23,0
6	НСВ-4	III	2028	Ввод из консервации	17,0
7	НСВ-2	I	2029	ОРЭ	35,0
8	НСВ-2	III	2029	ГРП	7,0
9	НСВ-3	III	2030	ГРП	7,0
10	НСВ-11	III	2031	ГРП	7,0
11	НСВ-5	III	2026	Перевод между объектами	12,0
12	НСВ-5	II	2045	Перевод между объектами	5,0
13	НСВ-11	I возвратный.	2046	Перевод между объектами	17,0
14	НСВ-1	III	2048	Перевод между объектами	12,0
15	НСВ-4	III возвратный.	2049	Перевод между объектами	5,0
16	НСВ-5	II возвратный.	2050	Перевод между объектами	10,0
17	НСВ-10	II возвратный.	2051	Перевод между объектами	7,0

3.4.3 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

В настоящем проекте при расчетах технологических показателей разработки, для проверки их результатов 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. Погрешности в оценках прогнозных технологических показателей разработки при статистическом подходе связаны, в основном, с недостаточностью информации, что ограничивает надежность известных детерминированных гидродинамических моделей пластовых систем.

Статистические методы 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. Месторождение С.Нуржанов (Северо-западное крыло) разрабатывается уже продолжительное время, имеется большой объем геолого-промысловых данных, наблюдается стабильный и продолжительный период разработки на I стадии, все вышеперечисленное позволяет качественно определить темпы снижения дебитов нефти и заложить их в прогноз.

Сама методология использования статистического подхода проста и предусматривает выведение экспоненциального уравнения по данным истории разработки и получение из него значение темпа падения. Полученное значение темпа падения затем используется для прогнозирования дебита, для этого вопспользуемя следующей формулой:

$$q=q_c*exp(T_П*(n+1)) \qquad (3.4.1)$$

где:

q – дебит нефти;

q_c – стартовый дебит нефти;

$T_П$ – темп падения;

n – единица измерения прогнозного периода (год, месяц).

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:

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S} \qquad (3.4.2)$$

где:

k – проницаемость, $*10^{-15}$м^2;

h – мощность интервала перфорации, м;

R_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор, доли ед.;

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

Средние значения проницаемости и других параметров взяты по результатам ГДИС 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.

Оптимальная депрессия для проектных скважин рассчитана по результатам проведения ГДИС и на основе фактических показателей эксплуатации соседних действующих добывающих скважин.

3.4.4 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:

$$K_1 = k_1^{'} \cdot k_1^{"}, \qquad (3.4.5)$$

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:

$$k_1^1 = 1 - \left(\frac{h_{H\min}}{h_{эф.внз}}\right)^2, \qquad (3.4.6)$$

$$\frac{h_{H\min}}{h_{эф.внз}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{A_2}{1 - A_2} \cdot \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \frac{\gamma_H}{\gamma_B}\right)}, \qquad (3.4.7)$$

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:

$$k_1^{"} = \exp\left(-W^2 \cdot S \cdot \frac{m_p}{d^2}\right), \qquad (3.4.8)$$

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:

$$k_B = k_1^{'} \cdot k_1^{''} \cdot k_2 = k_1 \cdot k_2, \qquad (3.4.9)$$

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.

Обоснование количества резервных скважин

Согласно методическим рекомендациям число резервных скважин в дополнениях к проекту разработки может составлять 10% от основного фонда скважин. В связи с этим в рамках настоящего дополнения предусматривается резервный фонд скважин в количестве 3 ед.: №№ НСВ-17, НСВ-18, НСВ-19.

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

Общие положения

В настоящем разделе приводится подробное описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части экономических расчетов месторождения для определения максимальных выгод для недропользователя и Республики Казахстан. Экономическая оценка проведена по одному варианту.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов, применительно к рассматриваемому варианту технико-экономических показателей.

Все расчеты проводились на основе плановых данных, предоставленных Заказчиком. В расчетах отражены доходная часть и расходная часть, которая включает в себя прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации настоящего проекта. Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах.

Доходная часть

Нормативы реализации УВ

Реализация сырой нефти предполагается на экспорт и на внутренний рынок согласно данным недропользователя, таблица 3.5.1.

Цены

В основу экономических показателей проекта заложены прогнозные цены на нефть, основываясь на базовых условиях проекта, как показано в таблице 3.5.1. С 2031г. цены реализации рассчитываются с учетом инфляции 2,5%.

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 отгрузка продукта реализации, оформление документов.

Таблица 3.5.1 – Цены

Наименование показателей	Ед.изм.	2026	2027	2028	2029	2030
Реализация по направлениям						
Нефть на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
Газ на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
Транспортные тарифы по направлениям						
Нефть на внутренний рынок	тг./тонн	12217	13045	12887	12895	12895
Цены по направлениям						
Нефть на внутренний рынок	тг./тонн	95247	97281	98067	99810	100971
Газ на внутренний рынок	тг/тыс.м3	2123,00	2123,00	2123,00	2123,00	2123,00

Расходная часть

Капитальные вложения

Капитальные вложения включают в себя затраты на реконструкцию, модернизацию, обновление объектов на месторождении, а также закуп основных средств.

Таблица 3.5.2 – Нормативы капитальных затрат

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Стоимость метра проходки бурения горизонтальных скважин	тыс.тг./м	551,267
ПИР на бурение	тыс.тг./скв	8 000,00
Обустройство скважины	тыс.тг./скв	102 400,00

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат. При оценке варианта разработки эксплуатационные затраты определены по элементам затрат. Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными технологическими и эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти.

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на приобретение материалов;

- затраты на хим. реагенты;

-услуги сторонних организаций производственного и не производственного характера;

- оплата труда и обучение персонала;

- амортизационные отчисления.

Услуги сторонних организаций производственного характера включают затраты на транспортные услуги, охрана объектов, охрана труда и ТБ, техобслуживание и содержание ОС.

Услуги сторонних организаций не производственного характера включены затраты на связь, страхование, медобслуживание работников, услуги по стирке спецодежды, затраты на спецпитание.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблицах 3.5.3. При расчете капитальных и

эксплуатационных затрат использовалась инфляция в 2027г.- 5% согласно макропрогнозу НК КМГ, с 2031г. инфляция составила 2,5%.

Сумма амортизационных отчислений исчисляется путем применения нормы амортизации, определяемой по усмотрению недропользователя, к сумме накопленных расходов по группе амортизируемых активов на конец налогового периода.

Амортизационные отчисления по каждой подгруппе, группе определяются путем применения норм амортизации, приведенных в таблице 3.5.4.

Таблица 3.5.3 – Технико-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тг/тн.н	10,76
Расходы на химреагенты	тг/тн.н	145,53
Расходы на материалы	тг/тн.н	636,42
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг/скв	445,82
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг/скв	119,14
Ремонт скважин	тыс.тг/скв	3,48
НИР	тыс.тг/скв	5409,84
Транспортные услуги	тыс.тг/скв	38435,83
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг/скв	20875,86
Охрана труда	тыс.тг/скв	3589,94
Охрана объектов	тыс.тг/скв	4398,17
Аренда	тыс.тг/скв	695,30
Страхование	тыс.тг/скв	1132,27
Расходы на экологические мероприятия	тыс.тг/скв	2004,52
Прочие услуги	тыс.тг/чел	702,55
Командировочные расходы	тыс.тг/скв	273,54
Почтовые услуги и связь	тыс.тг/скв	943,41
Услуги по хранению	тыс.тг/скв	2229,45
Потери нефти	%	0,007212
Услуги по информатизации	тыс.тг/скв	1135,08
Стоимость 1 скважино-операции по:		
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг	68250,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	41701,34
Ликвидация	тыс.тг	16363,35
Вывод из консервации	тыс.тг	29786,67
ОРЭ	тыс.тг	52077,88
Затраты на оплату труда ОПП	человек	
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1работника ОПП в месяц	тг	2 055 722,00
Пособия и выплаты, путевки	тыс.тг/чел	619,71
Затраты на обучение	%	1
Общие и Административные расходы	тыс.тг/скв	61740,91

Таблица 3.5.4 – Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода

№ группы	Наименование фиксированных активов	Предельная норма амортизации, %
I	Здания, сооружения, за исключением нефтяных, газовых скважин и передаточных устройств	10
II	Машины и оборудование, за исключением машин и оборудования нефтегазодобычи, а также компьютеров и оборудования для обработки информации	25

№ группы	Наименование фиксированных активов	Предельная норма амортизации, %
III	Компьютеры и оборудование для обработки информации	40
IV	Фиксированные активы, не включенные в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи	15

Налоги и прочие платежи в бюджет

Все выплаты и налоговые отчисления производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан. АО «Эмбамунайгаз» платит в течение всего проектного периода следующие виды налогов и сборов:

- Налог на добычу полезных ископаемых по шкале (таблица 3.5.5).

Налоговой базой для исчисления налога на добычу полезных ископаемых является стоимость объема добытой за налоговый период сырой нефти.

- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%.
- Социальный налог по ставке – 6%;
- Социальные отчисления – 5%;
- Налог на имущество по ставке 1,5%;
- Налог на сверхприбыль, согласно шкале (таблица 11.1.6).
- ОСМС – 3%;
- ВОСМС – 2%;
- Обязательные пенсионные отчисления работодателя –2026г – 3,5%, 2027г – 4,5%, 2028г. -5%.

Таблица 3.5.5 – Ставки налога на добычу

№ п/п	Объем годовой добычи	Ставка на внутренний рынок, в %
1.	До 250 000 тонн включительно	2,5
2.	До 500 000 тонн включительно	3,5
3.	До 1 000 000 тонн включительно	4
4.	До 2 000 000 тонн включительно	4,5
5.	До 3 000 000 тонн включительно	5
6.	До 4 000 000 тонн включительно	5,5
7.	До 5 000 000 тонн включительно	6
8.	До 7 000 000 тонн включительно	6,5
9.	До 10 000 000 тонн включительно	7,5
10.	Свыше 10 000 000 тонн	9

Таблица 3.5.6 – Ставки налога на сверхприбыль

№ уровня	**Шкала распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль, процент от суммы вычетов**	**Процент для расчета предельной суммы распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль**	**Ставка, %**

1	меньшее или равное 25 процентам	25	не устанавливается
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 350 НК	60

Интегральные показатели

Введены ставки дисконтирования в размере 10,85%, 15%, 20% для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС).

Предел экономической целесообразности основывается на периоде последнего положительного значения потока денежных средств. По достижении предела экономической целесообразности, дальнейший поток денежной наличности сводится к нулю.

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Согласно основным положениям вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей в 2 вариантах по выделенным объектам разработки и в сумме по месторождению.

В качестве рекомендуемого варианта предлагается к реализации 2 вариант разработки, в процессе реализации которого достигается максимально длительный период экономической рентабельности разработки и экономических показателей доходности.

При реализации рекомендуемого 2 варианта разработки экономически рентабельный период приходится на 2060г. За период разработки проектный уровень добычи нефти в целом по месторождению в количестве 70,6 тыс.т приходится на 2026г, темп отбора от НИЗ при этом составит 3,3%. Накопленная добыча нефти по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2060г) составит 2200,3 тыс.т. Проектный уровень добычи жидкости составит 74,2 тыс.т. К концу рентабельного периода обводненность продукции достигает 76,3%. Прогнозные технологические показатели разработки месторождения в целом согласно рекомендуемому варианту представлены в таблицах 4.1.1-4.1.2.

Прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов согласно рекомендуемому варианту представлены в таблицах 4.1.3-4.1.10.

Прогнозные технологические показатели разработки по объектам и месторождению по базовому I варианту представлены в табличных приложениях П.4.1.1-4.1.10.

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит 1 скважины, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2026	1	1	0	10	0	2	0	0	0	9	25,9	27,3
2027	1	1	0	11	0	0	0	0	0	10	27,2	29,3
2028	0	0	0	11	1	0	0	0	0	11	22,0	24,4
2029	0	0	0	11	0	0	0	0	0	11	23,7	27,1
2030	1	1	0	12	0	0	0	0	0	12	23,8	28,1
2031	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	22,2	27,1
2032	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	20,6	26,1
2033	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	19,5	25,8
2034	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	18,2	25,0
2035	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	17,1	24,4
2036	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	15,9	23,6
2037	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	14,9	23,0
2038	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	14,0	22,5
2039	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	13,2	22,0
2040	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	12,4	21,6
2041	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	11,8	21,3
2042	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	11,2	20,9
2043	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	10,6	20,7
2044	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	10,1	20,6
2045	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	9,9	20,5
2046	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	10,5	21,4
2047	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	10,0	21,5
2048	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	10,5	22,4
2049	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	10,2	22,4
2050	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	10,4	23,4
2051	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	10,5	24,6
2052	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	10,0	24,9
2053	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	9,6	25,5
2054	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	9,2	26,1
2055	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	8,8	26,7
2056	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	8,4	27,5
2057	0	0	0	12	0	0	0	0	0	12	8,0	28,2
2058	0	0	0	12	0	0	1	1	0	11	8,2	30,2
2059	0	0	0	12	0	0	0	0	0	11	7,9	31,0
2060	0	0	0	12	0	0	0	0	0	11	7,5	31,8

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

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м^3		Добыча газа из ГШ, млн.м^3		Общая добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная	год.	нак.	год.	нак.
2026	70,6	3,3	3,8	341,4	15,9	0,044	74,2	368,1	4,9	12,687	70,097	0,000	0,000	12,687	70,097
2027	87,4	4,1	4,9	428,8	20,0	0,056	94,0	462,0	7,0	15,545	85,642	0,000	0,000	15,545	85,642
2028	92,0	4,3	5,4	520,7	24,3	0,068	101,7	563,7	9,6	16,278	101,920	0,000	0,000	16,278	101,920
2029	90,3	4,2	5,6	611,1	28,5	0,080	103,2	666,9	12,5	14,816	116,736	0,000	0,000	14,816	116,736
2030	93,0	4,3	6,1	704,0	32,9	0,092	109,6	776,6	15,2	15,001	131,737	0,000	0,000	15,001	131,737
2031	92,5	4,3	6,4	796,5	37,2	0,104	112,8	889,4	18,0	12,861	144,598	0,000	0,000	12,861	144,598
2032	85,9	4,0	6,4	882,4	41,2	0,115	109,1	998,5	21,3	11,149	155,747	0,000	0,000	11,149	155,747
2033	81,2	3,8	6,4	963,6	45,0	0,125	107,2	1105,7	24,2	10,138	165,885	0,000	0,000	10,138	165,885
2034	75,8	3,5	6,4	1039,4	48,5	0,135	104,1	1209,8	27,2	8,997	174,882	0,000	0,000	8,997	174,882
2035	71,1	3,3	6,4	1110,6	51,8	0,145	101,5	1311,2	29,9	7,973	182,855	0,000	0,000	7,973	182,855
2036	66,4	3,1	6,4	1177,0	54,9	0,153	98,4	1409,7	32,5	7,033	189,888	0,000	0,000	7,033	189,888
2037	62,1	2,9	6,4	1239,0	57,8	0,161	95,8	1505,5	35,2	6,069	195,957	0,000	0,000	6,069	195,957
2038	58,3	2,7	6,4	1297,3	60,5	0,169	93,5	1599,0	37,7	5,445	201,402	0,000	0,000	5,445	201,402
2039	54,8	2,6	6,5	1352,1	63,1	0,176	91,5	1690,5	40,1	5,121	206,523	0,000	0,000	5,121	206,523
2040	51,9	2,4	6,6	1404,0	65,5	0,183	90,2	1780,7	42,4	4,788	211,311	0,000	0,000	4,788	211,311
2041	49,0	2,3	6,6	1453,0	67,8	0,189	88,5	1869,2	44,6	4,528	215,839	0,000	0,000	4,528	215,839
2042	46,5	2,2	6,7	1499,5	70,0	0,195	87,2	1956,4	46,7	4,297	220,136	0,000	0,000	4,297	220,136
2043	44,1	2,1	6,9	1543,6	72,0	0,201	86,0	2042,4	48,7	4,084	224,220	0,000	0,000	4,084	224,220
2044	42,3	2,0	7,1	1585,9	74,0	0,206	85,9	2128,3	50,8	3,920	228,140	0,000	0,000	3,920	228,140
2045	41,1	1,9	7,4	1627,0	75,9	0,212	85,2	2213,5	51,7	3,710	231,850	0,000	0,000	3,710	231,850
2046	43,8	2,0	8,5	1670,8	78,0	0,217	89,2	2302,7	50,9	4,302	236,152	0,000	0,000	4,302	236,152
2047	41,8	2,0	8,9	1712,6	79,9	0,223	89,6	2392,3	53,4	4,119	240,271	0,000	0,000	4,119	240,271
2048	43,8	2,0	10,2	1756,4	82,0	0,229	93,7	2485,9	53,2	4,371	244,642	0,000	0,000	4,371	244,642
2049	42,4	2,0	11,0	1798,7	83,9	0,234	93,4	2579,3	54,6	4,333	248,975	3,173	3,173	7,506	252,148
2050	43,3	2,0	12,6	1842,0	86,0	0,240	97,5	2676,8	55,6	4,644	253,619	2,931	6,104	7,575	259,723
2051	43,3	2,0	14,4	1885,3	88,0	0,245	101,1	2777,9	57,2	4,738	258,357	2,703	8,807	7,441	267,164
2052	41,9	2,0	16,3	1927,1	89,9	0,251	104,0	2881,9	59,7	4,590	262,947	2,500	11,307	7,090	274,254
2053	39,9	1,9	18,5	1967,1	91,8	0,256	106,0	2987,9	62,4	4,368	267,315	2,303	13,610	6,671	280,925
2054	38,2	1,8	21,7	2005,3	93,6	0,261	108,6	3096,5	64,8	4,171	271,486	2,126	15,736	6,297	287,221
2055	36,5	1,7	26,6	2041,8	95,3	0,266	111,3	3207,7	67,2	3,983	275,469	1,961	17,697	5,944	293,165
2056	35,1	1,6	34,7	2076,9	96,9	0,270	114,6	3322,3	69,4	3,816	279,285	1,813	19,510	5,629	298,794
2057	33,5	1,6	50,8	2110,4	98,5	0,275	117,4	3439,7	71,5	3,636	282,921	1,668	21,178	5,304	304,099
2058	31,2	1,5	96,3	2141,6	99,9	0,279	115,1	3554,8	72,9	3,344	286,265	0,000	21,178	3,344	307,443
2059	29,9	1,4	-	2171,5	101,3	0,283	118,1	3672,9	74,6	3,203	289,468	0,000	21,178	3,203	310,646
2060	28,8	1,3	-	2200,3	102,7	0,286	121,7	3794,6	76,3	3,076	292,544	0,000	21,178	3,076	313,722

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит 1 скважины, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2026	0	0	0	1	0	0	0	1	3,1	0	0	0	1	81,7	83,3
2027	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	67,2	73,9
2028	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	59,6	70,7
2029	0	0	0	2	0	1	0	0	6,2	0	0	0	2	48,9	60,6
2030	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	37,8	47,9
2031	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	33,8	46,2
2032	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	30,0	44,2
2033	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	26,6	42,3
2034	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	24,1	41,3
2035	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	21,4	39,6
2036	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	19,0	37,9
2037	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	17,3	37,4
2038	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	15,8	36,9
2039	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	14,5	36,4
2040	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	13,2	35,9
2041	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	12,1	35,4
2042	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	11,1	35,0
2043	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	10,1	34,5
2044	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	9,6	35,3
2045	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	9,0	36,1
2046	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	8,6	36,8
2047	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	8,1	37,7
2048	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	7,7	38,5
2049	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	7,3	39,3
2050	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	6,9	40,2
2051	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	6,5	41,1
2052	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	6,2	42,0
2053	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	5,8	42,9
2054	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	5,5	43,8
2055	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	5,2	44,8
2056	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	4,9	45,8
2057	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	4,7	46,8
2058	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	4,4	47,8
2059	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	4,2	48,9
2060	0	0	0	2	0	0	0	0	6,2	0	0	0	2	4,0	50,0

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

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2026	14,3	4,3	4,3	14,3	4,3	0,023	14,6	14,6	2,0	2,499	2,499
2027	23,3	7,0	7,3	37,6	11,3	0,059	25,6	40,2	9,0	4,079	6,578
2028	20,7	6,2	7,0	58,3	17,6	0,092	24,6	64,8	15,6	3,628	10,206
2029	21,2	6,4	7,8	79,5	24,0	0,126	26,3	91,1	19,3	3,716	13,922
2030	26,2	7,9	10,4	105,8	31,9	0,167	33,2	124,3	21,0	4,590	18,512
2031	23,5	7,1	10,4	129,2	38,9	0,204	32,0	156,3	26,7	4,017	22,529
2032	20,9	6,3	10,3	150,1	45,2	0,237	30,7	187,0	32,1	3,419	25,948
2033	18,5	5,6	10,2	168,6	50,8	0,266	29,4	216,4	37,1	2,876	28,824
2034	16,7	5,0	10,2	185,3	55,8	0,293	28,6	245,0	41,6	2,495	31,319
2035	14,8	4,5	10,1	200,1	60,3	0,316	27,4	272,4	45,9	2,003	33,322
2036	13,2	4,0	10,0	213,3	64,3	0,337	26,3	298,8	49,9	1,662	34,984
2037	12,0	3,6	10,1	225,3	67,9	0,356	25,9	324,7	53,6	1,515	36,499
2038	11,0	3,3	10,3	236,3	71,2	0,373	25,6	350,3	57,0	1,319	37,818
2039	10,0	3,0	10,5	246,4	74,2	0,389	25,2	375,5	60,2	1,205	39,023
2040	9,2	2,8	10,8	255,6	77,0	0,404	25,0	400,5	63,2	1,031	40,054
2041	8,4	2,5	11,0	264,0	79,5	0,417	24,6	425,1	65,9	0,939	40,993
2042	7,7	2,3	11,3	271,6	81,8	0,429	24,3	449,4	68,4	0,859	41,852
2043	7,0	2,1	11,6	278,6	83,9	0,440	23,9	473,3	70,7	0,785	42,637
2044	6,6	2,0	12,5	285,3	85,9	0,451	24,5	497,8	72,9	0,745	43,382
2045	6,3	1,9	13,4	291,6	87,8	0,461	25,0	522,8	74,9	0,703	44,085
2046	5,9	1,8	14,7	297,5	89,6	0,470	25,5	548,4	76,8	0,665	44,750
2047	5,6	1,7	16,3	303,1	91,3	0,479	26,1	574,5	78,5	0,629	45,379
2048	5,3	1,6	18,5	308,5	92,9	0,487	26,8	601,2	80,1	0,597	45,976
2049	5,0	1,5	21,4	313,5	94,4	0,495	27,3	628,5	81,5	0,564	46,540
2050	4,8	1,4	25,7	318,3	95,9	0,503	27,9	656,4	82,9	0,534	47,074
2051	4,5	1,4	32,8	322,8	97,2	0,510	28,5	684,9	84,2	0,505	47,579
2052	4,3	1,3	46,3	327,0	98,5	0,517	29,2	714,1	85,3	0,479	48,058
2053	4,0	1,2	81,5	331,1	99,7	0,523	29,8	743,8	86,4	0,452	48,510
2054	3,8	1,2	-	334,9	100,9	0,529	30,4	774,2	87,4	0,428	48,938
2055	3,6	1,1	-	338,5	102,0	0,535	31,1	805,3	88,4	0,405	49,343
2056	3,4	1,0	-	342,0	103,0	0,540	31,9	837,2	89,2	0,385	49,728
2057	3,2	1,0	-	345,2	104,0	0,545	32,5	869,7	90,0	0,363	50,091
2058	3,1	0,9	-	348,3	104,9	0,550	33,2	902,8	90,8	0,343	50,434
2059	2,9	0,9	-	351,2	105,8	0,555	33,9	936,7	91,4	0,325	50,759
2060	2,8	0,8	-	353,9	106,6	0,559	34,8	971,5	92,1	0,309	51,068

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит 1 скважины, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2026	0	0	0	6	0	0	0	1	15,4	1	1	0	3	20,4	22,2
2027	0	0	0	6	0	0	0	0	15,4	0	0	0	3	15,3	16,6
2028	0	0	0	6	0	0	0	0	15,4	0	0	0	3	13,6	15,2
2029	0	0	0	6	0	0	0	0	15,4	0	0	0	3	12,1	13,9
2030	1	1	0	7	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	11,6	13,3
2031	0	0	0	7	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	12,1	13,7
2032	0	0	0	7	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	11,1	12,9
2033	0	0	0	7	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	10,1	12,1
2034	0	0	0	7	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	9,3	11,4
2035	0	0	0	7	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	8,5	10,7
2036	0	0	0	7	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	7,9	10,1
2037	0	0	0	7	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	7,2	9,6
2038	0	0	0	7	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	6,7	9,1
2039	0	0	0	7	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	6,2	8,6
2040	0	0	0	7	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	5,7	8,2
2041	0	0	0	7	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	5,3	7,8
2042	0	0	0	7	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	4,9	7,4
2043	0	0	0	7	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	4,6	7,1
2044	0	0	0	7	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	4,3	6,9
2045	0	0	0	8	1	0	0	0	18,5	0	0	0	5	4,2	6,3
2046	0	0	0	8	0	0	0	0	18,5	0	0	0	5	3,9	6,0
2047	0	0	0	8	0	0	0	0	18,5	0	0	0	5	3,6	5,7
2048	0	0	0	8	0	0	0	0	18,5	1	1	0	4	3,7	6,1
2049	0	0	0	8	0	0	0	0	18,5	0	0	0	4	3,4	5,8
2050	0	0	0	8	0	0	0	0	18,5	1	1	0	3	3,4	6,5
2051	0	0	0	8	0	0	0	0	18,5	1	1	0	2	4,5	8,9
2052	0	0	0	8	0	0	0	0	18,5	0	0	0	2	4,3	8,7
2053	0	0	0	8	0	0	0	0	18,5	0	0	0	2	4,0	8,4
2054	0	0	0	8	0	0	0	0	18,5	0	0	0	2	3,8	8,1
2055	0	0	0	8	0	0	0	0	18,5	0	0	0	2	3,6	7,9
2056	0	0	0	8	0	0	0	0	18,5	0	0	0	2	3,4	7,7
2057	0	0	0	8	0	0	0	0	18,5	0	0	0	2	3,2	7,4
2058	0	0	0	8	0	0	0	0	18,5	0	0	0	2	3,0	7,2
2059	0	0	0	8	0	0	0	0	18,5	0	0	0	2	2,8	7,0
2060	0	0	0	8	0	0	0	0	18,5	0	0	0	2	2,6	6,8

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

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2026	17,7	4,0	7,2	214,5	48,4	0,136	19,2	235,6	8,0	3,541	48,668
2027	15,9	3,6	6,9	230,4	51,9	0,146	17,3	252,9	8,1	3,178	51,846
2028	14,2	3,2	6,7	244,6	55,1	0,155	15,8	268,8	10,3	2,837	54,683
2029	12,6	2,8	6,3	257,2	58,0	0,163	14,4	283,2	12,5	1,387	56,070
2030	13,1	2,9	7,0	270,3	60,9	0,171	15,0	298,2	12,9	1,176	57,246
2031	16,8	3,8	9,7	287,1	64,7	0,182	19,0	317,2	11,8	1,008	58,254
2032	15,4	3,5	9,8	302,5	68,2	0,191	17,9	335,1	14,0	0,539	58,793
2033	14,1	3,2	10,0	316,5	71,3	0,200	16,8	351,9	16,1	0,492	59,285
2034	12,9	2,9	10,1	329,4	74,3	0,209	15,8	367,6	18,3	0,451	59,736
2035	11,8	2,7	10,4	341,3	76,9	0,216	14,9	382,5	20,4	0,415	60,151
2036	10,9	2,5	10,7	352,2	79,4	0,223	14,1	396,6	22,4	0,382	60,533
2037	10,0	2,3	11,0	362,2	81,6	0,229	13,3	409,9	24,5	0,351	60,884
2038	9,3	2,1	11,4	371,5	83,7	0,235	12,6	422,5	26,5	0,324	61,208
2039	8,5	1,9	11,8	380,0	85,7	0,241	11,9	434,4	28,4	0,299	61,507
2040	7,9	1,8	12,4	387,9	87,4	0,246	11,4	445,8	30,3	0,277	61,784
2041	7,3	1,6	13,1	395,3	89,1	0,250	10,8	456,5	32,2	0,256	62,040
2042	6,8	1,5	14,0	402,0	90,6	0,254	10,3	466,8	34,1	0,237	62,277
2043	6,4	1,4	15,3	408,4	92,0	0,258	9,9	476,7	35,9	0,222	62,499
2044	6,0	1,3	16,9	414,3	93,4	0,262	9,6	486,3	37,7	0,209	62,708
2045	7,3	1,6	25,0	421,7	95,0	0,267	11,0	497,3	33,2	0,256	62,964
2046	6,7	1,5	30,5	428,4	96,6	0,271	10,4	507,7	35,6	0,235	63,199
2047	6,2	1,4	40,4	434,5	97,9	0,275	9,9	517,6	37,8	0,216	63,415
2048	5,1	1,2	56,1	439,7	99,1	0,278	8,4	526,1	39,4	0,179	63,594
2049	4,7	1,1	-	444,4	100,2	0,281	8,0	534,1	41,6	0,164	63,758
2050	3,5	0,8	-	447,9	101,0	0,283	6,8	540,9	47,6	0,124	63,882
2051	3,1	0,7	-	451,1	101,7	0,285	6,2	547,0	49,1	0,110	63,992
2052	3,0	0,7	-	454,0	102,3	0,287	6,0	553,0	50,6	0,104	64,096
2053	2,8	0,6	-	456,8	103,0	0,289	5,8	558,9	52,0	0,098	64,194
2054	2,6	0,6	-	459,5	103,6	0,291	5,7	564,5	53,4	0,092	64,286
2055	2,5	0,6	-	461,9	104,1	0,292	5,5	570,0	54,8	0,087	64,373
2056	2,3	0,5	-	464,3	104,6	0,294	5,3	575,3	56,2	0,082	64,455
2057	2,2	0,5	-	466,5	105,1	0,295	5,2	580,5	57,5	0,077	64,532
2058	2,1	0,5	-	468,5	105,6	0,297	5,0	585,5	58,7	0,072	64,604
2059	1,9	0,4	-	470,5	106,0	0,298	4,9	590,4	59,9	0,068	64,672
2060	1,8	0,4	-	472,3	106,5	0,299	4,7	595,1	61,1	0,064	64,736

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

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит 1 скважины, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2026	1	1	0	6	1	0	0	0	16,7	0	0	0	5	29,0	30,4
2027	1	1	0	7	0	0	0	0	20,0	0	0	0	6	26,5	28,0
2028	0	0	0	8	0	0	1	0	20,0	0	0	0	7	23,4	25,2
2029	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	23,3	25,7
2030	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	22,1	25,3
2031	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	21,5	25,5
2032	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	20,4	24,8
2033	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	20,1	25,2
2034	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	19,0	24,6
2035	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	18,3	24,4
2036	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	17,4	23,8
2037	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	16,5	23,3
2038	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	15,7	22,8
2039	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	14,9	22,4
2040	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	14,3	22,1
2041	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	13,7	21,9
2042	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	13,2	21,7
2043	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	12,7	21,5
2044	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	7	12,2	21,3
2045	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	1	1	0	6	13,2	23,7
2046	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	1	1	0	5	14,5	26,8
2047	0	0	0	8	0	0	0	0	20,0	0	0	0	5	14,0	26,7
2048	0	0	0	9	1	0	0	0	20,0	0	0	0	6	13,4	24,3
2049	0	0	0	9	0	0	0	0	20,0	1	1	0	5	14,8	27,6
2050	0	0	0	9	0	0	0	0	20,0	0	0	0	5	14,4	27,7
2051	0	0	0	9	0	0	0	0	20,0	0	0	0	5	13,9	27,7
2052	0	0	0	9	0	0	0	0	20,0	0	0	0	5	13,5	27,8
2053	0	0	0	9	0	0	0	0	20,0	0	0	0	5	13,1	27,8
2054	0	0	0	9	0	0	0	0	20,0	0	0	0	5	12,7	27,9
2055	0	0	0	9	0	0	0	0	20,0	0	0	0	5	12,3	28,0
2056	0	0	0	9	0	0	0	0	20,0	0	0	0	5	11,9	28,0
2057	0	0	0	9	0	0	0	0	20,0	0	0	0	5	11,6	28,1
2058	0	0	0	9	0	0	0	0	20,0	0	0	0	5	11,2	28,2
2059	0	0	0	9	0	0	0	0	20,0	0	0	0	5	10,9	28,2
2060	0	0	0	9	0	0	0	0	20,0	0	0	0	5	10,6	28,3

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

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2026	38,6	3,1	3,3	112,5	9,0	0,024	40,4	117,7	4,4	6,647	18,903
2027	48,2	3,9	4,2	160,7	12,9	0,034	51,1	168,8	5,6	8,288	27,191
2028	57,1	4,6	5,3	217,7	17,5	0,046	61,3	230,1	6,9	9,813	37,004
2029	56,5	4,5	5,5	274,2	22,0	0,058	62,5	292,6	9,6	9,713	46,717
2030	53,7	4,3	5,5	327,9	26,3	0,069	61,4	354,0	12,6	9,235	55,952
2031	52,2	4,2	5,7	380,1	30,5	0,080	61,8	415,8	15,4	7,836	63,788
2032	49,6	4,0	5,7	429,7	34,5	0,091	60,4	476,2	17,9	7,191	70,979
2033	48,7	3,9	6,0	478,4	38,4	0,101	61,1	537,3	20,3	6,770	77,749
2034	46,2	3,7	6,0	524,6	42,1	0,111	59,7	597,0	22,6	6,051	83,800
2035	44,4	3,6	6,2	569,0	45,6	0,120	59,2	656,2	24,9	5,555	89,355
2036	42,3	3,4	6,2	611,3	49,0	0,129	58,0	714,2	27,1	4,989	94,344
2037	40,0	3,2	6,3	651,4	52,2	0,138	56,6	770,8	29,3	4,203	98,547
2038	38,0	3,0	6,4	689,4	55,3	0,146	55,4	826,1	31,3	3,802	102,349
2039	36,2	2,9	6,5	725,5	58,2	0,154	54,3	880,4	33,4	3,617	105,966
2040	34,8	2,8	6,7	760,4	61,0	0,161	53,8	934,3	35,4	3,480	109,446
2041	33,3	2,7	6,8	793,7	63,7	0,168	53,1	987,4	37,3	3,333	112,779
2042	32,0	2,6	7,1	825,7	66,2	0,175	52,6	1040,0	39,2	3,201	115,980
2043	30,8	2,5	7,3	856,5	68,7	0,181	52,1	1092,2	41,0	3,077	119,057
2044	29,7	2,4	7,6	886,1	71,1	0,188	51,8	1144,0	42,8	2,966	122,023
2045	27,5	2,2	7,6	913,6	73,3	0,193	49,2	1193,2	44,1	2,751	124,774
2046	25,1	2,0	7,5	938,7	75,3	0,199	46,5	1239,7	46,1	2,506	127,280
2047	24,2	1,9	7,9	962,9	77,2	0,204	46,4	1286,1	47,7	2,424	129,704
2048	27,9	2,2	9,8	990,8	79,5	0,210	50,7	1336,8	45,0	2,786	132,490
2049	25,7	2,1	10,0	1016,5	81,5	0,215	47,9	1384,6	46,3	2,572	135,062
2050	24,9	2,0	10,8	1041,4	83,5	0,221	48,0	1432,6	48,0	2,494	137,556
2051	24,2	1,9	11,8	1065,6	85,5	0,226	48,0	1480,6	49,7	2,418	139,974
2052	23,5	1,9	13,0	1089,1	87,4	0,231	48,3	1528,9	51,3	2,351	142,325
2053	22,7	1,8	14,4	1111,9	89,2	0,235	48,2	1577,1	52,9	2,273	144,598
2054	22,0	1,8	16,3	1133,9	90,9	0,240	48,4	1625,5	54,4	2,204	146,802
2055	21,4	1,7	18,9	1155,3	92,7	0,245	48,5	1674,0	55,9	2,137	148,939
2056	20,8	1,7	22,7	1176,1	94,3	0,249	48,7	1722,7	57,4	2,077	151,016
2057	20,1	1,6	28,4	1196,1	95,9	0,253	48,7	1771,4	58,8	2,008	153,024
2058	19,5	1,6	38,4	1215,6	97,5	0,257	48,8	1820,2	60,1	1,947	154,971
2059	18,9	1,5	60,4	1234,5	99,0	0,261	49,0	1869,1	61,4	1,888	156,859
2060	18,4	1,5	-	1252,9	100,5	0,265	49,2	1918,4	62,7	1,835	158,694

Таблица 4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин I возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит 1 скважины, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2046	0	0	0	1	1	0	0	0	2,3	0	0	0	1	17,5	19,5
2047	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	16,6	20,8
2048	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	15,8	22,3
2049	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	15,0	23,9
2050	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	14,2	25,5
2051	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	13,5	27,3
2052	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	12,8	29,3
2053	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	12,2	31,3
2054	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	11,6	33,5
2055	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	11,0	35,9
2056	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	10,4	38,4
2057	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	9,9	41,1
2058	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	9,4	44,0
2059	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	8,9	47,1
2060	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	8,5	50,4

Таблица 4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки I возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2046	6,1	9,4	9,4	6,1	9,4	0,017	6,7	6,7	9,9	0,896	0,896
2047	5,8	8,9	9,9	11,9	18,4	0,034	7,2	14,0	20,1	0,850	1,746
2048	5,5	8,5	10,4	17,3	26,9	0,049	7,8	21,7	29,1	0,809	2,555
2049	5,2	8,1	11,0	22,6	34,9	0,064	8,3	30,0	37,1	0,766	3,321
2050	4,9	7,7	11,8	27,5	42,6	0,078	8,9	38,9	44,3	0,727	4,048
2051	4,7	7,3	12,7	32,2	49,9	0,091	9,5	48,3	50,6	0,690	4,738
2052	4,5	6,9	13,8	36,6	56,8	0,104	10,2	58,5	56,1	0,657	5,395
2053	4,2	6,5	15,1	40,9	63,3	0,116	10,9	69,4	61,1	0,622	6,017
2054	4,0	6,2	16,9	44,9	69,5	0,127	11,6	81,0	65,5	0,591	6,608
2055	3,8	5,9	19,4	48,7	75,4	0,138	12,4	93,4	69,4	0,561	7,169
2056	3,6	5,6	22,9	52,3	81,1	0,149	13,4	106,8	72,9	0,534	7,703
2057	3,4	5,3	28,1	55,7	86,4	0,158	14,3	121,0	75,9	0,505	8,208
2058	3,3	5,0	37,0	59,0	91,4	0,168	15,2	136,3	78,7	0,479	8,687
2059	3,1	4,8	55,8	62,1	96,2	0,176	16,3	152,6	81,1	0,455	9,142
2060	2,9	4,6	-	65,0	100,8	0,185	17,5	170,1	83,2	0,433	9,575

Таблица 4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин II возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит 1 скважины, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2050	0	0	0	2	1	0	0	0	2,6	0	0	0	1	10,0	11,0
2051	0	0	0	3	1	0	0	0	5,2	0	0	0	2	8,3	10,1
2052	0	0	0	3	0	0	0	0	5,2	0	0	0	2	7,6	10,8
2053	0	0	0	3	0	0	0	0	5,2	0	0	0	2	7,0	11,8
2054	0	0	0	3	0	0	0	0	5,2	0	0	0	2	6,5	12,9
2055	0	0	0	3	0	0	0	0	5,2	0	0	0	2	6,1	14,1
2056	0	0	0	3	0	0	0	0	5,2	0	0	0	2	5,6	15,5
2057	0	0	0	3	0	0	0	0	5,2	0	0	0	2	5,2	16,9
2058	0	0	0	3	0	0	0	0	5,2	0	0	0	2	4,9	18,5
2059	0	0	0	3	0	0	0	0	5,2	0	0	0	2	4,5	20,3
2060	0	0	0	3	0	0	0	0	5,2	0	0	0	2	4,2	22,2

Таблица 4.1.12 - Характеристика основных показателей разработки II возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2050	3,5	7,8	7,9	3,6	8,1	0,014	3,8	3,9	9,1	0,518	0,545
2051	5,3	11,9	13,0	8,8	20,0	0,034	6,4	10,3	17,8	0,787	1,332
2052	5,3	11,9	14,9	14,1	31,9	0,055	7,5	17,9	29,8	0,788	2,120
2053	4,9	11,0	16,2	19,0	43,0	0,074	8,2	26,0	40,4	0,729	2,849
2054	4,5	10,2	18,0	23,5	53,2	0,091	9,0	35,0	49,5	0,677	3,526
2055	4,2	9,5	20,3	27,7	62,7	0,108	9,8	44,8	57,1	0,628	4,154
2056	3,9	8,9	23,8	31,6	71,6	0,123	10,7	55,5	63,6	0,585	4,739
2057	3,6	8,2	28,9	35,2	79,8	0,137	11,7	67,3	69,1	0,542	5,281
2058	3,4	7,6	37,7	38,6	87,4	0,150	12,8	80,1	73,8	0,503	5,784
2059	3,1	7,1	56,1	41,7	94,5	0,162	14,0	94,2	77,8	0,467	6,251
2060	2,9	6,6	-	44,6	101,1	0,174	15,4	109,6	81,1	0,435	6,686

Таблица 4.1.13 - Характеристика основного фонда скважин III возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит 1 скважины, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2049	0	0	0	1	1	0	0	0	2,8	0	0	0	1	5,0	5,7
2050	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	4,6	6,4
2051	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	4,3	7,2
2052	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	3,9	8,1
2053	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	3,6	9,1
2054	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	3,4	10,3
2055	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	3,1	11,6
2056	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	2,9	13,1
2057	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	2,6	14,7

Таблица 4.1.14 - Характеристика основных показателей разработки III возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м^3		Добыча газа из ГШ, млн.м^3		Общая добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная	год.	нак.	год.	нак.
2049	1,7	15,0	15,2	1,9	16,2	0,013	2,0	2,0	11,5	0,267	0,267	3,173	3,173	3,440	3,440
2050	1,6	13,9	16,5	3,5	30,1	0,025	2,2	4,2	27,5	0,247	0,514	2,931	6,104	3,178	6,618
2051	1,5	12,8	18,3	4,9	42,8	0,035	2,5	6,7	40,7	0,228	0,742	2,703	8,807	2,931	9,549
2052	1,4	11,8	20,7	6,3	54,7	0,045	2,8	9,5	51,4	0,211	0,953	2,500	11,307	2,711	12,260
2053	1,3	10,9	24,0	7,6	65,6	0,054	3,2	12,6	60,2	0,194	1,147	2,303	13,610	2,497	14,757
2054	1,2	10,1	29,2	8,7	75,6	0,062	3,6	16,2	67,4	0,179	1,326	2,126	15,736	2,305	17,062
2055	1,1	9,3	38,1	9,8	84,9	0,070	4,0	20,2	73,3	0,165	1,491	1,961	17,697	2,126	19,188
2056	1,0	8,6	56,8	10,8	93,5	0,077	4,5	24,8	78,2	0,153	1,644	1,813	19,510	1,966	21,154
2057	0,9	7,9	-	11,7	101,4	0,084	5,1	29,9	82,1	0,141	1,785	1,668	21,178	1,809	22,963

4.1.15 - Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам

Наименование	Объекты					
	I	II	III	I возвратный	II возвратный	III возвратный
Проектный уровень добычи нефти, тыс. т/год	26,2	17,7	57,1	6,1	5,3	1,7
Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	7,9	4,0	4,6	9,4	11,9	15,0
Год выхода на проектный уровень	2030	2026	2028	2026	2051-2052	2049
Продолжительность проектного уровня, годы	1	1	1	1	2	1
Проектный уровень добычи жидкости, тыс. т/год	33,2	19,2	61,3	6,7	6,4-7,5	2,0
Проектный уровень закачки воды (раб. агентов), тыс. $м^3$/год	-	-	-	-	-	-
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	2	8	9	1	3	1
в том числе: добывающих	2	8	9	1	3	1
нагнетательных	-	-		-	-	-
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	0	1	0	0	0	0
в том числе: добывающих	0	1	0	0	0	0
нагнетательных	-	-	-	-	-	-
Фонд резервных скважин, шт.	0	1	2	0	0	0
Накопленная добыча за проектный период, тыс. т:						
нефти	353,9	275,5	1179,0	65,0	44,5	11,6
жидкости	971,5	378,7	1841,0	170,1	109,5	29,9
Накопленная добыча с начала разработки, тыс. т:						
нефти	353,9	472,3	1252,9	65,0	44,6	11,7
жидкости	971,5	595,1	1918,4	170,1	109,6	29,9
Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,559	0,299	0,265	0,185	0,074	0,084
Средняя обводненность к концу разработки, %	92,1	61,1	62,7	83,2	81,1	82,1

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 4.1.14 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам.

Таблица 4.1.16 - Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам

№ № п/п	Параметры	Объекты				
		I	II	I возвратный	II возвратный	III возвратный
1	Плотность сетки скважин, га/скв	28,4 на начало разбуривания	-	-	-	-
		15,0 на конец разбуривания	16,0 на конец разбуривания	106,8 на конец разбуривания	35,0 на конец разбуривания	66,0 на конец разбуривания
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	-	-	-	-	-
3	Коэффициент компенсации отборов, %	+/-10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, указанных в таблицах раздела 4.1				
4	Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения	Рпл>Рнас; Рзаб≥Рнас				
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	ΔР=Рпл-Рзаб				
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, $м^3/т$	303	380	330	280	1984*
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т.	+/-10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1				
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.$м^3$	+/-10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1				
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1				

* - отношение общей добычи газа к добыче нефти

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 варианта 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 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.

Ниже приведены развернутые таблицы экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту в таблицах 4.2.1-4.2.5, по альтернативному варианту в Т.П.4.2.1 - Т.П.4.2.5

Таблица 4.2.1 – Расчет капитальных вложений в целом по месторождению

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)														
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	**7 179 697**	2539134	2421714	0	0	2218848	0	0	0	0	0	0	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	**24 000**	8000	8000	0	0	8000	0	0	0	0	0	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	**7 203 697**	**2547134**	**2429714**	**0**	**0**	**2226848**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Итого с инфляцией	тыс.тг.	**7 543 810**	2547134	2502606	0	0	2494070	0	0	0	0	0	0	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО														
Обустройство промысла														
Обустройство скважины	тыс.тг.	**307 200**	102400	102400	0	0	102400	0	0	0	0	0	0	0
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	**300 000**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Модернизация	тыс.тг.	**22 111**	8 423	3 500	3 464	3 396	3 328	0	0	0	0	0	0	0
Прочие затраты не входящие в СМР	тыс.тг.	**48 536**	6 140	11 126	10 662	10 417	10 192	0	0	0	0	0	0	0
ПИР по строительству	тыс.тг.	**3 099**	3 099	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Закуп основных средств	тыс.тг.	**664 086**	60 591	62 643	64 497	66 385	68 328	0	68 328	0	68 328	0	68 328	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	**1 345 032**	**180653**	**179669**	**78623**	**80197**	**184249**	**0**	**68328**	**0**	**68328**	**0**	**68328**	**0**
Итого с инфляцией	тыс.тг.	1 669 752	180653	185059	83340	87415	206359	0	80628	0	84727	0	88827	0
ВСЕГО	тыс.тг.	**8 548 729**	**2727787**	**2609383**	**78623**	**80197**	**2411097**	**0**	**68328**	**0**	**68328**	**0**	**68328**	**0**
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	**9 213 562**	**2727787**	**2687664**	**83340**	**87415**	**2700429**	**0**	**80628**	**0**	**84727**	**0**	**88827**	**0**

Продолжение таблицы 4.2.1

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Итого с инфляцией	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																
Обустройство промысла																
Обустройство скважины	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	0	0	0	0	50 000	0	50 000	0	50 000	0	50 000	0	50 000	0	50 000
Модернизация	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие затраты не входящие в СМР	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПИР по строительству	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Закуп основных средств	тыс.тг.	68 328	0	68 328	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	**68328**	**0**	**68328**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**
Итого с инфляцией	тыс.тг.	92243	0	96001	0	73250	0	76250	0	79250	0	82250	0	85250	0	88250
ВСЕГО	тыс.тг.	**68328**	**0**	**68328**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	**92243**	**0**	**96001**	**0**	**73250**	**0**	**76250**	**0**	**79250**	**0**	**82250**	**0**	**85250**	**0**	**88250**

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность

	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
НДС (с выручки)	тыс.тг.	**40 614 113**	1 072 271	1 354 831	1 437 382	1 436 233	1 495 833	1 524 563	1 450 255	1 406 216	1 345 080	1 293 243	1 237 401
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**6 128 869**	68 837	87 505	105 224	110 485	126 555	129 719	132 962	136 286	139 693	143 186	146 765
Налог на имущество	тыс.тг.	**887 476**	34 577	63 914	71 992	62 282	70 712	77 320	66 236	56 815	48 833	42 048	36 307
Прочие налоги	тыс.тг.	**480 637**	10 637	13 485	14 824	15 314	16 507	16 840	16 145	15 750	15 187	14 718	14 209
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**3 164 261**	43 310	53 003	61 107	66 438	76 235	78 107	75 578	76 602	77 184	77 825	78 873
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	**3 085,32**	116,72	143,02	149,76	136,31	138,01	121,28	107,77	100,45	91,37	82,99	75,04
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**14 368 901**	634 723	816 714	863 712	845 664	790 460	817 275	785 384	746 164	685 679	634 211	571 654
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**4 612 341**	416 072	567 256	594 022	544 598	367 604	400 023	397 843	352 254	284 732	234 191	168 507

	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
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**-10 968 542**	**136 002**	**247 189**	**273 649**	**208 683**	**-47 621**	**-5 158**	**24 001**	**-22 244**	**-93 681**	**-146 981**	**-221 010**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	**19 558 037**	781 871	844 407	461 182	485 335	968 689	524 745	505 712	493 106	504 159	487 750	501 880
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	**-22 091 440**	-290 400	-510 424	-976 200	-950 899	-527 144	-999 818	-944 543	-913 110	-840 922	-805 493	-735 521
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**30 680 934**	**1 208 273**	**1 602 020**	**1 711 031**	**1 644 917**	**1 448 212**	**1 519 405**	**1 474 256**	**1 383 972**	**1 251 400**	**1 146 261**	**1 016 391**

Продолжение таблицы 4.2.2

	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
НДС (с выручки)	тыс.тг.	1 185 872	1 140 537	1 098 562	1 067 924	1 033 360	1 003 713	977 193	959 715	956 375	1 044 450	1 022 043	1 097 723
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	150 434	154 195	158 050	162 001	166 051	170 203	174 458	178 819	183 290	187 872	192 569	197 383
Налог на имущество	тыс.тг.	31 427	27 301	23 794	20 837	18 323	16 042	14 103	12 473	11 088	9 930	8 946	8 128
Прочие налоги	тыс.тг.	13 745	13 343	12 974	12 720	12 428	12 186	11 976	11 858	11 883	12 818	12 655	13 470
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	79 468	80 553	81 619	82 985	84 515	85 735	87 210	88 924	92 922	95 162	94 347	99 415
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	66,37	61,03	58,83	56,39	54,65	53,16	51,80	50,95	49,43	58,76	57,66	62,71
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	516 803	462 141	411 737	385 974	356 520	315 029	275 951	242 900	210 505	288 003	266 969	311 258
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	119 496	79 324	42 341	26 595	16 798	684	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**-274 432**	**-323 619**	**-367 987**	**-376 755**	**-378 670**	**-403 781**	**-413 444**	**-424 689**	**-446 637**	**-450 606**	**-446 500**	**-468 006**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	483 952	499 676	484 058	489 581	461 601	475 520	465 540	483 868	489 303	523 942	500 286	548 383
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	-701 920	-640 861	-614 504	-578 343	-571 758	-528 193	-511 653	-475 847	-467 072	-520 508	-521 758	-549 341
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**911 440**	**816 918**	**730 574**	**691 169**	**654 690**	**599 932**	**563 750**	**535 027**	**509 738**	**593 844**	**575 543**	**629 718**

Продолжение таблицы 4.2.2

	Ед.изм	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	2	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
НДС (с выручки)	тыс.тг.	1 090 334	1 140 617	1 169 294	1 159 508	1 133 445	1 111 215	1 089 855	1 072 198	1 049 246	1 002 020	984 836	970 769
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	202 318	207 376	212 560	217 874	223 321	228 904	234 626	240 492	246 504	231 611	237 402	243 337
Налог на имущество	тыс.тг.	7 434	6 862	6 376	5 982	5 648	4 800	4 080	3 468	2 948	2 506	2 130	1 810
Прочие налоги	тыс.тг.	13 445	14 010	14 363	14 334	14 146	13 997	13 858	13 759	13 608	13 227	13 137	13 080
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	101 426	104 105	106 854	106 262	108 326	110 474	115 975	118 974	121 268	115 926	117 387	120 168
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	110,39	114,21	114,98	112,30	108,30	104,77	101,37	98,42	95,05	61,42	60,30	59,36
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	285 997	317 691	326 361	314 299	267 946	224 596	158 493	112 763	66 366	46 114	12 844	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**-479 604**	**-490 459**	**-502 666**	**-500 643**	**-513 951**	**-528 338**	**-562 721**	**-582 644**	**-598 456**	**-592 574**	**-601 876**	**-592 314**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	541 066	574 181	574 136	582 873	570 877	576 659	600 538	611 808	618 054	609 989	611 669	621 643
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	-549 268	-566 436	-595 158	-576 635	-562 569	-534 556	-562 721	-582 644	-598 456	-592 574	-601 876	-592 314
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**610 729**	**650 158**	**666 628**	**658 865**	**619 494**	**582 877**	**600 538**	**611 808**	**618 054**	**609 989**	**611 669**	**621 643**

Таблица 4.2.3 - Производственный доход в целом по месторождению

Производственный доход	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**
Продажа продукции по направлениям													
Нефти													
на внутренний рынок	тыс. тонн	**1915,651**	70,116	86,750	91,302	89,662	92,317	91,833	85,241	80,644	75,265	70,608	65,918
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	**222,145**	11,0	13,5	14,1	12,8	13,0	11,1	9,7	8,8	7,8	6,9	6,1
Цена реализации продукции													
Нефти													
на внутренний рынок	тг/тонн		95247,00	97281,00	98067,00	99810,00	100971,00	103495,28	106082,66	108734,72	111453,09	114239,42	117095,40
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг/тыс.м3		2123,0	2123,0	2123,0	2123,0	2123,0	2176,1	2230,5	2286,2	2343,4	2402,0	2462,0

Производственный доход	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
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на внутренний рынок	тыс.тг.	**253221139,1**	6678346,61	8439092,72	8953687,56	8949197,70	9321354,11	9504261,75	9042540,33	8768762,06	8388478,04	8066170,59	7718747,86
Товарного газа	тыс.тг.												
на внутренний рынок	тыс.тг.	**617064,2**	23344,51	28603,18	29951,28	27261,44	27601,12	24256,71	21553,10	20089,18	18273,79	16597,68	15008,53
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	**253 838 203,31**	**6701691,12**	**8467695,90**	**8983638,85**	**8976459,14**	**9348955,24**	**9528518,46**	**9064093,43**	**8788851,24**	**8406751,83**	**8082768,27**	**7733756,39**

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	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
Продажа продукции по направлениям													
Нефти													
на внутренний рынок	тыс. тонн	61,6	57,8	54,4	51,6	48,7	46,1	43,8	42,0	40,8	43,5	41,5	43,5
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	5,3	4,7	4,4	4,2	3,9	3,7	3,5	3,4	3,2	3,7	3,6	3,8
Цена реализации продукции													
Нефти													
на внутренний рынок	тг/тонн	120022,8	123023,4	126098,9	129251,4	132482,7	135794,8	139189,6	142669,4	146236,1	149892,0	153639,3	157480,3
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	2523,6	2586,7	2651,3	2717,6	2785,6	2855,2	2926,6	2999,7	3074,7	3151,6	3230,4	3311,2
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на внутренний рынок	тыс.тг.	7398425,7	7116151,9	6854243,5	6663248,1	6447566,4	6262574,7	6097098,5	5988029,3	5967456,5	6516059,1	6376238,9	6848228,7
Товарного газа	тыс.тг.												
на внутренний рынок	тыс.тг.	13274,0	12206,5	11766,6	11278,1	10930,5	10632,8	10360,1	10190,1	9885,3	11752,3	11532,5	12542,7
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	**7411699,8**	**7128358,4**	**6866010,2**	**6674526,2**	**6458496,9**	**6273207,5**	**6107458,6**	**5998219,5**	**5977341,8**	**6527811,4**	**6387771,4**	**6860771,4**

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	2	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
Продажа продукции по направлениям													
Нефти													
на внутренний рынок	тыс. тонн	42,1	42,9	43,0	41,6	39,6	37,9	36,3	34,8	33,2	31,0	29,7	28,6
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	6,5	6,6	6,4	6,1	5,8	5,5	5,2	4,9	4,6	2,9	2,8	2,7
Цена реализации продукции													
Нефти													
на внутренний рынок	тг/тонн	161417,3	165452,7	169589,1	173828,8	178174,5	182628,9	187194,6	191874,5	196671,3	201588,1	206627,8	211793,5
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	3393,9	3478,8	3565,8	3654,9	3746,3	3839,9	3935,9	4034,3	4135,2	4238,6	4344,5	4453,1
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на внутренний рынок	тыс.тг.	6792506,9	7106014,0	7285094,9	7224466,3	7062371,8	6924138,5	6791320,1	6681551,6	6538776,2	6250338,9	6143165,6	6055433,5
Товарного газа	тыс.тг.												
на внутренний рынок	тыс.тг.	22077,5	22841,7	22995,5	22459,3	21660,9	20954,5	20273,9	19683,5	19009,4	12283,3	12060,4	11872,1
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	**6814584,5**	**7128855,7**	**7308090,4**	**7246925,7**	**7084032,8**	**6945093,0**	**6811594,0**	**6701235,1**	**6557785,6**	**6262622,3**	**6155226,0**	**6067305,6**

Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению

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.	**45 729,94**	760,16	987,52	1 091,30	1 125,29	1 216,54	1 240,41	1 180,15	1 144,42	1 094,79	1 052,73	1 007,38
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	**442 183,14**	10 278,28	13 352,41	14 755,71	15 215,30	16 449,10	16 771,87	15 957,09	15 473,96	14 802,88	14 234,12	13 621,03
Затраты на материалы	тыс.тг.	**2 703 974,87**	44 947,69	58 391,11	64 527,88	66 537,68	71 933,18	73 344,69	69 781,57	67 668,81	64 734,15	62 246,89	59 565,82
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	**59 683,92**	4 012,40	0,00	0,00	0,00	0,00	6 665,37	0,00	0,00	0,00	0,00	7 541,26
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	**84 334,01**	1 072,25	1 250,96	1 444,86	1 517,10	1 737,77	1 781,22	1 825,75	1 871,39	1 918,18	1 966,13	2 015,28
Ремонт скважин	тыс.тг.	**1 870,23**	0,00	36,59	0,00	0,00	50,82	52,09	53,40	54,73	56,10	57,50	58,94
НИР	тыс.тг.	**3 829 417,62**	48 688,60	56 803,36	65 607,88	68 888,28	78 908,39	80 881,10	82 903,13	84 975,71	87 100,10	89 277,60	91 509,54
Транспортные услуги	тыс.тг.	**4 629 498,70**	76 871,66	80 715,24	84 751,00	88 988,55	93 437,98	95 773,93	98 168,28	100 622,48	103 138,04	105 716,50	108 359,41
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	**14 777 208,04**	187 882,75	219 196,55	253 172,01	265 830,61	304 496,88	312 109,30	319 912,04	327 909,84	336 107,58	344 510,27	353 123,03
Охрана труда	тыс.тг.	**2 541 176,52**	32 309,43	37 694,34	43 536,96	45 713,81	52 363,09	53 672,17	55 013,97	56 389,32	57 799,06	59 244,03	60 725,13
Охрана объектов	тыс.тг.	**3 039 465,05**	39 583,50	41 562,68	43 640,81	45 822,85	48 113,99	49 316,84	50 549,77	69 084,68	70 811,80	72 582,09	74 396,64
Аренда	тыс.тг.	**492 177,05**	6 257,72	7 300,67	8 432,27	8 853,89	10 141,72	10 395,27	10 655,15	10 921,53	11 194,57	11 474,43	11 761,29
Страхование	тыс.тг.	**801 489,17**	10 190,42	11 888,83	13 731,59	14 418,17	16 515,36	16 928,25	17 351,45	17 785,24	18 229,87	18 685,62	19 152,76
Расходы на экологические мероприятия	тыс.тг.	**1 418 924,50**	18 040,72	21 047,50	24 309,87	25 525,36	29 238,14	29 969,09	30 718,32	31 486,28	32 273,44	33 080,27	33 907,28
Прочие услуги	тыс.тг.	**905 775,67**	17 563,73	20 491,01	23 667,12	24 850,48	28 465,09	29 176,72	29 906,14	30 653,79	31 420,13	32 205,64	33 010,78
Командировочные расходы	тыс.тг.	**193 626,29**	2 461,83	2 872,14	3 317,32	3 483,19	3 989,83	4 089,58	4 191,82	4 296,61	4 404,03	4 514,13	4 626,98
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	**667 805,09**	8 490,71	9 905,83	11 441,24	12 013,30	13 760,69	14 104,71	14 457,32	14 818,76	15 189,23	15 568,96	15 958,18
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	**48 505 514,03**	616 716,60	719 502,70	831 025,62	872 576,90	999 497,18	1 024 484,61	1 050 096,72	1 076 349,14	1 103 257,87	1 130 839,31	1 159 110,30
Затраты на персонал	тыс.тг.	**1 218 517,09**	15 492,67	18 074,78	20 876,37	21 920,19	25 108,58	25 736,29	26 379,70	27 039,19	27 715,17	28 408,05	29 118,25
Услуги по хранению	тыс.тг.	**1 578 139,23**	20 065,03	23 409,20	27 037,63	28 389,51	32 518,89	33 331,87	34 165,16	35 019,29	35 894,78	36 792,14	37 711,95
Потери нефти	тыс.тг.	**782 832,89**	10 713,80	13 113,38	15 119,27	16 438,37	18 863,36	19 326,40	18 699,95	18 953,13	19 096,69	19 255,19	19 514,11
Услуги по информатизации	тыс.тг.	**803 478,52**	10 215,72	11 918,34	13 765,68	14 453,96	16 556,36	16 970,26	17 394,52	17 829,38	18 275,12	18 732,00	19 200,30
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	**246 998,47**	0,00	0,00	0,00	79 007,91	82 958,30	85 032,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	**518 642,69**	41 701,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	**39 709,80**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	**32 839,80**	0,00	0,00	32 839,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ОРЭ ТО	тыс.тг.	**60 286,66**	0,00	0,00	0,00	60 286,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	**90 421 298,99**	**1 224 317,01**	**1 369 515,14**	**1 598 092,21**	**1 781 857,36**	**1 946 321,26**	**2 001 154,30**	**1 949 361,39**	**2 010 347,69**	**2 054 513,57**	**2 100 443,60**	**2 154 995,64**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**6 128 869,04**	68 837,26	87 505,16	105 223,59	110 484,77	126 555,28	129 719,17	132 962,15	136 286,20	139 693,35	143 185,69	146 765,33
Налог на имущество	тыс.тг.	**887 476,19**	34 577,06	63 914,00	71 992,06	62 281,81	70 712,05	77 320,47	66 236,40	56 814,94	48 832,84	42 048,05	36 307,11
Земельный налог	тыс.тг.	**34 075,76**	565,82	594,11	623,82	655,01	687,76	704,95	722,57	740,64	759,16	778,13	797,59
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	**400 002,21**	9 297,81	12 078,69	13 348,13	13 763,88	14 879,98	15 171,96	14 434,90	13 997,86	13 390,80	12 876,29	12 321,69
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	**46 559,01**	773,10	811,76	852,34	894,96	939,71	963,20	987,28	1 011,96	1 037,26	1 063,19	1 089,77
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**3 164 260,96**	43 309,98	53 002,92	61 107,16	66 437,65	76 234,97	78 106,63	75 577,90	76 602,07	77 183,57	77 825,35	78 872,80
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	**3 085,32**	116,72	143,02	149,76	136,31	138,01	121,28	107,77	100,45	91,37	82,99	75,04
Итого производственных затрат	тыс.тг.	**101 085 627,49**	**1 381 794,76**	**1 587 564,79**	**1 851 389,06**	**2 036 511,74**	**2 236 469,01**	**2 303 261,97**	**2 240 390,37**	**2 295 901,81**	**2 335 501,92**	**2 378 303,30**	**2 431 224,98**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	**38 862 517,61**	856 637,35	1 188 193,53	1 297 197,27	1 338 414,98	1 446 966,58	1 475 359,59	1 403 685,94	1 361 186,96	1 302 154,95	1 252 122,73	1 198 191,82
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**38 862 517,61**	**856 637,35**	**1 188 193,53**	**1 297 197,27**	**1 338 414,98**	**1 446 966,58**	**1 475 359,59**	**1 403 685,94**	**1 361 186,96**	**1 302 154,95**	**1 252 122,73**	**1 198 191,82**
Административные расходы	тыс.тг.	**28 850 384,38**	555 668,15	583 451,55	612 624,13	643 255,34	675 418,11	692 303,56	709 611,15	727 351,43	745 535,21	764 173,59	783 277,93
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**2 991 584,72**	**138 998,26**	**116 034,33**	**118 817,89**	**49 552,40**	**54 392,85**	**135 323,80**	**60 880,02**	**59 375,37**	**60 370,63**	**62 539,49**	**63 078,13**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	**980 833,35**	21 688,27	37 612,61	38 602,32	15 843,61	17 674,39	44 238,76	19 842,26	19 320,10	19 925,62	20 362,84	20 817,58
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	**968 474,51**	32 796,38	37 612,61	38 602,32	15 843,61	17 674,39	44 238,76	19 842,26	19 320,10	19 925,62	20 362,84	20 817,58
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	**1 065 743,80**	84 513,62	40 809,12	41 613,25	17 865,19	19 044,07	46 846,28	21 195,50	20 735,18	20 519,38	21 813,82	21 442,97
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**70 704 486,71**	**1 551 303,76**	**1 887 679,42**	**2 028 639,30**	**2 031 222,72**	**2 176 777,54**	**2 302 986,94**	**2 174 177,11**	**2 147 913,76**	**2 108 060,79**	**2 078 835,81**	**2 044 547,88**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**171 790 114,20**	**2 933 098,51**	**3 475 244,21**	**3 880 028,36**	**4 067 734,46**	**4 413 246,56**	**4 606 248,91**	**4 414 567,48**	**4 443 815,57**	**4 443 562,71**	**4 457 139,10**	**4 475 772,86**
Доходы (убытки)													
Производственный доход	тыс.тг.	**253 838 203,31**	6 701 691,12	8 467 695,90	8 983 638,85	8 976 459,14	9 348 955,24	9 528 518,46	9 064 093,43	8 788 851,24	8 406 751,83	8 082 768,27	7 733 756,39
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	**171 790 114,20**	2 933 098,51	3 475 244,21	3 880 028,36	4 067 734,46	4 413 246,56	4 606 248,91	4 414 567,48	4 443 815,57	4 443 562,71	4 457 139,10	4 475 772,86
Операционный доход	**тыс.тг.**	**82 048 089,10**	**3 768 592,61**	**4 992 451,68**	**5 103 610,49**	**4 908 724,68**	**4 935 708,68**	**4 922 269,55**	**4 649 525,95**	**4 345 035,67**	**3 963 189,12**	**3 625 629,17**	**3 257 983,52**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	**8 323 298,49**	115 785,31	245 179,44	261 569,98	260 738,05	399 529,59	397 433,49	372 859,70	352 751,94	333 248,51	312 628,51	295 914,89
Балансовая прибыль	**тыс.тг.**	**73 724 790,62**	**3 652 807,30**	**4 747 272,25**	**4 842 040,51**	**4 647 986,64**	**4 536 179,09**	**4 524 836,05**	**4 276 666,25**	**3 992 283,73**	**3 629 940,61**	**3 313 000,66**	**2 962 068,63**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	**10 341 382,75**	594 977,96	908 880,93	785 049,82	680 404,62	983 408,26	835 897,02	722 606,60	614 215,61	534 792,36	454 573,51	399 711,53
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	**71 706 706,35**	3 173 614,64	4 083 570,75	4 318 560,66	4 228 320,06	3 952 300,42	4 086 372,52	3 926 919,35	3 730 820,06	3 428 396,76	3 171 055,66	2 858 272,00
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	**71 844 502,83**	3 173 614,64	4 083 570,75	4 318 560,66	4 228 320,06	3 952 300,42	4 086 372,52	3 926 919,35	3 730 820,06	3 428 396,76	3 171 055,66	2 858 272,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**14 368 900,57**	634 722,93	816 714,15	863 712,13	845 664,01	790 460,08	817 274,50	785 383,87	746 164,01	685 679,35	634 211,13	571 654,40
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	**57 337 805,79**	2 538 891,72	3 266 856,60	3 454 848,53	3 382 656,05	3 161 840,33	3 269 098,02	3 141 535,48	2 984 656,05	2 742 717,41	2 536 844,53	2 286 617,60
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**4 612 341,23**	416 071,98	567 256,24	594 022,25	544 598,39	367 604,47	400 023,24	397 843,29	352 254,12	284 731,95	234 190,60	168 507,09
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	**52 725 464,56**	**2 122 819,73**	**2 699 600,36**	**2 860 826,28**	**2 838 057,66**	**2 794 235,86**	**2 869 074,77**	**2 743 692,19**	**2 632 401,93**	**2 457 985,46**	**2 302 653,93**	**2 118 110,50**

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	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
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)													
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	965,58	928,74	894,56	869,63	841,48	817,34	795,74	781,51	778,82	850,42	832,17	893,77
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	13 055,77	12 557,65	12 095,47	11 758,42	11 377,82	11 051,37	10 759,36	10 566,89	10 530,58	11 498,68	11 251,95	12 084,85
Затраты на материалы	тыс.тг.	57 093,88	54 915,57	52 894,41	51 420,50	49 756,07	48 328,49	47 051,50	46 209,81	46 051,05	50 284,63	49 205,64	52 848,00
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	8 532,24	0,00	0,00	0,00	0,00	9 653,44	0,00	0,00
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	2 065,67	2 117,31	2 170,24	2 224,50	2 280,11	2 337,11	2 395,54	2 455,43	2 516,81	2 579,73	2 644,23	2 710,33
Ремонт скважин	тыс.тг.	60,41	61,92	63,47	65,06	66,68	68,35	70,06	71,81	0,00	0,00	77,33	0,00
НИР	тыс.тг.	93 797,28	96 142,21	98 545,77	101 009,41	103 534,65	106 123,01	108 776,09	111 495,49	114 282,88	117 139,95	120 068,45	123 070,16
Транспортные услуги	тыс.тг.	111 068,39	113 845,10	116 691,23	119 608,51	122 598,72	125 663,69	128 805,28	132 025,42	135 326,05	138 709,20	142 176,93	145 731,36
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	361 951,10	370 999,88	380 274,88	389 781,75	399 526,29	409 514,45	419 752,31	430 246,12	441 002,27	452 027,33	463 328,01	474 911,21
Охрана труда	тыс.тг.	62 243,26	63 799,34	65 394,33	67 029,19	68 704,92	70 422,54	72 183,10	73 987,68	75 837,37	77 733,31	79 676,64	81 668,55
Охрана объектов	тыс.тг.	76 256,56	78 162,97	80 117,05	82 119,97	84 172,97	86 277,30	88 434,23	90 645,09	92 911,21	95 233,99	97 614,84	100 055,21
Аренда	тыс.тг.	12 055,32	12 356,71	12 665,62	12 982,27	13 306,82	13 639,49	13 980,48	14 329,99	14 688,24	15 055,45	15 431,83	15 817,63
Страхование	тыс.тг.	19 631,58	20 122,37	20 625,43	21 141,06	21 669,59	22 211,33	22 766,61	23 335,78	23 919,17	24 517,15	25 130,08	25 758,33
Расходы на экологические мероприятия	тыс.тг.	34 754,96	35 623,84	36 514,43	37 427,29	38 362,97	39 322,05	40 305,10	41 312,73	42 345,55	43 404,18	44 489,29	45 601,52
Прочие услуги	тыс.тг.	33 836,05	34 681,95	35 549,00	36 437,72	37 348,67	38 282,38	39 239,44	40 220,43	41 225,94	15 212,37	15 592,68	15 982,50
Командировочные расходы	тыс.тг.	4 742,66	4 861,22	4 982,76	5 107,32	5 235,01	5 365,88	5 500,03	5 637,53	5 778,47	5 922,93	6 071,00	6 222,78
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	16 357,14	16 766,06	17 185,22	17 614,85	18 055,22	18 506,60	18 969,26	19 443,49	19 929,58	20 427,82	20 938,52	21 461,98
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	1 188 088,06	1 217 790,26	1 248 235,01	1 279 440,89	1 311 426,91	1 344 212,58	1 377 817,90	1 412 263,35	1 447 569,93	1 483 759,18	1 520 853,16	1 558 874,49
Затраты на персонал	тыс.тг.	29 846,21	30 592,36	31 357,17	32 141,10	32 944,63	33 768,24	34 612,45	35 477,76	36 364,70	37 273,82	38 205,67	39 160,81
Услуги по хранению	тыс.тг.	38 654,75	39 621,12	40 611,64	41 626,93	42 667,61	43 734,30	44 827,66	45 948,35	47 097,06	48 274,48	49 481,34	50 718,38
Потери нефти	тыс.тг.	19 661,16	19 929,37	20 192,69	20 530,56	20 908,93	21 210,47	21 575,30	21 999,32	22 988,65	23 542,80	23 340,58	24 594,86
Услуги по информатизации	тыс.тг.	19 680,30	20 172,31	20 676,62	21 193,53	21 723,37	22 266,46	22 823,12	23 393,70	23 978,54	24 578,00	25 192,45	25 822,26
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	73 411,68	75 246,97	0,00	79 056,35
Ликвидация	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ОРЭ ТО	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	**2 195 866,09**	**2 246 048,26**	**2 297 736,99**	**2 351 530,47**	**2 415 041,68**	**2 463 123,43**	**2 521 440,56**	**2 581 847,65**	**2 718 534,55**	**2 772 925,85**	**2 751 602,79**	**2 903 045,34**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	150 434,46	154 195,32	158 050,21	162 001,46	166 051,50	170 202,79	174 457,86	178 819,30	183 289,79	187 872,03	192 568,83	197 383,05
Налог на имущество	тыс.тг.	31 427,32	27 301,27	23 794,13	20 837,02	18 323,48	16 041,93	14 102,61	12 473,31	11 088,41	9 930,36	8 946,03	8 128,47
Земельный налог	тыс.тг.	817,53	837,97	858,91	880,39	902,40	924,96	948,08	971,78	996,08	1 020,98	1 046,50	1 072,67
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	11 810,35	11 359,74	10 941,65	10 636,76	10 292,46	9 997,15	9 733,00	9 558,89	9 526,04	10 401,80	10 178,60	10 932,05
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	1 117,02	1 144,94	1 173,57	1 202,91	1 232,98	1 263,80	1 295,40	1 327,78	1 360,98	1 395,00	1 429,88	1 465,62
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	79 468,40	80 553,36	81 618,60	82 984,98	84 514,94	85 734,62	87 209,97	88 924,38	92 922,23	95 162,15	94 347,19	99 415,22
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	66,37	61,03	58,83	56,39	54,65	53,16	51,80	50,95	49,43	58,76	57,66	62,71
Итого производственных затрат	тыс.тг.	**2 471 007,53**	**2 521 501,91**	**2 574 232,89**	**2 630 130,38**	**2 696 414,09**	**2 747 341,84**	**2 809 239,27**	**2 873 974,04**	**3 017 767,50**	**3 078 766,94**	**3 060 177,49**	**3 221 505,13**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	1 148 467,77	1 104 650,02	1 063 993,62	1 034 345,14	1 000 864,57	972 148,06	946 460,96	929 530,01	926 336,46	1 011 496,79	989 792,31	1 063 059,94
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**1 148 467,77**	**1 104 650,02**	**1 063 993,62**	**1 034 345,14**	**1 000 864,57**	**972 148,06**	**946 460,96**	**929 530,01**	**926 336,46**	**1 011 496,79**	**989 792,31**	**1 063 059,94**
Административные расходы	тыс.тг.	802 859,88	822 931,38	843 504,66	778 133,05	708 965,67	726 689,81	744 857,06	763 478,48	782 565,44	802 129,58	822 182,82	842 737,39
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**65 594,34**	**65 942,98**	**68 359,64**	**68 996,94**	**71 561,67**	**72 516,78**	**74 685,03**	**75 707,07**	**78 274,93**	**81 621,21**	**84 060,97**	**82 634,79**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	21 358,43	21 762,35	22 259,26	22 771,12	24 953,88	24 649,34	25 866,79	25 733,59	27 104,69	27 728,90	29 092,80	28 105,34
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	21 358,43	21 762,35	22 259,26	22 771,12	23 303,89	23 933,72	24 409,12	24 986,74	25 585,12	26 946,15	27 484,09	27 264,73
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	22 877,48	22 418,29	23 841,12	23 454,71	24 953,88	24 649,34	25 866,79	25 733,59	27 104,69	27 728,90	29 092,80	28 105,34
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**2 016 921,99**	**1 993 524,37**	**1 975 857,93**	**1 881 475,14**	**1 781 391,91**	**1 771 354,65**	**1 766 003,04**	**1 768 715,56**	**1 787 176,83**	**1 895 247,58**	**1 896 036,10**	**1 988 432,12**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**4 487 929,52**	**4 515 026,28**	**4 550 090,81**	**4 511 605,52**	**4 477 805,99**	**4 518 696,49**	**4 575 242,32**	**4 642 689,60**	**4 804 944,33**	**4 974 014,52**	**4 956 213,59**	**5 209 937,25**
Доходы (убытки)													
Производственный доход	тыс.тг.	7 411 699,76	7 128 358,36	6 866 010,15	6 674 526,23	6 458 496,90	6 273 207,46	6 107 458,55	5 998 219,46	5 977 341,77	6 527 811,43	6 387 771,40	6 860 771,39
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	4 487 929,52	4 515 026,28	4 550 090,81	4 511 605,52	4 477 805,99	4 518 696,49	4 575 242,32	4 642 689,60	4 804 944,33	4 974 014,52	4 956 213,59	5 209 937,25
Операционный доход	**тыс.тг.**	**2 923 770,24**	**2 613 332,08**	**2 315 919,34**	**2 162 920,70**	**1 980 690,91**	**1 754 510,97**	**1 532 216,24**	**1 355 529,86**	**1 172 397,45**	**1 553 796,91**	**1 431 557,82**	**1 650 834,13**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	276 716,73	263 730,26	247 828,03	239 171,65	225 785,30	217 027,09	206 139,09	200 679,85	195 112,57	211 568,93	201 979,64	215 886,64
Балансовая прибыль	**тыс.тг.**	**2 647 053,51**	**2 349 601,82**	**2 068 091,31**	**1 923 749,06**	**1 754 905,60**	**1 537 483,88**	**1 326 077,14**	**1 154 850,01**	**977 284,88**	**1 342 227,97**	**1 229 578,17**	**1 434 947,50**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	339 754,80	302 628,09	257 233,87	233 049,01	198 091,66	179 365,41	152 460,60	141 029,01	119 874,66	113 780,96	96 713,82	94 544,24
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	2 584 015,44	2 310 704,00	2 058 685,47	1 929 871,69	1 782 599,25	1 575 145,56	1 379 755,64	1 214 500,85	1 052 522,79	1 440 015,95	1 334 844,00	1 556 289,89
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	2 584 015,44	2 310 704,00	2 058 685,47	1 929 871,69	1 782 599,25	1 575 145,56	1 379 755,64	1 214 500,85	1 052 522,79	1 440 015,95	1 334 844,00	1 556 289,89
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	516 803,09	462 140,80	411 737,09	385 974,34	356 519,85	315 029,11	275 951,13	242 900,17	210 504,56	288 003,19	266 968,80	311 257,98
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	2 067 212,35	1 848 563,20	1 646 948,37	1 543 897,35	1 426 079,40	1 260 116,45	1 103 804,51	971 600,68	842 018,23	1 152 012,76	1 067 875,20	1 245 031,91
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	119 495,66	79 323,91	42 341,28	26 594,88	16 797,50	684,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	**1 947 716,69**	**1 769 239,29**	**1 604 607,10**	**1 517 302,47**	**1 409 281,90**	**1 259 432,08**	**1 103 804,51**	**971 600,68**	**842 018,23**	**1 152 012,76**	**1 067 875,20**	**1 245 031,91**

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	2	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)													
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	886,50	927,42	950,79	942,87	921,72	903,68	2 699,10	2 848,15	2 992,29	3 006,64	3 161,90	3 338,42
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	11 986,52	12 539,76	12 855,78	12 748,79	12 462,75	12 218,81	11 984,43	11 790,72	11 538,77	11 029,78	10 840,65	10 685,83
Затраты на материалы	тыс.тг.	52 417,99	54 837,33	56 219,31	55 751,43	54 500,55	53 433,79	159 595,82	168 408,93	176 931,65	177 780,39	186 960,51	197 398,16
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	0,00	0,00	10 921,99	0,00	0,00	0,00	0,00	12 357,22	0,00	0,00	0,00	0,00
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	2 778,09	2 847,54	2 918,73	2 991,70	3 066,49	3 143,16	3 221,74	3 302,28	3 384,84	3 180,34	3 259,84	3 341,34
Ремонт скважин	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	87,49	89,68	91,92	94,22	96,58	98,99	93,01	95,34	97,72
НИР	тыс.тг.	126 146,91	129 300,59	132 533,10	135 846,43	139 242,59	142 723,66	146 291,75	149 949,04	153 697,77	144 411,86	148 022,16	151 722,71
Транспортные услуги	тыс.тг.	149 374,64	153 109,01	156 936,73	160 860,15	164 881,65	169 003,69	173 228,79	177 559,51	181 998,49	186 548,46	191 212,17	195 992,47
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	486 783,99	498 953,59	511 427,43	524 213,12	537 318,45	550 751,41	564 520,19	578 633,20	593 099,03	557 265,96	571 197,61	585 477,55
Охрана труда	тыс.тг.	83 710,27	85 803,03	87 948,10	90 146,80	92 400,47	94 710,49	97 078,25	99 505,20	101 992,83	95 830,77	98 226,54	100 682,20
Охрана объектов	тыс.тг.	102 556,59	105 120,51	107 748,52	110 442,24	113 203,29	116 033,37	118 934,21	121 907,56	124 955,25	117 405,87	120 341,02	123 349,54
Аренда	тыс.тг.	16 213,07	16 618,40	17 033,86	17 459,70	17 896,20	18 343,60	18 802,19	19 272,25	19 754,05	18 560,58	19 024,59	19 500,21
Страхование	тыс.тг.	26 402,29	27 062,35	27 738,90	28 432,38	29 143,19	29 871,77	30 618,56	31 384,02	32 168,62	30 225,10	30 980,73	31 755,25
Расходы на экологические мероприятия	тыс.тг.	46 741,56	47 910,10	49 107,85	50 335,55	51 593,93	52 883,78	54 205,88	55 561,02	56 950,05	53 509,32	54 847,05	56 218,23
Прочие услуги	тыс.тг.	16 382,06	16 791,61	17 211,40	17 641,69	18 082,73	18 534,80	18 998,17	19 473,12	19 959,95	18 754,04	19 222,89	19 703,46
Командировочные расходы	тыс.тг.	6 378,35	6 537,81	6 701,25	6 868,78	7 040,50	7 216,52	7 396,93	7 581,85	7 771,40	7 301,88	7 484,42	7 671,53
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	21 998,53	22 548,49	23 112,20	23 690,01	24 282,26	24 889,32	25 511,55	26 149,34	26 803,07	25 183,72	25 813,31	26 458,64
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	1 597 846,35	1 637 792,51	1 678 737,32	1 720 705,75	1 763 723,40	1 807 816,48	1 853 011,89	1 899 337,19	1 946 820,62	1 829 200,21	1 874 930,21	1 921 803,47
Затраты на персонал	тыс.тг.	40 139,83	41 143,33	42 171,91	43 226,21	44 306,86	45 414,53	46 549,90	47 713,64	48 906,48	45 951,72	47 100,51	48 278,02
Услуги по хранению	тыс.тг.	51 986,34	53 286,00	54 618,15	55 983,60	57 383,19	58 817,77	60 288,21	61 795,42	63 340,30	59 513,49	61 001,33	62 526,36
Потери нефти	тыс.тг.	25 092,20	25 754,97	26 435,02	26 288,06	26 798,48	27 329,84	28 691,15	29 432,89	30 000,30	28 677,14	29 038,32	29 726,17
Услуги по информатизации	тыс.тг.	26 467,82	27 129,52	27 807,75	28 502,95	29 215,52	29 945,91	30 694,56	31 461,92	32 248,47	30 300,12	31 057,63	31 834,07
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	81 032,75	83 058,57	85 135,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	39 709,80	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ОРЭ ТО	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	**2 973 322,66**	**3 049 072,41**	**3 136 271,14**	**3 113 165,70**	**3 187 553,90**	**3 264 078,29**	**3 452 417,47**	**3 555 521,07**	**3 635 413,24**	**3 483 440,19**	**3 533 818,73**	**3 627 561,36**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	202 317,63	207 375,57	212 559,96	217 873,96	223 320,81	228 903,83	234 626,42	240 492,08	246 504,38	231 611,41	237 401,70	243 336,74
Налог на имущество	тыс.тг.	7 433,54	6 861,98	6 376,15	5 982,32	5 647,57	4 800,43	4 080,37	3 468,31	2 948,07	2 505,86	2 129,98	1 810,48
Земельный налог	тыс.тг.	1 099,48	1 126,97	1 155,14	1 184,02	1 213,62	1 243,96	1 275,06	1 306,94	1 339,61	1 373,10	1 407,43	1 442,62
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	10 843,10	11 343,56	11 629,43	11 532,65	11 273,89	11 053,23	10 841,20	10 665,98	10 438,06	9 977,62	9 806,53	9 666,49
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	1 502,27	1 539,82	1 578,32	1 617,78	1 658,22	1 699,68	1 742,17	1 785,72	1 830,36	1 876,12	1 923,03	1 971,10
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	101 425,98	104 104,90	106 853,71	106 262,14	108 325,98	110 474,41	115 975,22	118 973,53	121 267,75	115 925,63	117 386,92	120 167,75
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	110,39	114,21	114,98	112,30	108,30	104,77	101,37	98,42	95,05	61,42	60,30	59,36
Итого производственных затрат	тыс.тг.	**3 298 055,05**	**3 381 539,42**	**3 476 538,83**	**3 457 730,86**	**3 539 102,30**	**3 622 358,60**	**3 821 059,28**	**3 932 312,05**	**4 019 836,53**	**3 846 771,35**	**3 903 934,62**	**4 006 015,90**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	1 054 410,17	1 103 076,30	1 130 875,28	1 121 463,82	1 096 301,67	1 074 843,52	1 054 225,93	1 037 186,43	1 015 023,20	970 248,68	953 612,03	939 993,25
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**1 054 410,17**	**1 103 076,30**	**1 130 875,28**	**1 121 463,82**	**1 096 301,67**	**1 074 843,52**	**1 054 225,93**	**1 037 186,43**	**1 015 023,20**	**970 248,68**	**953 612,03**	**939 993,25**
Административные расходы	тыс.тг.	863 805,82	885 400,97	907 535,99	930 224,39	953 480,00	977 317,00	1 001 749,93	1 026 793,68	1 052 463,52	1 078 775,11	1 105 744,49	1 133 388,10
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**87 967,46**	**89 287,29**	**92 405,67**	**94 180,02**	**94 366,30**	**95 695,98**	**97 983,16**	**103 633,80**	**106 760,45**	**109 164,94**	**104 688,10**	**106 132,02**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	30 421,72	30 348,88	31 965,47	32 009,38	32 671,63	32 527,77	33 299,03	35 197,82	36 277,71	37 100,05	35 623,80	36 075,26
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	28 772,87	29 469,20	30 220,10	31 085,32	30 847,33	31 584,11	32 342,07	34 217,99	35 241,37	36 032,45	34 532,15	35 028,38
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	30 421,72	30 348,88	31 965,47	32 009,38	32 671,63	32 527,77	33 299,03	35 197,82	36 277,71	37 100,05	35 623,80	36 075,26
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**2 006 183,45**	**2 077 764,55**	**2 130 816,94**	**2 145 868,23**	**2 144 147,97**	**2 147 856,51**	**2 153 959,02**	**2 167 613,90**	**2 174 247,17**	**2 158 188,73**	**2 164 044,62**	**2 179 513,37**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**5 304 238,50**	**5 459 303,98**	**5 607 355,78**	**5 603 599,10**	**5 683 250,27**	**5 770 215,11**	**5 975 018,30**	**6 099 925,95**	**6 194 083,69**	**6 004 960,08**	**6 067 979,23**	**6 185 529,26**
Доходы (убытки)													
Производственный доход	тыс.тг.	6 814 584,49	7 128 855,67	7 308 090,44	7 246 925,66	7 084 032,75	6 945 093,01	6 811 594,02	6 701 235,09	6 557 785,61	6 262 622,25	6 155 226,03	6 067 305,56
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	5 304 238,50	5 459 303,98	5 607 355,78	5 603 599,10	5 683 250,27	5 770 215,11	5 975 018,30	6 099 925,95	6 194 083,69	6 004 960,08	6 067 979,23	6 185 529,26
Операционный доход	**тыс.тг.**	**1 510 345,99**	**1 669 551,69**	**1 700 734,67**	**1 643 326,56**	**1 400 782,48**	**1 174 877,89**	**836 575,72**	**601 309,14**	**363 701,92**	**257 662,17**	**87 246,80**	**-118 223,71**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	208 907,35	218 051,66	218 094,49	216 445,76	206 428,68	197 451,91	188 940,87	181 353,18	173 149,19	161 474,40	154 834,77	148 901,01
Балансовая прибыль	**тыс.тг.**	**1 301 438,63**	**1 451 500,03**	**1 482 640,18**	**1 426 880,80**	**1 194 353,81**	**977 425,99**	**647 634,85**	**419 955,96**	**190 552,73**	**96 187,77**	**-67 587,97**	**-267 124,71**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	80 362,61	81 095,72	68 931,36	71 829,15	61 054,78	51 896,56	44 112,08	37 495,27	31 870,98	27 090,33	23 026,78	19 572,76
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	1 429 983,38	1 588 455,98	1 631 803,31	1 571 497,41	1 339 727,70	1 122 981,33	792 463,64	563 813,87	331 830,94	230 571,84	64 220,02	-137 796,47
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	1 429 983,38	1 588 455,98	1 631 803,31	1 571 497,41	1 339 727,70	1 122 981,33	792 463,64	563 813,87	331 830,94	230 571,84	64 220,02	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	285 996,68	317 691,20	326 360,66	314 299,48	267 945,54	224 596,27	158 492,73	112 762,77	66 366,19	46 114,37	12 844,00	0,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	1 143 986,70	1 270 764,78	1 305 442,65	1 257 197,93	1 071 782,16	898 385,06	633 970,92	451 051,10	265 464,75	184 457,47	51 376,02	-137 796,47
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	**1 143 986,70**	**1 270 764,78**	**1 305 442,65**	**1 257 197,93**	**1 071 782,16**	**898 385,06**	**633 970,92**	**451 051,10**	**265 464,75**	**184 457,47**	**51 376,02**	**-137 796,47**

Таблица 4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению

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 (без НДС)	тыс.тг.	**253 838 203**	6 701 691	8 467 696	8 983 639	8 976 459	9 348 955	9 528 518	9 064 093	8 788 851	8 406 752	8 082 768	7 733 756
Итого приток средств	тыс.тг.	**253 838 203**	6 701 691	8 467 696	8 983 639	8 976 459	9 348 955	9 528 518	9 064 093	8 788 851	8 406 752	8 082 768	7 733 756
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	**171 790 114**	2 933 099	3 475 244	3 880 028	4 067 734	4 413 247	4 606 249	4 414 567	4 443 816	4 443 563	4 457 139	4 475 773
прямые затраты	тыс.тг.	**90 421 299**	1 224 317	1 369 515	1 598 092	1 781 857	1 946 321	2 001 154	1 949 361	2 010 348	2 054 514	2 100 444	2 154 996
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	**10 664 328**	157 478	218 050	253 297	254 654	290 148	302 108	291 029	285 554	280 988	277 860	276 229
расходы периода	тыс.тг.	**70 704 487**	1 551 304	1 887 679	2 028 639	2 031 223	2 176 778	2 302 987	2 174 177	2 147 914	2 108 061	2 078 836	2 044 548
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	**9 213 562**	**2 727 787**	**2 687 664**	**83 340**	**87 415**	**2 700 429**	**0**	**80 628**	**0**	**84 727**	**0**	**88 827**
Бурение	тыс.тг.	**7 543 810**	**2 547 134**	**2 502 606**	**0**	**0**	**2 494 070**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**1 669 752**	**180 653**	**185 059**	**83 340**	**87 415**	**206 359**	**0**	**80 628**	**0**	**84 727**	**0**	**88 827**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**14 368 901**	634 723	816 714	863 712	845 664	790 460	817 275	785 384	746 164	685 679	634 211	571 654
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**4 612 341**	416 072	567 256	594 022	544 598	367 604	400 023	397 843	352 254	284 732	234 191	168 507
Итого отток средств	тыс.тг.	**198 949 554**	6 711 680	7 546 879	5 421 103	5 545 412	8 271 740	5 823 547	5 678 422	5 542 234	5 498 701	5 325 541	5 304 761
Поток денежной наличности	тыс.тг.	**54 888 649**	-9 989	920 817	3 562 536	3 431 047	1 077 215	3 704 972	3 385 671	3 246 618	2 908 051	2 757 227	2 428 995
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**20 179 929**	-9 989	830 687	2 899 265	2 518 950	713 444	2 213 637	1 824 864	1 578 633	1 275 605	1 091 067	867 101
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	**15 669 712**	-9 989	800 710	2 693 789	2 255 969	615 901	1 842 026	1 463 719	1 220 524	950 647	783 776	600 410
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	**12 167 767**	-9 989	767 347	2 473 983	1 985 560	519 490	1 488 945	1 133 854	906 071	676 320	534 369	392 296
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	**54 888 649**	-9 989	910 828	4 473 364	7 904 411	8 981 626	12 686 598	16 072 269	19 318 887	22 226 937	24 984 165	27 413 160
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**20 179 929**	-9 989	820 698	3 719 963	6 238 913	6 952 357	9 165 994	10 990 858	12 569 491	13 845 097	14 936 164	15 803 265
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	**15 669 712**	-9 989	790 721	3 484 510	5 740 479	6 356 381	8 198 406	9 662 126	10 882 649	11 833 296	12 617 072	13 217 483
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	**12 167 767**	-9 989	757 358	3 231 342	5 216 901	5 736 392	7 225 337	8 359 191	9 265 263	9 941 582	10 475 951	10 868 248

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	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
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	7 411 700	7 128 358	6 866 010	6 674 526	6 458 497	6 273 207	6 107 459	5 998 219	5 977 342	6 527 811	6 387 771	6 860 771
Итого приток средств	тыс.тг.	7 411 700	7 128 358	6 866 010	6 674 526	6 458 497	6 273 207	6 107 459	5 998 219	5 977 342	6 527 811	6 387 771	6 860 771
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	4 487 930	4 515 026	4 550 091	4 511 606	4 477 806	4 518 696	4 575 242	4 642 690	4 804 944	4 974 015	4 956 214	5 209 937
прямые затраты	тыс.тг.	2 195 866	2 246 048	2 297 737	2 351 530	2 415 042	2 463 123	2 521 441	2 581 848	2 718 535	2 772 926	2 751 603	2 903 045
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	275 141	275 454	276 496	278 600	281 372	284 218	287 799	292 126	299 233	305 841	308 575	318 460
расходы периода	тыс.тг.	2 016 922	1 993 524	1 975 858	1 881 475	1 781 392	1 771 355	1 766 003	1 768 716	1 787 177	1 895 248	1 896 036	1 988 432
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	**0**	**92 243**	**0**	**96 001**	**0**	**73 250**	**0**	**76 250**	**0**	**79 250**	**0**	**82 250**
Бурение	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**0**	**92 243**	**0**	**96 001**	**0**	**73 250**	**0**	**76 250**	**0**	**79 250**	**0**	**82 250**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	516 803	462 141	411 737	385 974	356 520	315 029	275 951	242 900	210 505	288 003	266 969	311 258
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	119 496	79 324	42 341	26 595	16 798	684	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	5 124 228	5 148 734	5 004 169	5 020 176	4 851 123	4 907 660	4 851 193	4 961 840	5 015 449	5 341 268	5 223 182	5 603 445
Поток денежной наличности	тыс.тг.	2 287 471	**1 979 623,99**	**1 861 840,97**	**1 654 350,03**	**1 607 373,56**	**1 365 547,49**	**1 256 265,11**	**1 036 379,69**	**961 892,89**	**1 186 543,72**	**1 164 589,02**	**1 257 326,15**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	736 653	575 115	487 954	391 136	342 832	262 746	218 059	162 284	135 878	151 206	133 882	130 396
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	491 676	370 006	302 601	233 807	197 537	145 929	116 740	83 745	67 588	72 498	61 875	58 089
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	307 866	222 028	174 015	128 852	104 327	73 860	56 624	38 927	30 108	30 950	25 314	22 775
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	29 700 631	31 680 255	33 542 096	35 196 446	36 803 820	38 169 367	39 425 632	40 462 012	41 423 905	42 610 449	43 775 038	45 032 364
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	16 539 918	17 115 032	17 602 986	17 994 122	18 336 954	18 599 699	18 817 759	18 980 043	19 115 921	19 267 127	19 401 009	19 531 405
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	13 709 159	14 079 165	14 381 766	14 615 573	14 813 111	14 959 040	15 075 779	15 159 524	15 227 112	15 299 610	15 361 485	15 419 575
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	11 176 114	11 398 142	11 572 157	11 701 008	11 805 336	11 879 195	11 935 819	11 974 747	12 004 855	12 035 805	12 061 119	12 083 894

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	**Ед.изм**	**2049**	**2050**	**2051**	**2052**	**2053**	**2054**	**2055**	**2056**	**2057**	**2058**	**2059**	**2060**
1	**2**	**27**	**28**	**29**	**30**	**31**	**32**	**33**	**34**	**35**	**36**	**37**	**38**
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	6 814 584	7 128 856	7 308 090	7 246 926	7 084 033	6 945 093	6 811 594	6 701 235	6 557 786	6 262 622	6 155 226	6 067 306
Итого приток средств	тыс.тг.	6 814 584	7 128 856	7 308 090	7 246 926	7 084 033	6 945 093	6 811 594	6 701 235	6 557 786	6 262 622	6 155 226	6 067 306
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	5 304 239	5 459 304	5 607 356	5 603 599	5 683 250	5 770 215	5 975 018	6 099 926	6 194 084	6 004 960	6 067 979	6 185 529
прямые затраты	тыс.тг.	2 973 323	3 049 072	3 136 271	3 113 166	3 187 554	3 264 078	3 452 417	3 555 521	3 635 413	3 483 440	3 533 819	3 627 561
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	324 732	332 467	340 268	344 565	351 548	358 280	368 642	376 791	384 423	363 331	370 116	378 455
расходы периода	тыс.тг.	2 006 183	2 077 765	2 130 817	2 145 868	2 144 148	2 147 857	2 153 959	2 167 614	2 174 247	2 158 189	2 164 045	2 179 513
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	**0**	**85 250**	**0**	**88 250**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Бурение	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**0**	**85 250**	**0**	**88 250**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	285 997	317 691	326 361	314 299	267 946	224 596	158 493	112 763	66 366	46 114	12 844	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	5 590 235	5 862 245	5 933 716	6 006 149	5 951 196	5 994 811	6 060 107	6 090 435	6 093 185	5 850 531	5 852 114	5 942 340
Поток денежной наличности	тыс.тг.	**1 224 349,31**	**1 266 610,50**	**1 374 374,01**	**1 240 777,08**	**1 132 836,94**	**950 281,63**	**751 486,79**	**610 800,26**	**464 600,62**	**412 090,87**	**303 112,20**	**124 965,16**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	114 547	106 902	104 644	85 225	70 195	53 119	37 895	27 786	19 067	15 256	10 123	3 765
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	49 188	44 248	41 750	32 776	26 021	18 981	13 052	9 225	6 102	4 706	3 010	1 079
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	18 481	15 933	14 407	10 839	8 247	5 765	3 799	2 573	1 631	1 206	739	254
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	46 256 713	47 523 324	48 897 698	50 138 475	51 271 312	52 221 593	52 973 080	53 583 880	54 048 481	54 460 572	54 763 684	54 888 649
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	19 645 952	19 752 854	19 857 498	19 942 722	20 012 917	20 066 036	20 103 932	20 131 718	20 150 784	20 166 041	20 176 164	20 179 929
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	15 468 762	15 513 010	15 554 760	15 587 536	15 613 557	15 632 538	15 645 590	15 654 815	15 660 917	15 665 623	15 668 633	15 669 712
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	12 102 375	12 118 308	12 132 715	12 143 554	12 151 801	12 157 565	12 161 364	12 163 938	12 165 569	12 166 774	12 167 513	12 167 767

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

Технико-экономический анализ вариантов разработки показал, что наиболее экономически эффективным и рекомендуемым к реализации является 2 вариант, где предусматривается бурение 2 горизонтальных скважин, внедрение одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) на скважине НСВ-2, ввод из освоения двух скважин (НСВ-12 и НСВ-13), ввод из консервации скважины НСВ-4, а также проведение ГРП на 3 скважинах (НСВ-2, НСВ-3 и НСВ-11). Кроме того, по 7 скважинам планируется проведение ГТМ по переводу между объектами. Достигаемые значения КИН за рентабельный период разработки месторождениия приведены в таблице 4.3.1 по эксплуатационным объектам и в целом по месторождениям.

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

Объект	Утвержденный КИН, доли ед.	Геол. запасы нефти, тыс.т.	Извл. запасы нефти, тыс.т.	Варианты разработки	Расчетный КИН, доли ед.	Прогноз. извлек. запасы, тыс.т
I	*0,518*	7163	3 712	1	0,376	237,8
				2	**0,559**	**353,9**
II	*0,201*	5 214	1 049	1	0,235	372,0
				2	**0,299**	**472,3**
III	*0,165*	7 287	1 204	1	0,233	960,3
				2	**0,265**	**1252,9**
B-I	*0,370*	3 845	1 423	1	0,158	55,7
				2	**0,185**	**65,0**
B- II	*0,536*	10 249	5 497	1	0,137	35,2
				2	**0,174**	**44,6**
B- III	*0,126*	1 600	201	1	0,084	11,7
				2	**0,084**	**11,7**
Всего по месторождению	***0,370***	**35 378**	**13 093**	1	0,227	1742,1
				2	**0,286**	**2200,3**

По результатам расчетов (табл. 4.3.1) наименее прибыльным выглядит вариант 1, по которому прогнозный КИН в целом по месторождению составил 0,227 доли ед., когда по 2 варианту составил 0,286 доли ед.

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

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Экономический анализ проведен по двум вариантам для оценки возможных финансовых и экономических 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:

Расчетный период составил:

1 вариант – 2026 – 2057 гг.

2 вариант – 2026 – 2060 гг.

Объем необходимых капитальных вложении при расчете за расчетный период составляет:

1 вариант – 3 996,7 млн. тг.

2 вариант – 9 213,6 млн. тг.

Суммарные эксплуатационные затраты за расчетный период составляют:

1 вариант – 130 042,9 млн. тг

2 вариант – 171 790,1 млн. тг.

Поступления Государства за расчетный период:

1 вариант – 21 567,1 млн. тг.

2 вариант – 30 680,9 млн. тг.

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

1 вариант – 16 003,3 млн. тг.

2 вариант – 20 179,9 млн. тг.

Таким образом, второй вариант является экономический выгодным.

Таблица 5.1- Технико-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты	
		1	2
Рентабельный период	**период**	**2026 - 2057**	**2026 - 2060**
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	91	122
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	83,7	93,0
Проектный уровень добычи попутного газа	млн.м3/год	14,9	16,3
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	0,0	0,0
Темп отбора при проектном уровне	%	3,9	4,3
Максимальный фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	ед.	10	12
добывающих	ед.	10	12
нагнетательных	ед.	0	0

Наименование показателей	Ед.изм.	Варианты	
		1	2
Ввод новых скважин из бурения	ед.	1	3
Нефтедобывающих	ед.	1	3
горизонтальных	шт.	1	3
Накопленные показатели			
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	1 401,92	1 929,57
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	1 673	2 200
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м3	179	235
добыча нефтяного (попутного) газа с начала разработки	млн. м3	236	293
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	2 373	3 501
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	2 667	3 795
закачка воды за рентабельный период	тыс. м3	0	0
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	0	0
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,218	0,286
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	71,2%	76,3%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	178 283,8	253 838,2
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	3 996,7	9 213,6
в строительство скважин	млн. тг	2 547,1	7 543,8
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	1 449,6	1 669,8
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	130 042,9	171 790,1
производственные расходы	млн. тг	67 534,1	90 421,3
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	7 627,2	10 664,3
непроизводственные расходы	млн. тг	54 881,6	70 704,5
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	135 142,2	182 131,5
Полная себестоимость 1 тонны нефти	тг/тонна	111 969,5	109 976,7
- Поток денежной наличности	млн. тг	33 979,2	54 888,6
- Поступления Государству	млн. тг	21 567,1	30 680,9
Чистые дисконтированные поступления			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	16 003,3	20 179,9
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	13 278,9	15 669,7
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	11 014,9	12 167,8
- бюджета Государства			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	9 538,6	11 979,3
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	8 065,3	9 797,9
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	6 904,3	8 112,5
Индекс доходности (PI)			
при 0% дисконта	ед.	9,50	6,96
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	5,98	3,77
при ставке дисконта в 15%	ед.	5,27	3,28
при ставке дисконта в 20%	ед.	4,63	2,88

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режима его работы, с обеспечением проектной добычи и необходимого контроля за эксплуатацией месторождения «С. Нуржанов Северо-Западного крыла», основывается на результатах технико-технологического анализа промысловых данных работы скважин, применяемых технологий и мероприятий, проведенных в процессе испытания скважин.

Для скважин месторождения, вскрывающих нефтенасыщенные интервалы, условия фонтанирования (предельные забойные давления, обводненность фонтанирования) определены для подъёмников диаметром 73 мм. Значения минимальных забойных давлений фонтанирования скважин оценены по методике А.П. Крылова.

На рисунках 6.1.1 – 6.1.3 представлены графики необходимого минимального забойного давления для фонтанирования при различных устьевых давлениях в зависимости от обводненности.

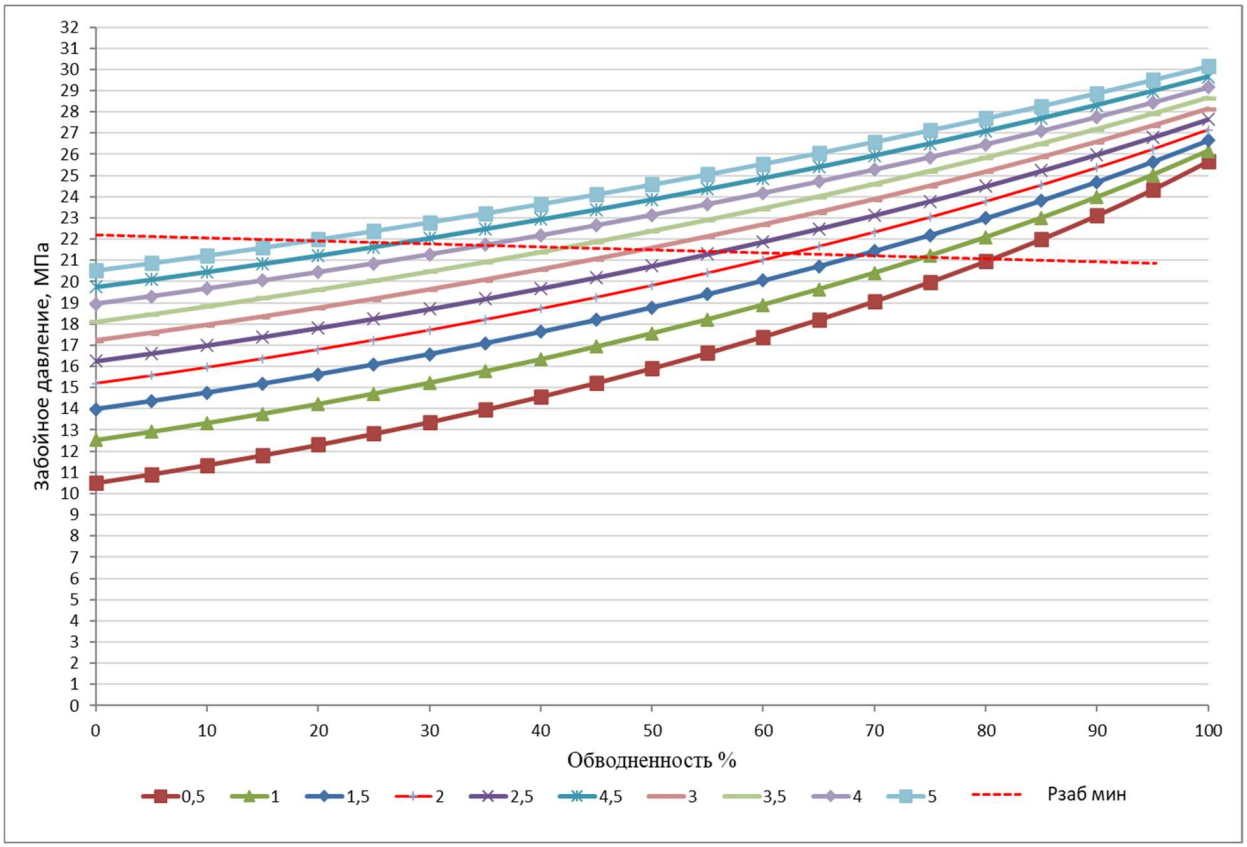


Рис. 6.1.1 – Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности I объекта

Как видно из рисунка 6.1,1 при различных устьевых давлениях условия фонтанирования скважин возможны с забойными давлениями в пределах от 10,5 до 22,0 МПа и обводненности до 80%.

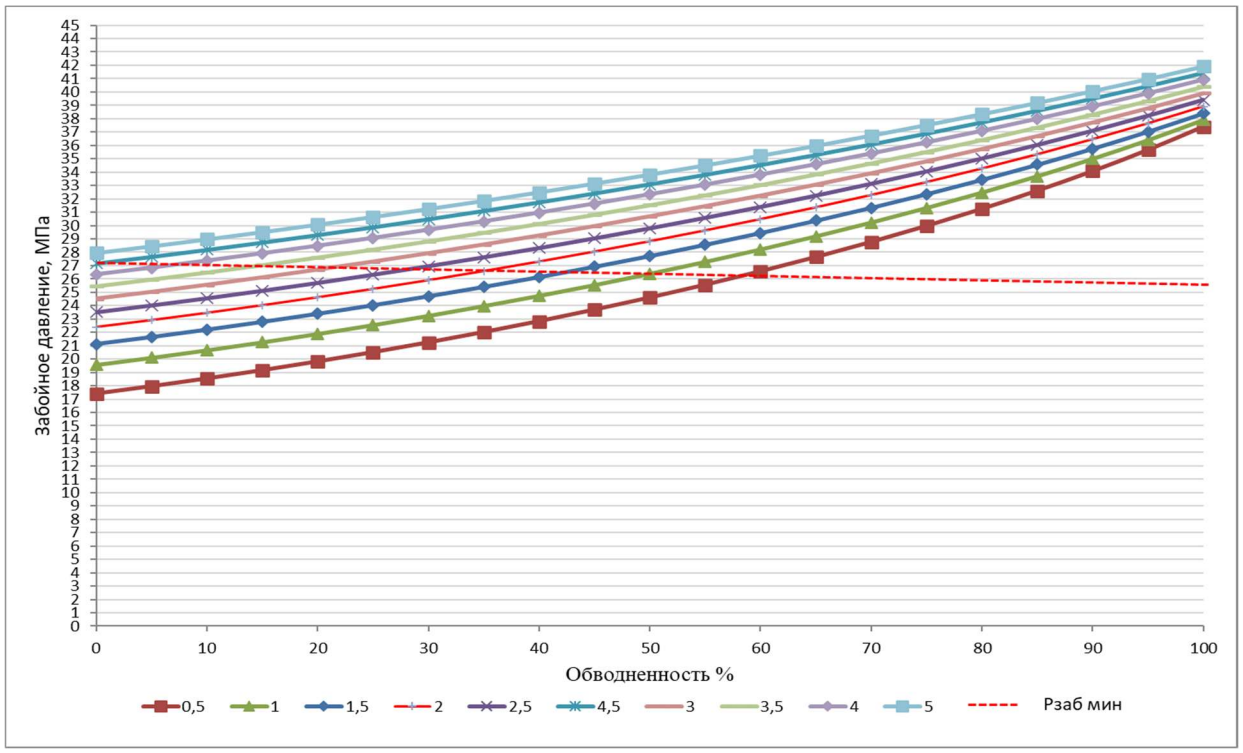


Рис. 6.1.2 – Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности II объекта

Как видно из рисунка 6.1.2 при различных устьевых давлениях условия фонтанирования скважин возможны с забойными давлениями в пределах от 17,4 до 27,4 МПа и обводненности до 60%.

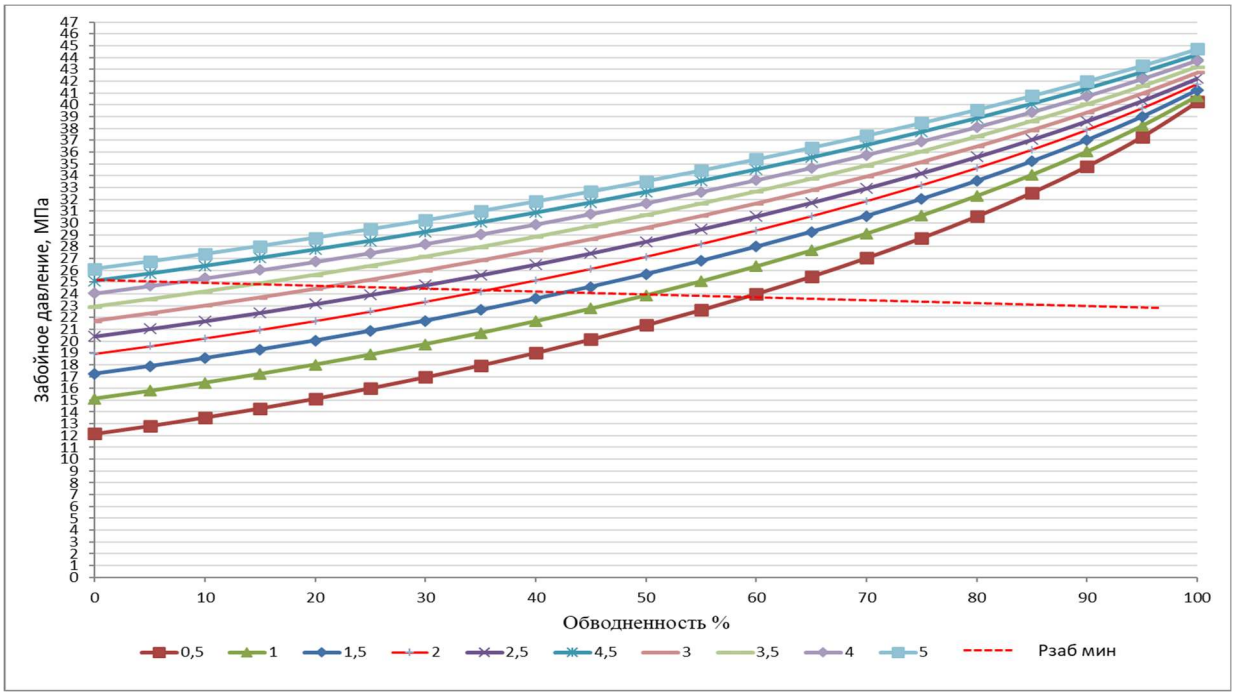


Рис. 6.1.3 – Минимальное забойное давление для фонтанирования при различных устьевых давлениях и обводненности III объекта

Как видно из рисунка 6.1.3 при различных устьевых давлениях условия фонтанирования скважин возможны с забойными давлениями в пределах от 12,2 до 25,1 МПа и обводненности до 60%.

Показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность продукции.

В таблице 6.1.1 приведены показатели эксплуатации скважин месторождения «С. Нуржанов Северо-Западное крыло».

Согласно рекомендуемого варианта разработки планируется за рекомендуемый период ввод 3 добывающих скважин из бурения. Средний эксплуатационный фонд изменится из 9 скважин в 2026 г., до 12 скважин к 2030 г. Средний дебит по жидкости составит 24,8 т/сут., и увеличится до 31,8 т/сут., к 2060 г. с увеличением обводненности с 4,9% до 76,3%.

Таблица 6.1.1 – Показатели эксплуатации скважин м/р. «С.Нуржанов (СЗК)»

Способ эксплуатации	Показатели	Годы																	
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Фонтан, механизированная	Ввод скважин	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	9	10	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	Дебит по жидкости на одну скважину, тн/сут:																		
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	27,3	29,3	24,4	27,1	28,1	27,1	26,1	25,8	25,0	24,4	23,6	23,0	22,5	22,0	21,6	21,3	20,9	20,7
	Средняя обводненность, %	4,9	7,0	9,6	12,5	15,2	18,0	21,3	24,2	27,2	29,9	32,5	35,2	37,7	40,1	42,4	44,6	46,7	48,7

Продолжение таблицы 6.1.1

Способ эксплуатации	Показатели	Годы																	
		2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	
Фонтан, механизированная	Ввод скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Средний эксплуатационный фонд	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11	11	11	
	Дебит по жидкости на одну скважину, тн/сут:																		
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	средний	20,6	20,5	21,4	21,5	22,4	22,4	23,4	24,6	24,9	25,5	26,1	26,7	27,5	28,2	30,2	31,0	31,8	
	Средняя обводненность, %	50,8	51,7	50,9	53,4	53,2	54,6	55,6	57,2	59,7	62,4	64,8	67,2	69,4	71,5	72,9	74,6	76,3	

Обоснование выбора 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 программные обеспечения (ПО), в основу которых заложены корреляции для гидродинамического расчёта движения газожидкостной смеси в колонне подъёмных труб.

Для расчёта фонтанного подъёмника в данной работе использовано программное обеспечение «WellFlo».

По расчету при спуске насосно-компрессорных труб до заданной глубины, согласно технологическим условиям эксплуатации на нефтедобывающих скважинах месторождения «С. Нуржанов Северо-Западное крыло» наиболее удовлетворяет компоновка подъёмника с условными диаметрами 73 или 89 мм, т.к. обеспечивается условие, при котором потери давления на трение меньше по сравнению с колонным внутренним диаметром 60 мм. (Рисунок 6.1.4).

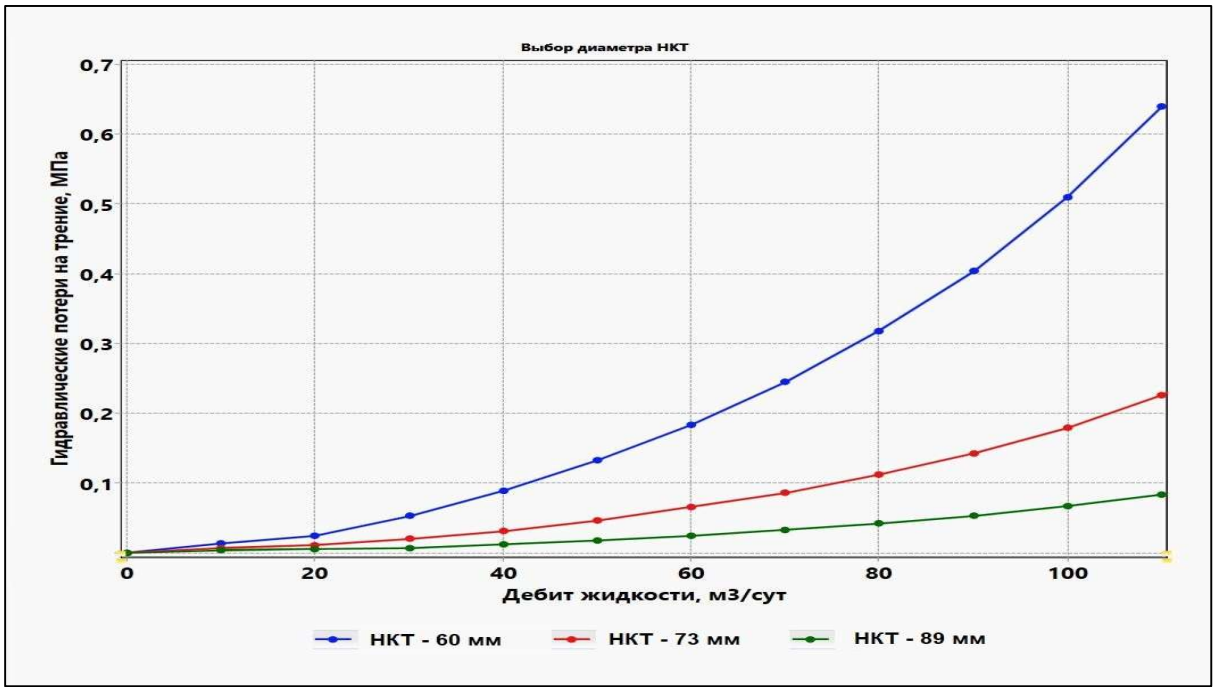


Рис. 6.1.4 – Потери давления на трение для различных типоразмеров подъемников

Однако для каждой конкретной скважины спуск колонны НКТ определенного 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;
- выполнение интенсификации с помощью гибких (спиральных) труб, а также гидравлического разрыва пласта;
- допуск на коррозию в размере примерно, 20% от толщины стенки (около 1мм);
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Выбор глубины спуска башмака колонны над интервалом перфорации (до 50 м) обоснован следующим условием:

- расположение хвостовика выше интервала перфорации облегчает его техническое обслуживание и снижает подверженность его коррозии и эрозии потоками флюида из перфорационных отверстий, а также предотвращает возможность застревания хвостовика на забое;

– улучшает условия проведения исследований со спуском таких приборов, как PLT и др.

Обоснование выбора устьевого оборудования.

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

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

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

Устье нефтяных скважин следует оборудовать фонтанной арматурой на рабочее давление 35 МПа, с проходным диаметром стволовой части елки 80 мм и боковым отводом 65 мм, с ручным и/или автоматическим способом управления запорными устройствами.

Фонтанная арматура должна включать трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами ручного и автоматического управления Ø80 мм на 35 МПа, а также с ручным и/или автоматическим управлением задвижками на каждом рабочем боковом отводе Ø65 мм на 35 МПа. Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцером, на рабочем – регулируемым, на резервной - не регулируемым дросселем со сменными штуцерами.

Компоновка устья скважины должна включать следующее оборудование:

- станция управления ФА (СУФА) связь по протоколу ProfiBus DP или ModBus/RTU;
- систему для ввода ингибитора коррозии и гидратообразования;
- систему связи аварийной остановки с диспетчерской установки;
- управление подземным клапаном-отсекателем;
- блок задвижек, соединенный с ФА, трубными отводами (рабочие, резервные) и затрубным отводом.

Боковой выкид арматуры оборудуется штуцером для возможности регулирования дебита. Схема обвязки устье скважин должна предусматривать подачу ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин и в выкидные трубопроводы.

Выбор механизированного способа эксплуатации скважин

При разработке месторождения после прекращения фонтанирования, рекомендуется перевод скважин на механизированный способ эксплуатации, в частности перевод на УШГН. В скважинах с высоким пескопроявлением рекомендуется применение УШВН.

Эксплуатация скважин установками штангового глубинного насоса (УШГН)

УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и среднедебитных скважинах ($2{,}5 \le Q_ж \le 80$ м^3/сут) малой и средней глубины (до 2300 м). Преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), недефицитность и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

Скважинное оборудование УШГН характеризуется многообразием типоразмеров. К.п.д. установки составляет 50-60 % при коэффициенте наполнения насоса 0,8÷1,0. Для лучшей работы УШГН давление на приеме насоса должно быть $p_{пр} > 0{,}35 \div 0{,}7$ МПа. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости μ до 200 МПа·с и содержании песка до 10 %. Недостатком установки является утечки через сальник.

Надежная работа УШГН возможна при правильном подборе оборудования, соответствии технологического режима эксплуатации скважины, качественном выполнении монтажных работ и точном уравновешивании, а также при своевременных профилактических ремонтах и смазках.

В процессе эксплуатации станка-качалки необходим контроль за состоянием сборки, крепления подшипников, затяжки кривошипных и верхних пальцев на шатуне, а также за уравновешиванием, натяжением ремней и отсутствием течи масла в редукторе и т.п., Кроме того, следует проверять соответствие мощности и скорости вращения вала электродвигателя установленному режиму работы станка-качалки. При подключении электродвигателя необходимо, чтобы кривошипы вращались по стрелке, указанной на редукторе.

На устьях скважин насосные трубы подвешены при помощи планшайбы, устанавливаемой на колонном фланце. В верхнюю муфту над планшайбой ввинчивается тройник для отвода жидкости в выкидную линию. Для герметизации полированного штока используется сальниковое устройство. Набивка сальника уплотняется съемной гайкой.

Колонна насосных штанг присоединена к головке балансира СК через полированный шток. Полированные штоки работают внутри тройника – сальника, что

обеспечивает хорошую герметизацию устья. С помощью канатной подвески полированный шток присоединен к головке балансира станка-качалки.

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы невставного (трубного) исполнения диаметрами 44мм, 57мм, 70мм. Насосы спускаются в скважину на колонне НКТ диаметром 60, 73, 89 мм.

Применяемая колонна штанг диаметром 19 и 22 мм является рациональной для скважин, оборудованных станками-качалками.

Компоновка труб и штанг по размеру и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам, применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствуют добычным возможностям скважин.

Принцип работы глубинных насосов заключается в поступательно-возвратном движении плунжера, в процессе которого производится всасывание и нагнетание жидкости через внутреннюю полость насоса в насосно-компрессорные трубы. Насосно-компрессорные трубы служат для подвешивания насоса на заданной глубине и лифтом для подъема жидкости из скважины на выкидную линию скважины.

Применение на добывающих скважинах штанговых глубинных насосов дает возможность оперативно изменять параметры работы скважины в зависимости от ситуационной характеристики, посредством увеличения\уменьшения длины хода штока, либо числа качаний. В зависимости от добычных возможностей скважины могут применяться насосы различных диаметров.

Эксплуатация скважин оборудованных установками 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.

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.

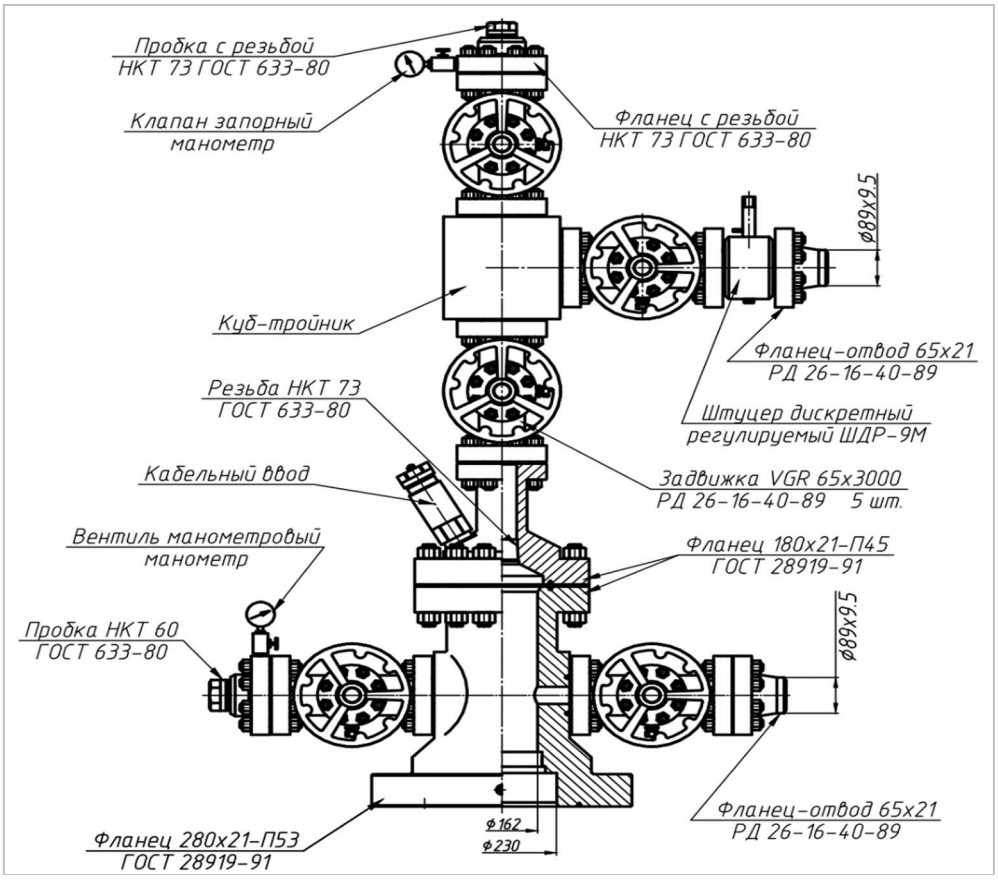


Рис. 6.1.5 - Устьевая арматура УЭЦН

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.

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.

Технические характеристики УЭЦН.

Электроцентробежные насосные установки (УЭЦН) имеют очень большой диапазон подач для подбора - от 25 до 1000 $м^3$/сутки, способны развивать напор до 4000 м. Наиболее эффективны эти установки при работе в скважинах с большими дебитами. В высокопродуктивных скважинах (свыше 80 $м^3$/сут) УЭЦН имеют самый высокий КПД (более 50 %), но в области небольших подач КПД резко падает. Межремонтный период работы УЭЦН в скважинах достаточно высок.

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

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

В процессе разработки месторождения возможны осложнения, возможны такие виды осложнений, связанные с физико- химическими свойствами добываемой продукции, как коррозия скважинного и наземного оборудования, парафиносмоловые отложения во внутрискважинном и наземном оборудовании.

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

Мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО

Нефть горизонта Т-II-А на месторождения С. Нуржанов Северо-Западного крыла характеризуется как тяжелое (плотность нефти составляет 0,894 г/см^3), а также нефть является парафинистой, содержание парафина 9,0%. Величина концентрации серы в нефти 1,5%.

По представленным характеристикам нефть горизонта Т-V на месторождения С. Нуржанов Северо-Западного крыла относится к битуминозным, малосмолистым, сернистым, парафинистым. Содержание парафина в среднем составляет 2,0%. Величина концентрации серы в нефти изменяется от 1,6 до 1,8%. Плотность нефти варьирует от 0,909 до 0,919 г/см^3.

Известно, что одной из причин, снижающих эффективность эксплуатации скважин при разработке газоконденсатного месторождения, является образование парафино-смоловых отложений, которые, откладываясь в призабойной зоне скважин и на поверхности промыслового оборудования, приводят к осложнениям, оказывающим существенное влияние на процессы добычи, сбора, подготовки и транспорта газа и конденсата. Для предотвращения этого необходимо проведение различного рода мероприятий по предупреждению и устранению последствий образования отложений.

При вводе в эксплуатацию эксплуатационных скважин, а также наземных объектов системы сбора и подготовки, учитывая физико-химические свойства конденсата, могут возникнуть осложнения, связанные с образованием парафино-смоловых отложений и механических примесей.

Изменения термобарических условий потока пластового флюида в процессе эксплуатации добывающих скважин ниже критических значений могут привести к выпадению парафина в виде твердой фазы, образованию отложений на стенках трубопроводов и уменьшению рабочего сечения. Для борьбы и предупреждения парафино-смоловых отложений в нефтедобывающей промышленности существуют

различные методы: механический, тепловой, химический.

Механический метод предполагает удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для этой цели разработаны скребки различной конструкции, которые применяются как для очистки НКТ, так и трубопроводов системы внутрипромыслового сбора и транспорта.

Тепловой метод основан на способности парафина плавиться при температурах выше температуры насыщения. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла. Технология применения теплоносителя предусматривает, нагрев жидкости в специальных нагревателях и подачу ее в скважину.

Химический метод предназначен для удаления и предупреждения парафиноотложений с помощью химических реагентов, растворителей. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и поверхностью металла трубы. Различными компаниями, специализирующимися в области производства хим.реагентов, разработан достаточно широкий ассортимент химических реагентов для борьбы с парафино-смоловыми отложениями.

Выбор наиболее эффективного метода по борьбе с парафино-смоловыми отложениями и экономически выгодных реагентов различного назначения, а также их необходимое количество проводится на основании специальных комплексных лабораторных исследований. При применении любого из методов необходимо предусмотреть мероприятия по минимизации технологических рисков, учитывая геолого-физическую характеристику продуктивного коллектора, состояние призабойной зоны скважин и т.д.

Противокоррозионные мероприятия

Для защиты трубопроводов от коррозии при обводненности 50% и более предлагается использовать водорастворимые ингибиторы коррозии. Больший эффект достигается при непрерывной подаче ингибитора в систему. Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии рекомендуется применять блочные установки БР-2,5; БР-10 (ОСТ 26-02-376-72) или дозировочные насосы НД.

По классификации В.А. Сулина воды триасовых отложений относятся к хлоркальциевому типу, соленые, жесткие. Результаты химического состава вод и содержание микрокомпонентов в пластовой воде приведены в таблице 2.3.6.

Величина общей минерализации воды горизонта Т-II составляет 244,6 г/дм^3 при удельной плотности воды 1,140 г/см^3. pH среда вод кислая, равная 6,4. Вода жесткая,

общая жесткость вод достигает 410 мг-экв/л. Содержание микрокомпонентов в пробах воды в непромышленных кондициях: йод – 1,26 мг/дм^3, бром – 80 мг/дм^3.

Общая минерализация воды горизонта Т-IV-А составляет 244,6 г/дм^3, плотность воды – 1,167 г/см^3. pH среда вод кислая равная 5.8. Общая жесткость вод достигает 1136,2 мг-экв/л. Содержание микрокомпонентов составляет: бром – 129,5 мг/л, йод – 2,52 мг/л. Воды содержат в своем составе растворенного сероводорода 4,68 мг/л, что предполагает присутствие в продукции сульфатвосстанавливающих бактерии (СВБ).

В условиях присутствия в средах сероводорода и плёнок сульфидов железа может существенно ускорится протекание коррозионных процессов подземного оборудования добывающих скважин, в НКТ и внутренних поверхностях обсадных колонн, в системах сбора и подготовки сточной воды. Локальная коррозия может возникать в местах изменения направления движения потока: отводы, тройники, фильтры, рабочие колёса центробежных насосов и др. Может возникать коррозия, в виде цепочки язв или канавки, вдоль нижней образующей промысловых трубопроводов и оборудование, выполненные из обычных углеродистых сталей (УС), по всей технологической цепочке нефтепромысла: добыча, сбор, транспорт, подготовка нефти и газа, ППД. Может также возникать щелевая коррозия наземных трубопроводов и ёмкостей под осадками в системах подготовки сточной воды, в аэрированных сточных водах.

Коррозия подземного оборудования (ПО) скважин, оборудования и трубопроводов систем сбора и подготовки газа, и конденсата зависит от множества факторов. Основными факторами, оказывающими влияние на коррозию сталей, являются концентрация и парциальное давление кислых газов (pH_2S и pCO_2) и обводненность газожидкостной смеси (ГЖС). Без присутствия воды, смачивающей или конденсирующейся из газа на поверхности оборудования и трубопроводов, процессы коррозии металлов не происходят.

Коррозионная активность добываемых флюидов, в настоящее время, определяется небольшим количеством попутно добываемой воды. Присутствие воды в добываемой газо-жидкостной смеси (ГЖС) является ключевым фактором протекания электрохимических процессов коррозии и могут вызвать коррозию УС в условиях смачивания внутренней поверхности металла труб и оборудования водой. В газовой фазе аппаратов и газопроводах даже небольшое количество воды (относительная влажность более 60%) может вызвать коррозионное воздействие и местную коррозию восприимчивых сталей.

Опыт противокоррозионной защиты показывает, что на проектируемом комплексе могут быть использованы следующие методы борьбы с коррозией:

• специальные методы защиты, включающие применение ингибиторов коррозии, защитных покрытий, коррозионностойких металлов и сплавов, неметаллических материалов, а также электрохимической защиты;

• технологические, направленные на создание благоприятных, с точки зрения защиты от коррозии, условий эксплуатации добывающего или перерабатывающего оборудования.

Для защиты наземной инфраструктуры по системе сбора и транспортировке продукции от высокого содержания сероводорода в добываемом флюидах и его негативном последствии на промыслового оборудования (трубопроводов, выкидной линии и т.д.) в виде коррозионных процессов, необходимо определить коррозионную активность транспортируемой жидкости, в том числе провести исследование по определению содержания сероводорода (в газе, в нефти и попутно-добываемой воде) и углекислого газа (в газе и попутно-добываемой воде) для подбора ингибитора коррозии и выбора материала труб.

При подтверждении коррозионной активности необходимо подобрать материалы и провести подбор и ОПИ ингибитора коррозии (по результатам лабораторных исследовании).

Рекомендации:

Для защиты от коррозии внутренней поверхности НКТ добывающих скважин рекомендуется применение НКТ с внутренним защитным (эмалевым) покрытием. В опытном порядке рекомендуется применение НКТ из алюминиевых сплавов, обладающих высокой коррозионной стойкостью в сероводородсодержащих средах. Защита от коррозии обсадных колонн может быть осуществлена спуском труб из коррозионностойкой стали или труб с защитным покрытием.

Ниже представлены рекомендуемые мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин.

Таблица 6.2.1 – Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	На период прогноза	Ингибиторная защита	Подземное и наземное оборудование. Все высоконапорные водоводы сточной воды и нагнетательные линии системы ППД	Непрерывно	После проведения исследований по подбору ингибиторов
2		Обработки растворителями и композициями на их основе, обработки горячей нефтью.	глубинное оборудование, выкидные линии	по графику	После проведения лабораторных исследований и разработки нормативно-технологической документации

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Согласно 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.

6.3.1 Краткая оценка состояния системы сбора и подготовки добываемой продукции

Существующая система сбора скважинной продукции

Эксплуатационный фонд скважин на момент составления настоящего отчета на северо-западном крыле месторождения С.Нуржанов составляет 8 скважин (НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11, НСВ-12 и НСВ-13), 1 скважина (НСВ-4) находится в консервации. Все скважины обустроены и подключены к системе сбора.

Система сбора на месторождении герметизирована. Скважины снабжены выкидными линиями, по которым продукция скважин поступает на ГЗУ-9Б. В таблице 6.3.1 представлена основная информация по выкидным линиям.

На ГЗУ-9Б производится индивидуальный поочередный замер дебита скважин и добываемого газа. Далее жидкость направляется на УБС (Установка блочной сепарации), где происходит предварительная сепарация. Жидкость в свою очередь транспортируется по Ø325 мм коллектору на ЦППН Прорва для окончательной подготовки и сдачи потребителю, газ направляется по газопроводу на УКПГ Прорва.

Таблица 6.3.1 – Характеристика выкидных линий

№	Номер скважины	Точка подключения	Протяженность выкидной линии, м	Материал исполнения труб
1	НСВ-1	ГЗУ-9Б	537	СВТ
2	НСВ-2		962	СВТ
3	НСВ-3		1973	СВТ
4	НСВ-4 (спарена с НСВ-11)		420	сталь
5	НСВ-5		1700	сталь
6	НСВ-10		400	сталь
7	НСВ-11		2970	сталь
8	НСВ-12		2100	сталь
9	НСВ-13		1300	сталь

Технология подготовки продукции

Технологическая схема ЦППН Прорва представлена на рис. 6.3.1.

Продукция месторождения поступает по нефтяному коллектору Ø325 на НГС №3. По нефтяному коллектору установлен фильтр, который улавливает механические примеси в поступающем потоке скважинной продукции и трехфазный расходомер, предназначенный для замера продукции по нефти, газу и воде.

На входе в нефтегазовый сепаратор НГС дозируется деэмульгатор «Недра-1» с удельным расходом 150-180 г/т с блока дозировки химического реагента БР-2,5 №1.

Далее в нефтегазовых сепараторах происходит отделение попутного нефтяного газа от жидкости. Отделившиеся жидкость из нефтегазовых сепараторов поступают на установки предварительного сброса воды. От НГС№3 нефтяная эмульсия поступает на

УПС №2, 3, 4, 5, 6. Попутный нефтяной газ направляется на ГС №2. В газосепараторах происходит отделение сырого газа от капельных жидкостей. Отделившиеся сырой газ от ГС №1 и ГС №2 поступает на ГС №4 для осушки от влаги и далее направляется на УКПГ для дальнейшей переработки. Сырой газ с ГС №3 напрямую поступает на УКПГ для дальнейшей переработки согласно требованиям СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам».

Нефть от от УПС №2 поступает на КСУ №2. В КСУ происходит окончательная дегазация нефти, далее нефть поступает на технологический РВС №6 V=5000 м^3

Сырую нефть с РВС №6 с помощью технологических насосов ЦНС 300-120 №1, 2, 3 (1-рабочий, 2-резервные) направляют на прием печей подогрева ПТБ-10/64 (1-рабочий, 2-резервные). На входе в технологические насосы через задвижку №Б2-01 дозируется деэмульгатор «Недра-1» с удельным расходом 30-50 г/т с блока дозировки химического реагента БР-2,5 №2.

На печах подогрева нефть подогревается и направляется на прием в горизонтальные отстойники ОГ-200 №1, №2, №3, №4 и ЭДГ №5, №6.

С печей подогрева нагретая нефтяная эмульсия поступает в параллельно (последовательно) соединенные отстойники электродегидраторы ЭГД №5 и №6 для окончательного отделения пластовой воды, далее нефтяная эмульсия параллельно подается в отстойник №2 и последовательно в ОГ-200 №3 и №4.

В отстойник ЭДГ №5 и №6 в обезвоженную нефть через эжектор подается 12-16% пресная нагретая вода на ПТ 16/150 №5, №6 до Т=80ºС для вымывания хлористых солей из нефти. Пресная вода поступает с РВС 1000 м$^{3.}$ В отстойники ОГ-200 №3 и №4 также предусмотрен подача пресной нагретой воды на ПТ 16/150 №5, №6 до Т=75-80ºС для вымывания хлористых солей из нефти. Далее нефть через узел управления задвижками поступает в товарные резервуары №5, №7, №10.

После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии с СТ РК 1347 – 2005 подготовленная нефть по нефтепроводу протяженностью 54 км с Р = 10-13 кгс/см² насосами ЦНС 300-240 №1, №2, №3 - 1 насос рабочий, 2 насоса резервные откачивается в товарные резервуары №1, №2 V-5000 м³ на НПС «Прорва».

После приемосдаточных операций в присутствии представителей – операторов сторон КНУ АО «КазТрансОйл» и ЦППН «Прорва» товарная нефть откачивается в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау».

Технологическая схема ЦППН Прорва представлена на рис. 6.3.1.

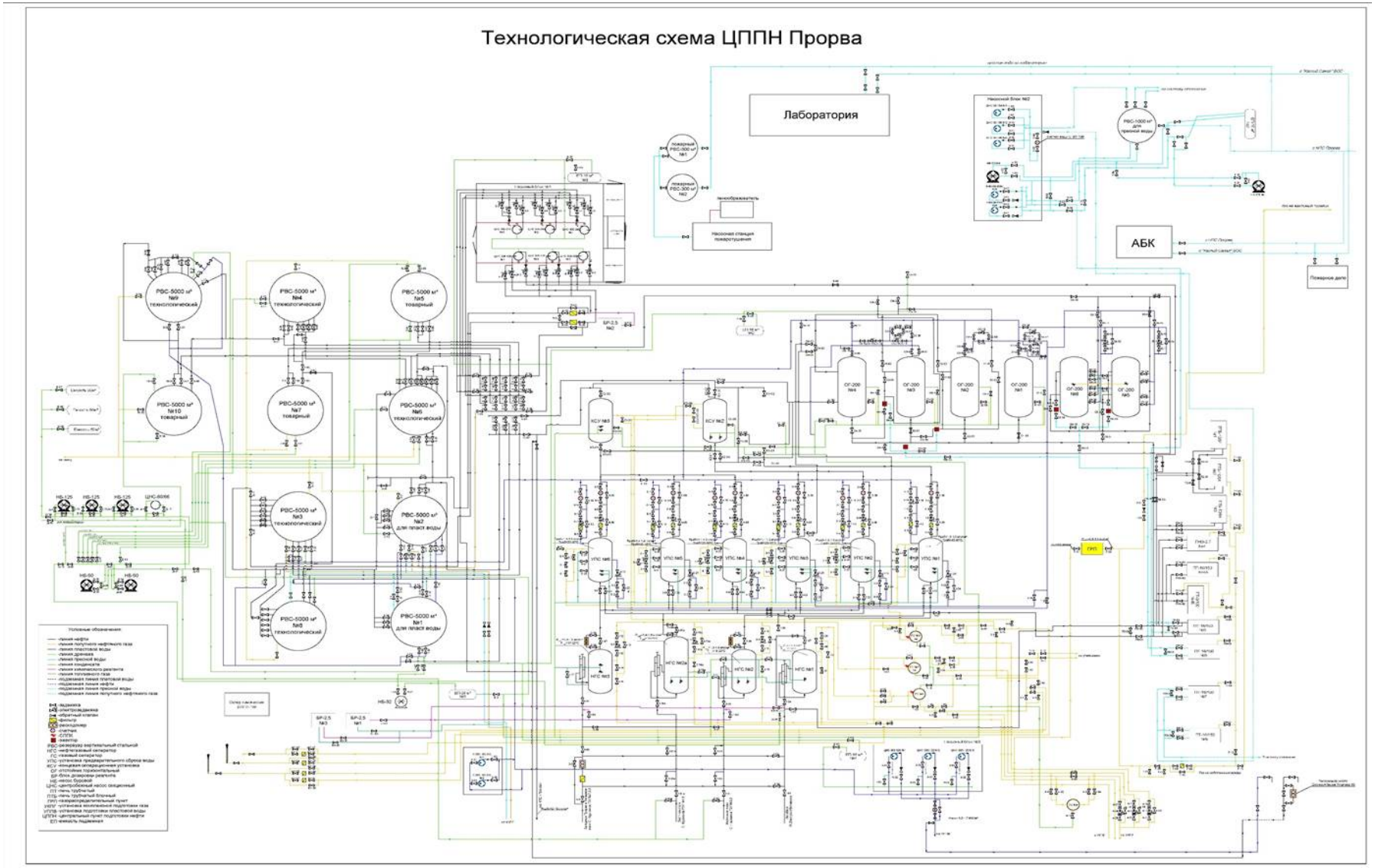


Рис. 6.3.1 – Технологическая схема ЦППН Прорва

Определение необходимых мощностей сооружений систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин

Согласно действующему технологическому регламенту пропускная способность (мощность) ЦППН Прорва составляет по водонефтяной эмульсии – 3 млн. тонн/год, по газу – 500 млн. $м^3$/год, что вполне достаточно для обеспечения сбора и первичной подготовки прогнозного, согласно показателей настоящего отчета, объема скважинной продукции.

С учетом объемов технологических потерь скважинной продукции, мощностей сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин должно быть достаточно для обеспечения достижения прогнозных показателей настоящего отчета (таблица 6.3.1). Из таблицы 6.3.1 видно, что существующих мощностей сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин месторождения будет достаточно для обеспечения достижения проектных показателей.

Выводы и рекомендации по системе сбора и подготовки продукции скважин

- Применяемое оборудование системы сбора продукции скважин, подготовки и транспортировки сырья до пункта сдачи соответствует условиям эксплуатации и работает в заданных режимах, обеспечивая стабильность производственного цикла;
- Система сбора продукции скважин, подготовки и транспортировки сырья до пункта сдачи обеспечивает достижение прогнозных технологических показателей разработки и не имеет технологических ограничений по пропускной способности.

Проектные решения

В рамках настоящего отчета в период 2026-2030гг. планируется ввод из бурения 3 добывающих скважин. Проектные скважины планируется подключить к существующему ГЗУ-9Б «ОЗНА Массомер».

Таблица 6.3.1 – Необходимые мощности сооружений и оборудования систем сбора, подготовки и транспорта продукции скважин

Год	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Добыча нефти, тыс.т	**70,6**	**87,4**	**92,0**	**90,3**	**93,0**	**92,5**	**85,9**	**81,2**	**75,8**	**71,1**	**66,4**	**62,1**	**58,3**
Добыча газа, млн м^3	**12,687**	**15,545**	**16,278**	**14,816**	**15,001**	**12,861**	**11,149**	**10,138**	**8,997**	**7,973**	**7,033**	**6,069**	**5,445**
Норматив потерь нефти*, %	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212
Норматив потерь газа*, %	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167
Потери нефти, тыс.т	0,5091672	0,6303288	0,6635040	0,6512436	0,6707160	0,6671100	0,6195108	0,5856144	0,5466696	0,5127732	0,4788768	0,4478652	0,4204596
Потери газа, млн м^3	0,0211873	0,0259602	0,0271843	0,0247427	0,0250517	0,0214779	0,0186188	0,0169305	0,0150250	0,0133149	0,0117451	0,0101352	0,0090932
Объем нефти, с учетом потерь, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, тыс.т	70,091	86,770	91,336	89,649	92,329	91,833	85,280	80,614	75,253	70,587	65,921	61,652	57,880
Объем газа с учетом потерь, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, млн м^3	12,666	15,519	16,251	14,791	14,976	12,840	11,130	10,121	8,982	7,960	7,021	6,059	5,436

Продолжение таблицы 6.3.1

Год	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Добыча нефти, тыс.т	**54,8**	**51,9**	**49,0**	**46,5**	**44,1**	**42,3**	**41,1**	**43,8**	**41,8**	**43,8**	**42,4**	**43,3**	**43,3**
Добыча газа, млн м^3	**5,121**	**4,788**	**4,528**	**4,297**	**4,084**	**3,920**	**3,710**	**4,302**	**4,119**	**4,371**	**7,506**	**7,575**	**7,441**
Норматив потерь нефти*, %	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212
Норматив потерь газа*, %	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167
Потери нефти, тыс.т	0,3952176	0,3743028	0,3533880	0,335358	0,3180492	0,3050676	0,2964132	0,3158856	0,3014616	0,3158856	0,3057888	0,3122796	0,3122796
Потери газа, млн м^3	0,0085521	0,0079960	0,0075618	0,007176	0,0068203	0,0065464	0,0061957	0,0071843	0,0068787	0,0072996	0,0125350	0,0126503	0,0124265
Объем нефти, с учетом потерь, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, тыс.т	54,405	51,526	48,647	46,165	43,782	41,995	40,804	43,484	41,499	43,484	42,094	42,988	42,988
Объем газа с учетом потерь, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, млн м^3	5,112	4,780	4,520	4,290	4,077	3,913	3,704	4,295	4,112	4,364	7,493	7,562	7,429

Продолжение таблицы 6.3.1

Год	**2052**	**2053**	**2054**	**2055**	**2056**	**2057**	**2058**	**2059**	**2060**
Добыча нефти, тыс.т	**41,9**	**39,9**	**38,2**	**36,5**	**35,1**	**33,5**	**31,2**	**29,9**	**28,8**
Добыча газа, млн м^3	**7,090**	**6,671**	**6,297**	**5,944**	**5,629**	**5,304**	**3,344**	**3,203**	**3,076**
Норматив потерь нефти*, %	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212	0,7212
Норматив потерь газа*, %	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167
Потери нефти, тыс.т	0,3021828	0,2877588	0,2754984	0,2632380	0,2531412	0,2416020	0,2250144	0,2156388	0,2077056
Потери газа, млн м^3	0,0118403	0,0111406	0,0105160	0,0099265	0,0094004	0,0088577	0,0055845	0,0053490	0,0051369
Объем нефти, с учетом потерь, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, тыс.т	41,598	39,612	37,925	36,237	34,847	33,258	30,975	29,684	28,592
Объем газа с учетом потерь, на который должны быть рассчитаны мощности системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции, млн м^3	7,078	6,660	6,286	5,934	5,620	5,295	3,338	3,198	3,071

Примечание. *Технологические потери рассчитаны исходя из «Норматива технологических потерь нефти, газа и конденсата при подготовке, хранении и транспортировке, а также расхода нефти и газа на собственные нужды по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» на период 2025-2030гг.»

6.4 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Регулирование вопросов использования ПНГ в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями Правительства РК, директивными указаниями Министерства охраны окружающей среды.

Согласно 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 С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) ведется в соответствии с «Корректировкой №2 программы развития переработки сырого газа на объектах НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» на период с 01.01.2025 по 31.12.2027 гг» (далее – Корректировка ПРПСГ), утвержденной Министерством энергетики РК (Протокол № 07-0/8352-вн от 17.12.2025 г.).

Согласно указанной Корректировке ПРПСГ сжигание сырого газа на месторождении не производится. Соотвественно нет необходимости в получении Недропользователем Разрешения на сжигание в факелах сырого газа месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло).

Утилизация газа на месторождении С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) производится следующим образом.

На УБС происходит предварительная сепарация жидкости и газа, где газ проходит очистку от капельной жидкости и механических примесей и далее направляется по газопроводу на УКПГ Прорва для дальнейшей подготовки. Часть газа после сепарации на ЦППН Прорва также поступает на УКПГ.

УКПГ предназначен для подготовки газа попутного нефтяного сероводородсодержащего газа Прорвинской группы месторождений с получением в качестве товара сухого газа, гранулированной серы и стабильного газового конденсата. Товарный газ после подготовки направляется по газопроводу в систему ТОО «Nobilis Corp» ГСП «Толкын».

В табл. 6.4.1, 6.4.2 представлены балансы добычи и распределения сырого газа С. Нуржанов (Северо-Западное крыло) для двух вариантов разработки.

Таблица 6.4.1 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа при варианте разработки №1

Год	Добыча газа, млн м^3	Использование газа на собственные нужды, млн. м^3	Технологические потери газа*, млн. м^3	Технологически неизбежное сжигание сырого газа, (VV), млн. м^3					Передача газа на м-е С. Нуржанов, млн. м^3	% утилизации
				V_6	V_7	V_8	V_9	V_V		
2026	12,687	0	0,021187	0	0	0	0	0	12,665813	100
2027	14,904	0	0,024890	0	0	0	0	0	14,879110	100
2028	14,432	0	0,024101	0	0	0	0	0	14,407899	100
2029	12,226	0	0,020417	0	0	0	0	0	12,205583	100
2030	11,212	0	0,018724	0	0	0	0	0	11,193276	100
2031	9,423	0	0,015736	0	0	0	0	0	9,407264	100
2032	8,214	0	0,013717	0	0	0	0	0	8,200283	100
2033	7,400	0	0,012358	0	0	0	0	0	7,387642	100
2034	6,510	0	0,010872	0	0	0	0	0	6,499128	100
2035	5,792	0	0,009673	0	0	0	0	0	5,782327	100
2036	5,098	0	0,008514	0	0	0	0	0	5,089486	100

Примечание. **Норматив потерь газа по месторождению С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) составляет 0,167 % от объема добычи газа согласно документа «Норматив технологических потерь нефти, газа и конденсата при подготовке, хранении и транспортировке, а также расхода нефти и газа на собственные нужды по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» на период 2025-2030гг.».*

Таблица 6.4.2 – Баланс добычи и распределения нефтяного газа при рекомендуемом варианте разработки №2

Год	Добыча газа, млн м^3	Использование газа на собственные нужды, млн. м^3	Технологические потери газа*, млн. м^3	Технологически неизбежное сжигание сырого газа, (VV), млн. м^3					Передача газа на м-е С. Нуржанов, млн. м^3	% утилизации
				V_6	V_7	V_8	V_9	V_V		
2026	12,687	0	0,021187	0	0	0	0	0	12,665813	100
2027	15,545	0	0,025960	0	0	0	0	0	15,519040	100
2028	16,278	0	0,027184	0	0	0	0	0	16,250816	100
2029	14,816	0	0,024743	0	0	0	0	0	14,791257	100
2030	15,001	0	0,025052	0	0	0	0	0	14,975948	100
2031	12,861	0	0,021478	0	0	0	0	0	12,839522	100
2032	11,149	0	0,018619	0	0	0	0	0	11,130381	100
2033	10,138	0	0,016930	0	0	0	0	0	10,121070	100
2034	8,997	0	0,015025	0	0	0	0	0	8,981975	100
2035	7,973	0	0,013315	0	0	0	0	0	7,959685	100
2036	7,033	0	0,011745	0	0	0	0	0	7,021255	100

Примечание. **Норматив потерь газа по месторождению С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) составляет 0,167 % от объема добычи газа согласно документа «Норматив технологических потерь нефти, газа и конденсата при подготовке, хранении и транспортировке, а также расхода нефти и газа на собственные нужды по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» на период 2025-2030гг.».*

7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин.

В рамках настоящего дополнения к проекту, согласно 1 варианту разработки, предусматривается бурение одной горизонтальной скважины НСВ-14. 2 вариант является продолжением 1 варианта и дополнительно предусматривает бурение ещё двух горизонтальных скважин НСВ-15 и НСВ-16. Таким образом, в рамках 2 варианта планируется бурение трех горизонтальных скважин. Также в рамках проекта предусматривается бурение 3 резервных горизонтальных скважин – НСВ-17, НСВ-18 и НСВ-19.

Конструкция и расчёт продолжительности бурения для 1 варианта представлены в таблице 7.1.1. Следует отметить, что 2 вариант является продолжением 1 варианта, и расчёты по дополнительным двум горизонтальным скважинам приведены в таблицах 7.1.2–7.1.3. В таблице 7.1.4 приведена конструкция резервных горизонтальных скважин НСВ-17, НСВ-18 и НСВ-19.

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.

Выбор типовой конструкции скважин производится в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов

нефтяной и газовой отраслей промышленности» (№355 от 30.12.2014 г.) с учетом опыта проводки скважин на месторождения С.Нуржанов (СЗК).

В рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения С. Нуржанов (Северо-Западное крыло)» для горизонтальных эксплуатационных скважин НСВ-14, НСВ-15 и НСВ-16, а также резервных горизонтальных скважин НСВ-17, НСВ-18 и НСВ-19 должны иметь следующие конструкции:

Рекомендуемая конструкция скважины НСВ-14

Направление Ø 426,0мм, спускается на глубину **100м**, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 323,9мм, спускается на глубину **1500м**, цементируется до устья с целью перекрытие верхней части разреза, склонных к обваливанию. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм, спускается на глубину **2930м**, с целью перекрытие верхней части разреза, склонных к обваливанию. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна ∅ 177,8мм, спускается **2830-3372,0/3530,15м** (по вертикали/по стволу) с целью эксплуатации продуктивного горизонта.

Эксплуатационный хвостовик Ø 114,3мм, спускается **3258,58/3270,0–3372,05/4605м** (по вертикали/по стволу) с целью эксплуатации продуктивного горизонта.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая проектная конструкция скважины приведена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Рекомендуемая конструкция горизонтальной скважин НСВ-14

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	490,0	426,0	100	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	393,7	323,9	1500	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Техническая колонна	295,3	244,5	2930	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	2830-3372,0/3530,15м* (вертикаль/ствол)	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Хвостовик	155,6	114,3	3258,58/3270,0–3372,05/4605м* (вертикаль/ствол)	-	ПЦТ-I-G-CC-I

Примечание: **глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Подробно конструкция скважины, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважины.

Рекомендуемая конструкция скважины НСВ-15

Направление Ø 426,0мм, спускается на глубину **100м**, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 323,9мм, спускается на глубину **1500м**, цементируется до устья с целью перекрытие верхней части разреза, склонных к обваливанию. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм, спускается на глубину **2930м**, с целью перекрытие верхней части разреза, склонных к обваливанию. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна ∅ 177,8мм, спускается **2830-3409,0/3598,16м** (по вертикали/по стволу) с целью эксплуатации продуктивного горизонта.

Эксплуатационный хвостовик Ø 114,3мм, спускается **3327,04/3360,0–3409,0/4392,5м** (по вертикали/по стволу) с целью эксплуатации продуктивного горизонта.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая проектная конструкция скважины приведена в таблице 7.1.2.

Таблица 7.1.2 – Рекомендуемая конструкция горизонтальной скважин НСВ-15

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	490,0	426,0	100	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	393,7	323,9	1500	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Техническая колонна	295,3	244,5	2930	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	2830-3409,0/3598,16м * (вертикаль/ствол)	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Хвостовик	155,6	114,3	3327,04/3360,0–3409,0/4392,5м* (вертикаль/ствол)	-	ПЦТ-I-G-CC-I

Примечание: **глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Подробно конструкция скважины, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважины.

Рекомендуемая конструкция скважины НСВ-16

Направление Ø 426,0мм, спускается на глубину **100м**, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 323,9мм, спускается на глубину **1500м**, цементируется до устья с целью перекрытие верхней части разреза, склонных к обваливанию. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм, спускается на глубину **2640м**, с целью перекрытие верхней части разреза, склонных к обваливанию. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна ∅ 177,8мм, спускается **2540-3120,90/3299,57м** (по вертикали/по стволу) с целью эксплуатации продуктивного горизонта.

Эксплуатационный хвостовик Ø 114,3мм, спускается **3033,61/3060,0–3120,87/4024,90м** (по вертикали/по стволу) с целью эксплуатации продуктивного горизонта.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая проектная конструкция скважины приведена в таблице 7.1.3.

Таблица 7.1.3 – Рекомендуемая конструкция горизонтальной скважин НСВ-16

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	490,0	426,0	100	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	393,7	323,9	1500	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Техническая колонна	295,3	244,5	2640	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	2540-3120,90/3299,57м* (вертикаль/ствол)	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Хвостовик	155,	114,3	3033,61/3060,0–3120,87/4024,90м* (вертикаль/ствол)	-	ПЦТ-I-G-CC-I

Примечание: **глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Подробно конструкция скважины, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважины.

Рекомендуемая конструкция резервных скважин НСВ-17, НСВ-18 и НСВ-19

Направление Ø 426,0мм, спускается на глубину **100м**, с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор Ø 323,9мм, спускается на глубину **1500м**, цементируется до устья с целью перекрытие верхней части разреза, склонных к обваливанию. Оборудование устья скважины ПВО.

Техническая колонна Ø 244,5мм, спускается на глубину **2930м**, с целью перекрытие верхней части разреза, склонных к обваливанию. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна ∅ 177,8мм, спускается **2830-3372,0/3530,15м** (по вертикали/по стволу) с целью эксплуатации продуктивного горизонта.

Эксплуатационный хвостовик Ø 114,3мм, спускается **3258,58/3270,0–3372,05/4605м** (по вертикали/по стволу) с целью эксплуатации продуктивного горизонта.

Глубина спуска колонны определяется из условий залегания продуктивного горизонта и наличия зумпфа.

Рекомендуемая проектная конструкция скважины приведена в таблице 7.1.4.

Таблица 7.1.4 – Рекомендуемая конструкция резервных горизонтальных скважин НСВ-17, НСВ-18 и НСВ-19

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска колонны, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)	Тип цемента
	Долото	Колонна			
Направление	490,0	426,0	100	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	393,7	323,9	1500	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Техническая колонна	295,3	244,5	2930	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Эксплуатационная	215,9	177,8	2830-3372,0/3530,15м* (вертикаль/ствол)	до устья	ПЦТ-I-G-CC-I
Хвостовик	155,6	114,3	3258,58/3270,0–3372,05/4605м* (вертикаль/ствол)	-	ПЦТ-I-G-CC-I

Примечание: **глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.*

Подробно конструкция скважины, должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважины.

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	3094,90	0,00	282,40	3094,90	S 0,00	W 0,00	0,00	0,00
ЦЕЛЬ W #14- T1	3530,15	90,00	282,40	3372,00	N 59,52	W 270,62	6,20	277,09
Глубина и конец стабилизации	4605,60	90,00	282,40	3372,05	N 290,52	W 1320,96	0,00	1352,53

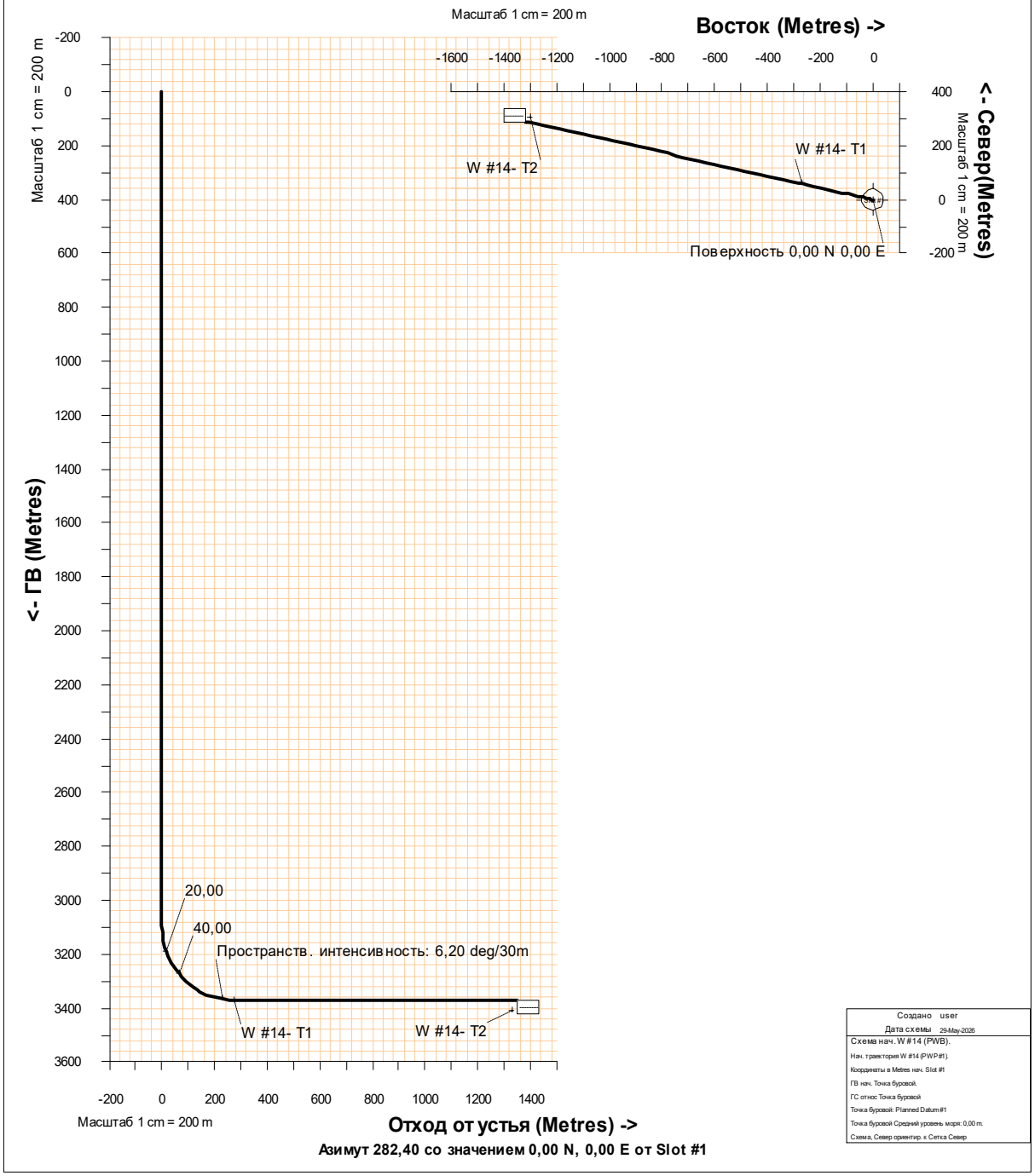


Рис. 7.1.1 – Профиль горизонтальной скважины НСВ-14

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	3077,60	0,00	248,39	3077,60	S 0,00	W 0,00	0,00	-0,00
ЦЕЛЬ W #15- T1	3598,16	90,00	248,39	3409,00	S 122,05	W 308,10	5,19	331,40
Глубина и конец стабилизации	4392,50	90,00	248,39	3409,00	S 414,61	W 1046,61	0,00	1125,74

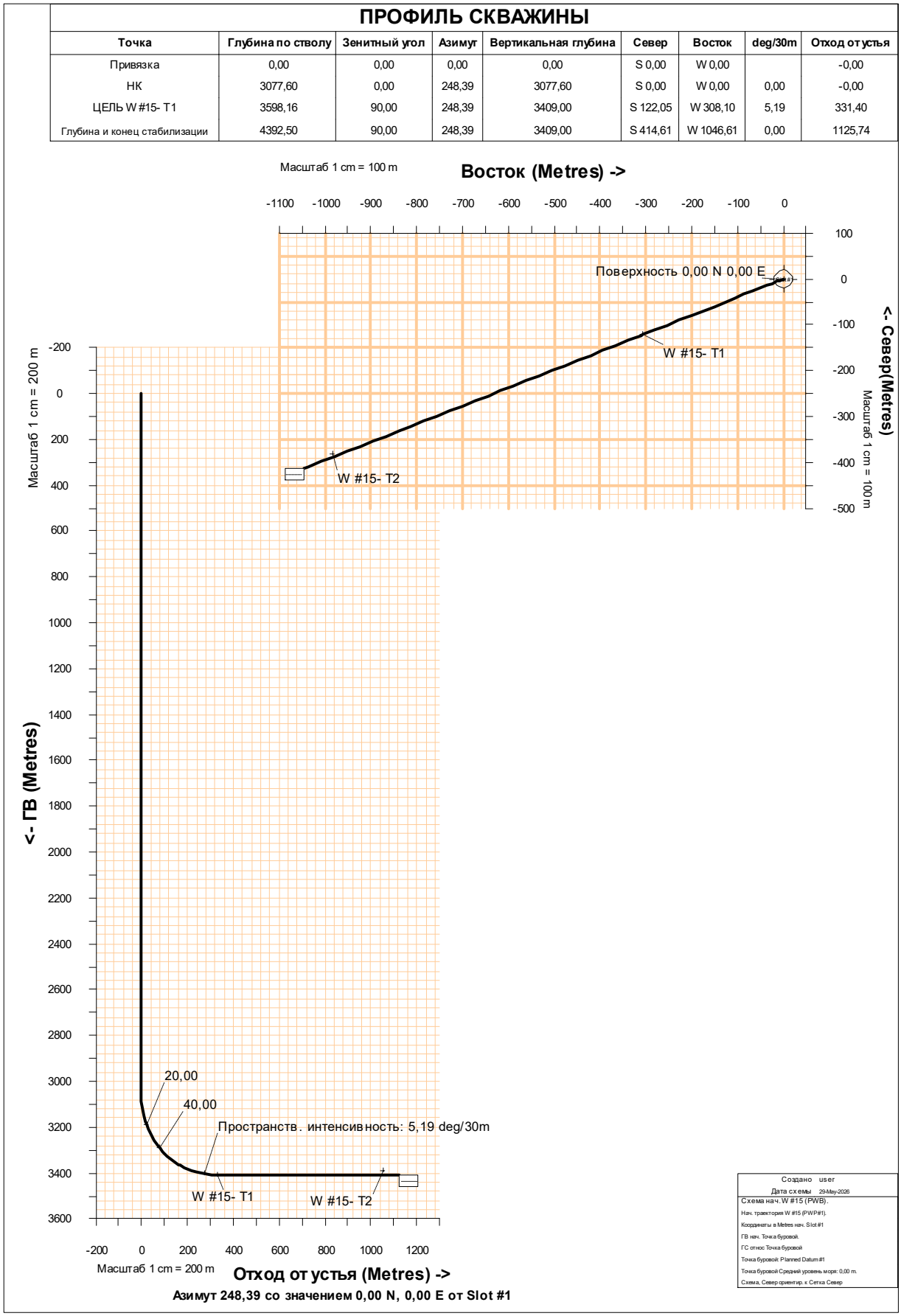


Рис. 7.1.2 – Профиль горизонтальной скважины НСВ-15

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	2807,90	0,00	91,30	2807,90	S 0,00	W 0,00	0,00	0,00
ЦЕЛЬ W #16- T1	3299,57	90,00	91,30	3120,90	S 7,09	E 312,93	5,49	313,01
Глубина и конец стабилизации	4024,90	90,00	91,30	3120,87	S 23,51	E 1038,07	0,00	1038,34

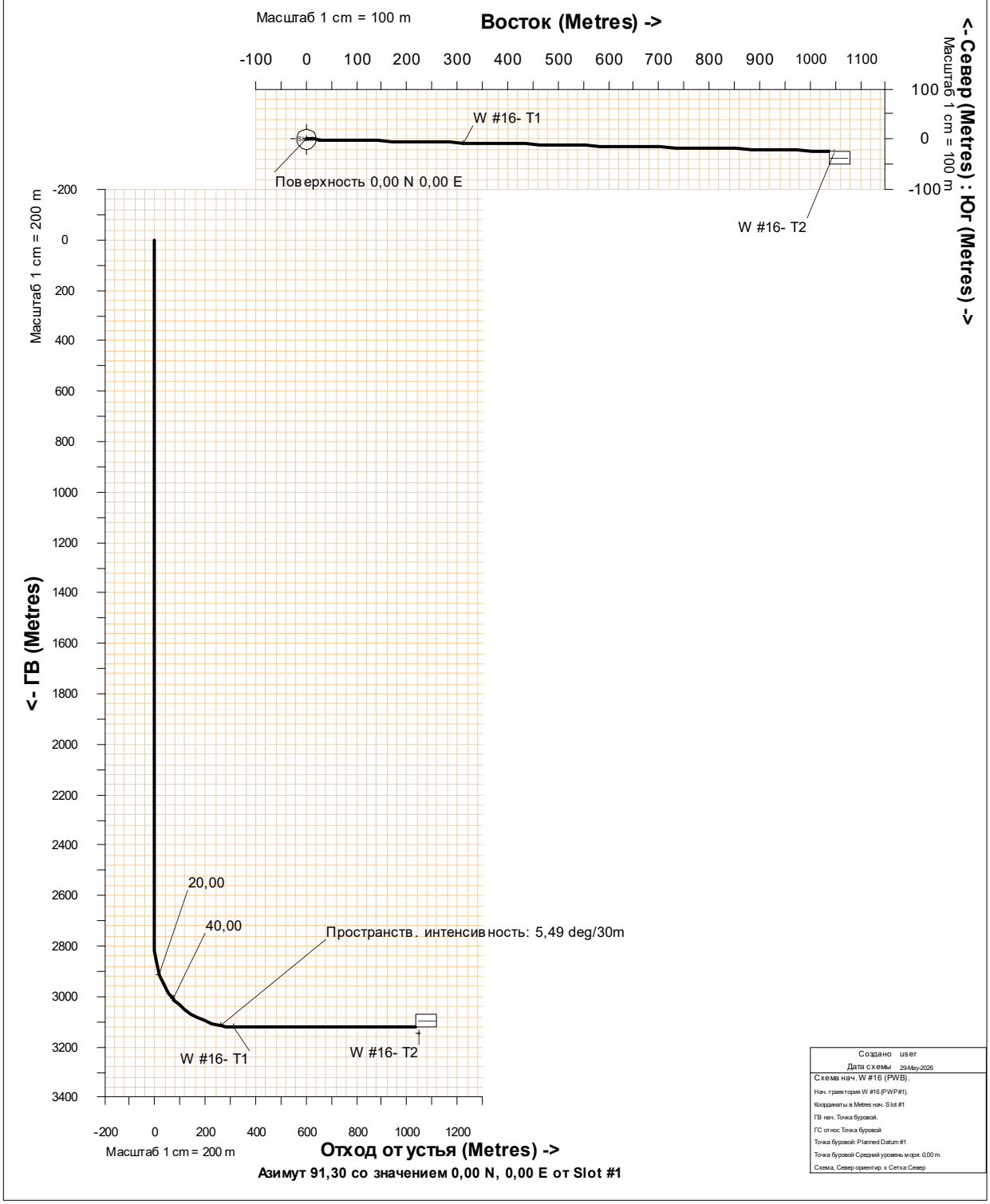


Рис. 7.1.3 – Профиль горизонтальной скважины НСВ-16

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	3094,90	0,00	282,40	3094,90	S 0,00	W 0,00	0,00	0,00
ЦЕЛЬ W #14- T1	3530,15	90,00	282,40	3372,00	N 59,52	W 270,62	6,20	277,09
Глубина и конец стабилизации	4605,60	90,00	282,40	3372,05	N 290,52	W 1320,96	0,00	1352,53

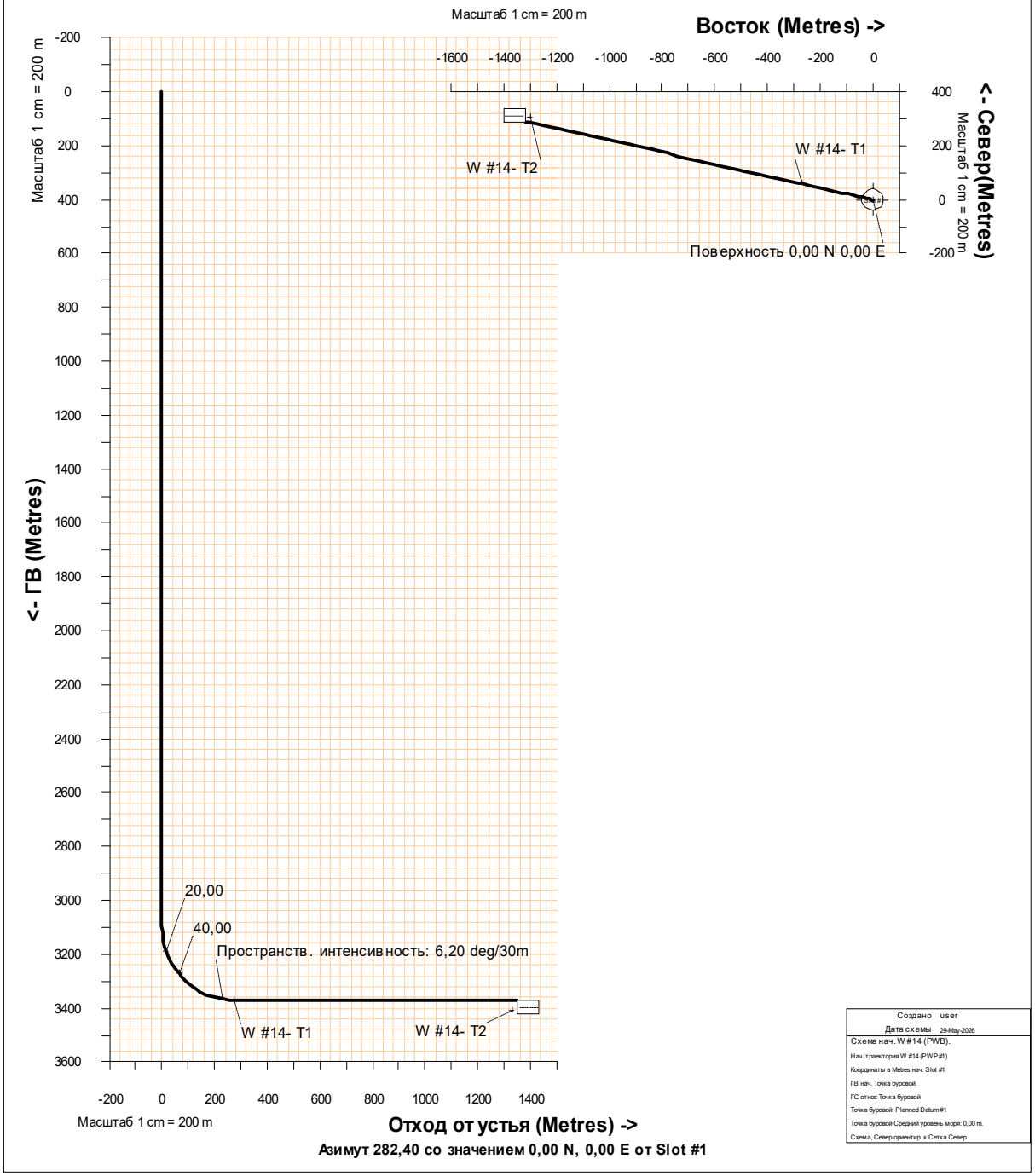


Рис. 7.1.4 – Профиль резервных горизонтальных скважин НСВ-17, НСВ-18 и НСВ-19

Выбор буровой установки.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательно применение стационарных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении С. Нуржанов (СЗК) более полно отвечает буровая установка ZJ-40 с ВСП или ее аналог ZJ-50. На данной буровой установке возможно размещение всего комплекса очистных сооружений для четырехступенчатой очистки бурового раствора.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, и охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ОП). ОП представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плашечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

Подготовительные работы к бурению нормируются согласно Инструкции ВСН 39-86. Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам, полная продолжительность цикла строительства скважин приведена ниже.

Таблица 7.1.5 – Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины НСВ-14 с проектной глубиной 4605,60м (по стволу)

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовка площадки, мобилизация БУ	15,0
Строительно-монтажные работы	8,0
Подготовительные работы к бурению	3,0
Бурение скважины	97,9
Крепление скважины	24,82
Освоение объектов в колонне	28,8
Полная продолжительность цикла строительства скважины	**177,52**

Таблица 7.1.6 – Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины НСВ-15 с проектной глубиной 4392,50м (по стволу)

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовка площадки, мобилизация БУ	15,0
Строительно-монтажные работы	8,0
Подготовительные работы к бурению	3,0
Бурение скважины	94,65
Крепление скважины	24,57
Освоение объектов в колонне	28,8
Полная продолжительность цикла строительства скважины	**174,02**

Таблица 7.1.7 – Расчет продолжительности бурения для горизонтальной скважины НСВ-16 с проектной глубиной 4024,90м (по стволу)

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовка площадки, мобилизация БУ	15,0
Строительно-монтажные работы	8,0
Подготовительные работы к бурению	3,0
Бурение скважины	82,38
Крепление скважины	20,09
Освоение объектов в колонне	28,8
Полная продолжительность цикла строительства скважины	**157,27**

Таблица 7.1.8 – Расчет продолжительности бурения для резервных горизонтальных скважин НСВ-17, НСВ-18 и НСВ-19 с проектной глубиной 4605,60м (по стволу)

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовка площадки, мобилизация БУ	15,0
Строительно-монтажные работы	8,0
Подготовительные работы к бурению	3,0
Бурение скважины	97,9
Крепление скважины	24,82
Освоение объектов в колонне	28,8
Полная продолжительность цикла строительства скважины	**177,52**

Технология и продолжительность бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство скважин.

Требования к параметрам бурового раствора

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявления, сужение ствола скважины, осыпи, поглощения бурового раствора. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, близких к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией. С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора)

предусматривается обязательное применение четырехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко- и илоотделители, центрифуг, четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водоносных пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента;

2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины;

3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме, соответствующем объему очередной обсадной колонны.

Основные параметры бурового раствора приведены в таблице 7.1.9

Таблица 7.1.9 – Рекомендуемые параметры бурового раствора для горизонтальной скважины НСВ-14

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	100	1,10-1,12	35-40	-	2
Полимерный	100	1500	1,14-1,20	40-45	≤ 6	0,5
Ингибирующий полимер калиевый	1500	2930	1,20-1,35	45-55	< 5	0,5
Ингибирующий полимер калиевый	2930	3530	1,35-1,45	45-55	≤ 4	0,5
Ингибирующий полимер калиевый	3530	4605	1,16-1,20	45-55	≤ 4	0,5

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин, и корректироваться в процессе бурения, с учетом последних данных о пластовых давлениях.

Цементирование обсадных колон

Анализ данных по цементированию показал, что для цементирования скважин на месторождениях С. Нуржанов (СЗК), использовались различные типы цементов: портландцементы типа ПТЦ-1-50 и типа ПЦТ-I-G-CC-I, цементно-бентонитовые смеси и другое. Однозначно выделить какой-либо тип цемента, обеспечивающий качественное разобщение пластов невозможно, поскольку качество и надежность крепления можно оценить только косвенным способом - по наличию или отсутствию межколонных перетоков и т.д. Наличие зон поглощения по стволу, водопроявляющих горизонтов и необходимость подъема тампонажного раствора на проектную высоту при низких

градиентах гидроразрыва пласта вынуждает применить прямой способ цементирования скважин с использованием двух типов цементных растворов – с облегченной и нормальной плотностью. Но точное место подъема цемента с нормальной плотностью определяется по результатам геофизических исследований. В качестве буферной жидкости для разобщения бурового и цементного раствора применяется техническая вода с моющей добавкой.

Как показывает опыт крепления скважин на месторождении С. Нуржанов (СЗК), повысить качество разобщения пластов можно применением комплекса мероприятий технического характера и усовершенствованием технологии цементирования, а не изысканием «универсальных» способов цементирования. Для качественного цементирования, далее обеспечения герметичности обсадной колонны и цементного кольца за колонны нужно следовать нижеследующих рекомендаций:

- перед цементированием довести параметры бурового раствора до проектного (или же согласно ГТН) и промыть скважину в 2 цикла;
- предоставить на буровой результаты лабораторных анализов для цементирования данных скважин и сертификат соответствия на качество тампонажного материала;
- при этом должны учитываться сроки схватывания и время загустевания тампонажного раствора, его реологическая характеристика, седиментационная устойчивость, водоотдача, совместимость и взаимосвязь буровых и тампонажных растворов, режим движения буровых и тампонажных растворов в заколонном пространстве, объем закачиваемого тампонажного раствора, время его контакта со стенкой скважины и другие свойства;
- применение добавок- понизителей фильтрации цементного раствора;
- режим расхаживания колонны в процессе цементирования;
- максимальное применение скребков, центрирующих фонарей, турбулизаторов и т.д.;
- качество и количество буферной жидкости (не менее 200м за колонной);
- при цементировании использовать буферную жидкость на полимерной основе и предусмотреть возможности применения цементирования в две ступени с установкой МСЦ внутри промежуточной колонны с заходом во внутрь не менее 50м.

При цементировании обсадных колонн с целью поддержания постоянной проектной плотности тампонажного раствора рекомендуется использование осреднительной емкости. Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве эксплуатационную колонну рекомендуется оборудовать центраторами.

В соответствии с требованиями к конструкциям скважин предлагается цементирование скважин производить по следующей схеме: Для проведения тампонажных работ рекомендуется использовать высококачественные цементы с повышенной сульфатостойкостью класса G (тип HSR) в соответствии со стандартами АНИ марки ПТЦ-1-G-СС-1 (ГОСТ 1581-96) с вводом расчетного количества облегчающих добавок в жидкость затворения или применить тампонажный цемент марки ПЦТ-III-об.5-50 (ГОСТ 1581-96) [17]. Вторая порция – представляет собой тампонажный раствор нормальной плотности (1,83-1,85 г/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, замедлителей сроков схватывания и расширителей цемента позволит более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 4 часа, 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.

Более подробно вопросы технологии и материалы крепления будут изложены в проектах на строительство скважины

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном полимерном растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом согласно «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности №355 от 30.12.2014г» [11] репрессия на пласт не должна превышать 5-10% пластового давления. В противном случае, неизбежно глубокое проникновение фильтрата бурового раствора в призабойную зону с

закупоркой пор коллектора, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

В эксплуатационной колонне, в установленных по данным ГИС и кернового материала объектах вторичное вскрытие продуктивных горизонтов в разведочных и эксплуатационных скважинах производились кумулятивными перфораторами типа ПКС-80, ПКС-105, ЗПКО-89, ПК-105, 34 GL, “Schlumberger” с плотностью зарядов от 7 до 18 отверстий на 1 погонный метр, исходя из типа заряда. В некоторых скважинах применялась комбинированная перфорация двумя типами зарядов. Точность прострела интервала перфорации контролировалась записью термометрии, локатора перфорационных отверстий и дефектоскопа (ДСИ).

Для вторичного вскрытья продуктивных горизонтов проводилось в скважинах, заполненных полимерным раствором с теми же параметрами, с которыми вскрывался продуктивный горизонт при бурении, с обязательной привязкой по ГК. Перед опробованием скважины проводится запись АКЦ для контроля качества сцепления цементного камня со стенкой скважины и эксплуатационной колонны. После окончания опробования объекты изолируются установкой цементных мостов или взрыв-пакеров, герметичность которых определяются опрессовкой на 15-20МПа или снижением уровня с последующим прослеживанием через каждые 2 часа в течение суток.

В процессе освоения и испытания применяются насосно-компрессорные трубы (НКТ) диаметром 73мм марки стали «N-80» резьбой класса «премиум», спускаемые на 5-10м выше кровли вскрытого интервала. Вызов притока осуществляется путем снижения забойного давления с целью создания депрессии на пласт, заменой полимерного раствора на нефть с последующей продувкой компрессором ДКС-250-9/101 или аэрацией с помощью ЦА-320. После получения притока нефти из пласта производится очистка скважины через 7-10мм штуцер до восстановления естественных фильтрационно-емкостных свойств пласта. Показателем качественной очистки является стабильное фонтанирование нефти и отсутствие фильтрата бурового раствора и твердых частиц, что определяется при работе через сепаратор.

Освоение скважины производится:

- заменой полимерного раствора на техническую воду (удельный вес воды 1,07 г/см3) с последующей аэрацией или продувкой компрессором;
- свабирование.

Вызов притока осуществляется путем замены полимерного раствора на техническую воду, при отсутствии притока производится замена технической воды на нефть. При слабом притоке жидкости или его отсутствии рекомендуется произвести плавный перевод

скважины на механизированный способ.

Вышеизложенные конструкции скважин, параметры, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

7.3 Межколонное давление

Межколонное давление (далее – МКД) – избыточное давление, создаваемое межколонным флюидом внутри межколонного пространства (далее – МКП) на устье скважины. Возникновение межколонных давлений является одним из проблемных вопросов при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Негерметичность крепи может быть вызвана следующими дефектами:

негерметичность резьбовых соединений обсадных колонн;

• несовершенство цементного кольца заколонном пространстве, микро-каналы в цементном камне;

• не до подъема цемента до устья в межколонном пространстве при строительстве скважин;

• негерметичность уплотнительных элементов оборудования;

• смятие колонн под давлением текучих пород (соли, пластичные глины).

• одновременное воздействие гидродинамических и физических факторов.

Компонентный состав межколонного флюида может быть представлен углеводородным или техногенным газом, углеводородной жидкостью или нефтью, пластовой или техногенной водой. Для газовых и газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа в качестве межколонного флюида наиболее характерен углеводородный газ.

Устранить межколонные газопроявления по цементному камню полностью не удается, эксплуатация скважин с МКД в рамках предельно допустимого межколонного давления (далее – ПДД) на устье рассматривается как временный фактор перед проведением комплексных работ по ликвидации МКД в соответствии с Руководящими документами.

После внесения изменений в ПОПБ НГО от 22.11.2019 г. были включены п.469-1: «В процессе всего жизненного цикла скважины должен осуществляться контроль межколонного давления. Решение об эксплуатации скважины с межколонным давлением принимается руководителем организации на основании результатов исследований и оценки рисков, связанных с эксплуатацией скважины».

В связи с этим в целях сохранения эксплуатационного фонда скважин актуальным

является вопрос поиска и внедрения оптимальных способов управления и ликвидации МКД. В настоящее время существует 2 основных способа ликвидации МКД:

1. Классический способ.

С помощью геофизических исследований скважин (далее – ГИС) определяется источник возникновения избыточного давления, после на этой глубине производится перфорация для создания специальных отверстий с целью закачки тампонирующего изоляционного состава (микроцементы, полимерные материалы, отверждающиеся составы, смолы и т.д.).

2. Гравитационный способ.

После определения источника возникновения МКД в межколонное пространство с устья скважины продавливается жидкость высокой плотности, без твердой фазы в целях создания достаточного гидростатического давления для сдерживания флюида, поступающего из пласта. При этом необходимо знать, значения давления гидроразрыва (или открытия трещин) породы в целях предупреждения и предотвращения поглощений, и максимальные допустимые давления обсадных колонн.

Данное рекомендации разработаны с учетом результатов научно-исследовательских работ и опыта, накопленного специалистами компании ТОО «КМГ Инжиниринг», и направлены на обеспечение промышленной и экологически безопасной эксплуатации месторождений.

Схема реализации методических рекомендаций представлена на рисунке 7.2.1.

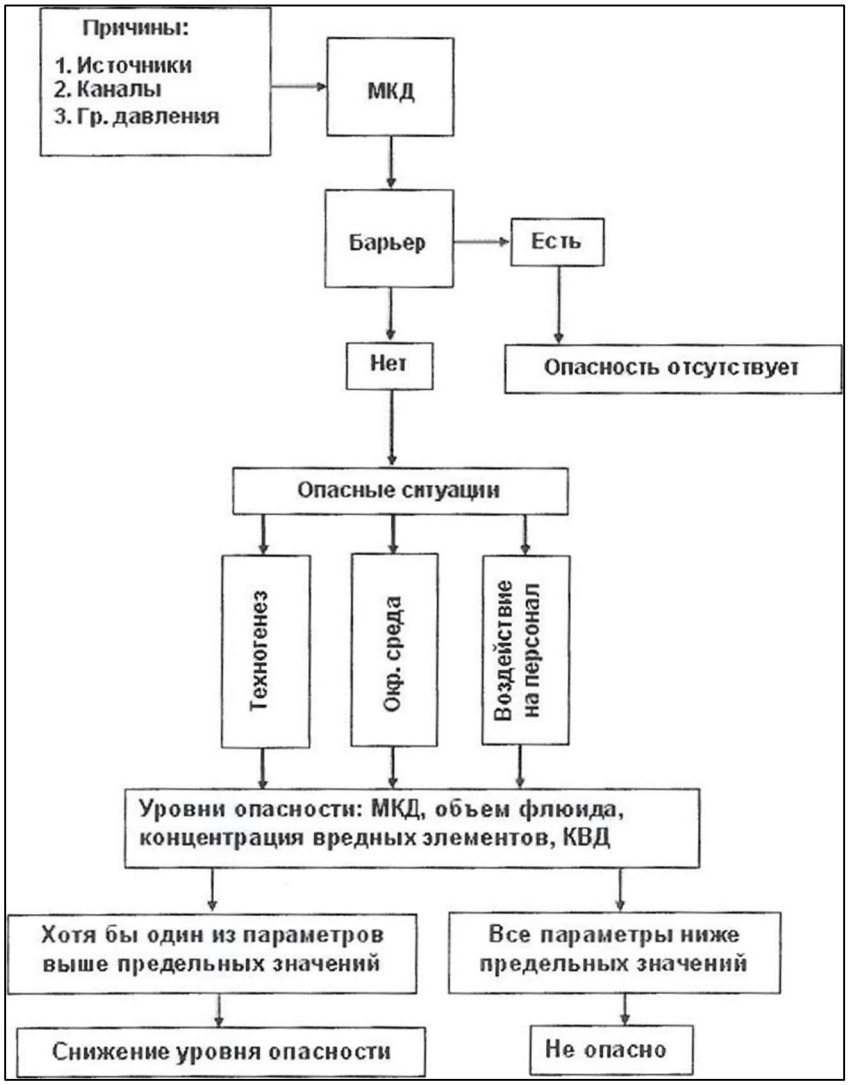


Рисунок Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..**1 – Схема реализации методики анализа рисков от скважин с МКД**

Необходимым и достаточным условием возникновения межколонных давлений являются:

- наличие источника давления, независимо от того, где он расположен (флюидосодержащие породы, защемлённые зоны в цементном кольце, соседние кольцевые пространства);

- наличие канала, соединяющего источник (источники) с устьем МКП, независимо от того, где они расположены (в цементном кольце, в устьевых уплотнениях, в резьбовых соединениях, и т.д.);

- наличие градиента давления между источником и устьем.

Примечание:

На образование источника МКД могут также оказывать влияние и природные факторы, вызывающие физико-химические процессы во флюид проводящих каналах, в том числе и изменение температуры по стволу скважины во время изменения режимов ее

работы.

При отсутствии хотя бы одного из перечисленных условий, МКД в скважинах не образуется.

Наличие герметичных барьеров в скважине с МКД предотвращает выход флюида из МКП за её пределы. В этом случае опасная ситуация отсутствует.

Опасные ситуации возникают тогда, когда МКД превышают предельно допустимые значения, так как повышается риск потери герметичности скважинных барьеров.

Разрушение скважинных барьеров приводит к созданию опасной ситуации, связанной с неконтролируемым выходом флюида за пределы скважины и негативным воздействием на окружающую среду, персонал и образованием техногенных залежей.

Ущерб от выхода флюида за пределы скважины будет пренебрежимо малым, если уровни опасности (объемы жидкости и газа, концентрация H2S) будут ниже предельно допустимых значений, что соответствует допустимому риску.

Если хотя бы один из параметров превысит предельно допустимое значение, то проводятся мероприятия по его снижению до безопасной величины.

Снижение уровня опасности проводится по индивидуальной программе, составленной отдельно для каждой скважины, с учетом ее текущего состояния, ранее проведенных исследований и работ по снижению/ликвидации МКД.

Принимая во внимание серьезность природы возникновения устойчивых межколонных давлений, выполняются мероприятия по их выявлению, оценки риска, его снижения и ликвидации. Выполнение мониторинга, замеров давления в межколонном пространстве является важной частью процесса определения типа давления и диагностики его источника. Мониторинг производится различными методами, включая использование электронных систем, установку датчиков давления на каждой колонной головке межколонного пространства для непрерывного мониторинга, либо оснащением каждого межколонного пространства манометрами по мере необходимости.

На вновь запущенных в эксплуатацию скважинах проводится наблюдение за температурным расширением флюидов. До запуска скважины подготавливается план работ по стравливанию давления для контроля температурного расширения флюидов. Мониторинг скважин, зарегистрированных как имеющие устойчивое межколонное давление, проводится не реже одного раза в месяц. Скважины, которые эксплуатируются с наличием межколонного давления от температурного расширения наблюдаются согласно графику организации-оператора.

После завершения диагностики, в случае появления перетоков межколонных давлений, скважина оформляется на капитальный ремонт согласно диагностической блок-

схеме на рисунке 7.2.2.

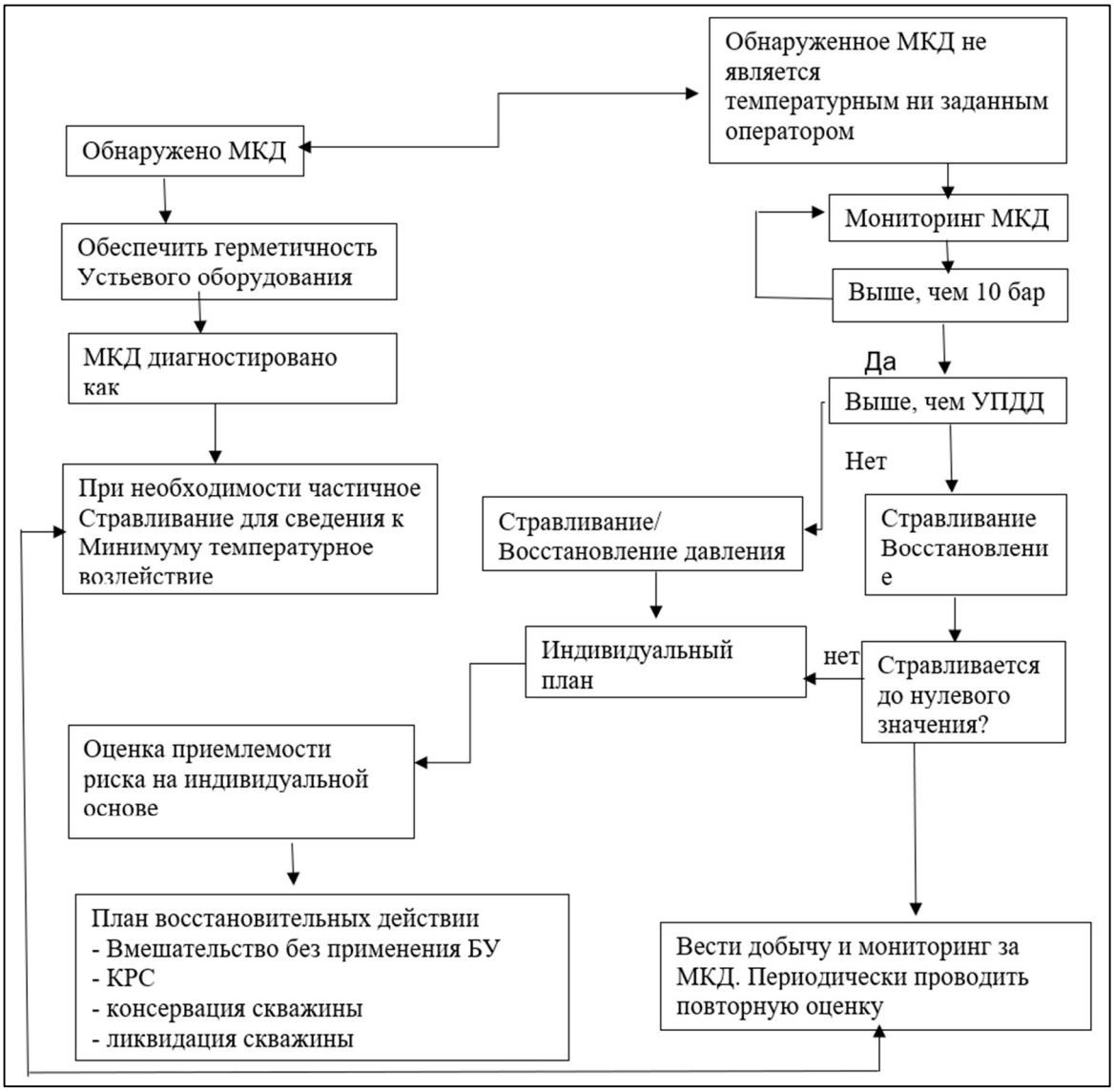


Рисунок Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует.**.2 – Диаграмма процесса управления межколонными давлениями**

Управление межколонными давлениями

1. Присутствие межколонного давления не указывает на неприемлемо высокий риск безопасной эксплуатации скважин. Обсадные колонны рассчитаны выдерживать определенные давления и поэтому установленные значения устьевого предельно допустимое давление (УПДД) помогают свести к минимуму риск, связанный с межколонными давлениями, обеспечивая безопасные показатели эксплуатации скважин. организация-оператор принимает меры по управлению потенциальными рисками и разрабатывает Индивидуальный План Действий по скважине (далее - ИПДС), проиллюстрированных в блок-схеме на Рис. 2

2. Приемлемые критерии в настоящих методических рекомендациях определяются тремя основными параметрами:

- скважины с межколонным давлением до 10 бар представляют незначительный риск и подлежат мониторингу;

- скважины с межколонным давлением выше 10 бар подлежат дальнейшему изучению для определения того, что барьеры безопасности скважинного контроля эффективны;

- установленное значение УПДД для межколонных пространств представляет приемлемый технический риск.

3. При необходимости в отдельных случаях выполняется оценка риска для того, чтобы определить приемлемость риска по каждой индивидуальной скважине.

Для исследования причин и параметров межколонного давления применяются диагностические методы:

а) Текущий мониторинг скважин;

б) Контроль и исследование затрубного давления;

в) Опрессовка уплотнений устьевого оборудования;

г) Стравливание межколонного давления, анализ кривых падения и восстановления давления;

д) Отбор и анализ флюида;

е) Геофизические исследования.

Индивидуальный план / программа действий по скважине

После проведения серии работ по диагностике и выявлению возможного источника МКД организацией-оператором разрабатывается и утверждается ИПДС.

ИПДС может включать следующие элементы:

- дальнейшая диагностика;
- периодический мониторинг на приемлемость критериев; план стравливания давления;
- планы мероприятии по снижению рисков при работе скважины, в том числе;
- планы по снижению и ликвидации МКД;
- ремонтные работы на скважине.

Оценка приемлемости риска

Для снижения рисков, связанных с МКД, проводится оценка риска на приемлемость значений. Скважины, не отвечающие приемлемым значениям МКД, оцениваются на индивидуальной основе. В таких случаях, подробная оценка устойчивое межколонное давление (УМКД) проводится на предмет:

- потенциальных нежелательных происшествий, таких как потеря контроля за скважиной;

- вероятности происхождения таких происшествий;
- серьезности потенциальных последствии.

Методы оценки риска могут включать качественные и количественные методы, такие как:

- анализ возможных вариантов;
- анализ эксплуатационных характеристик и опасных факторов;
- анализ видов и последствий отказов;
- анализ диагностического дерева отказов.

При проведении анализа возможных вариантов рассматривается сценарий потери контроля за скважиной вследствие МКД или различных событий, связанных с извлечением подземного оборудования, инцидентов, которые создают ситуации повышенного риска. Возможные последствия таких событий рассматриваются с учетом риска для персонала, воздействия на окружающую среду и повреждения оборудования.

Разделение фонда скважин на группы опасности

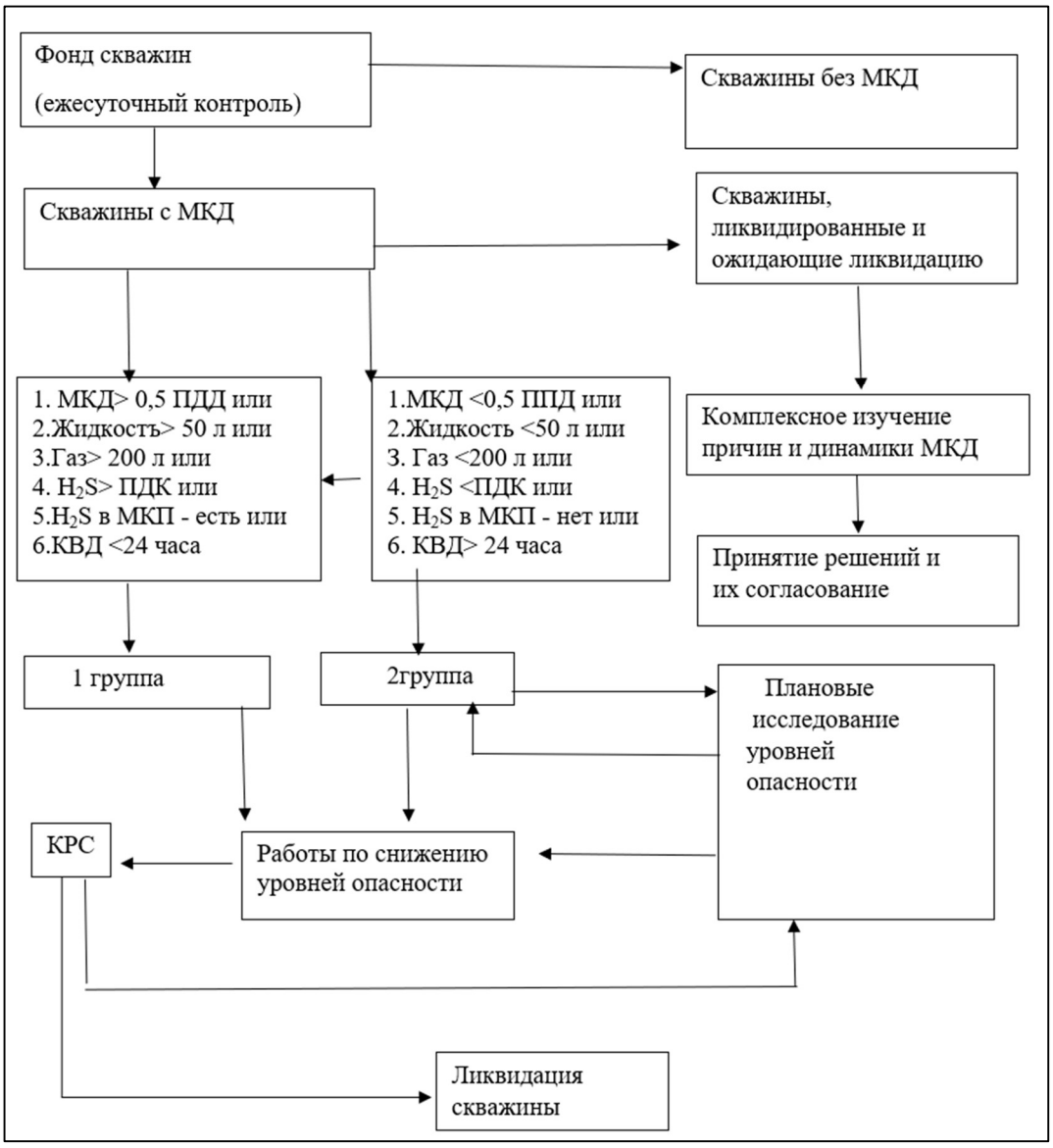


Рисунок Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует.**..3 – Процедура разделения скважин по группам опасности и перевода из одной группы в другую**

Процедура перевода скважин с МКД из одной группы в другую

Для перевода скважин первой группы (повышенного риска) во вторую группу, на скважинах первой группы проводят мероприятия по снижению уровня опасности до допустимого.

1. Мероприятия в скважинах, отнесенных к I группе (с повышенным риском):

• Если какой-либо хотя бы один из диагностических параметров превышает уровень опасности, то в такой скважине проводят мероприятия по его снижению до безопасной величины и при получении положительных результатов скважину переводят из первой группы во вторую.

• В случае невозможности снижения диагностических параметров до безопасной величины скважина передается в КРС.

• При получении положительных результатов после КРС, скважину переводят во вторую безопасную группу и проводят дополнительные исследования с составлением Акта.

• Если при проведении КРС снизить опасный параметр не удается, то рассматривают вопрос о ликвидации скважины.

2. Мероприятия в скважинах, отнесенных к 2 группе (с допустимым риском):

• К данной группе отнесены все скважины, в которых все диагностические параметры ниже допустимых уровней.

• По КВД устанавливают время проведения следующих диагностических измерений.

• После истечения установленного срока в скважине проводят повторные исследования всех опасных параметров.

• Если все параметры сохранили допустимые значения, скважина остается во второй группе. Составляют Акт выполненных работ и определяют новые сроки выполнения диагностических исследований.

В случае обнаружения роста какого-либо параметра выше допустимого уровня, в скважине проводятся мероприятия по его снижению.

• Если удалось снизить уровень опасности, то скважина переходит в II группу, составляется Акт с новыми сроками проведения плановых исследований.

• Если мероприятия по снижению опасного уровня не дали положительных результатов, то скважина передается в КРС.

• При получении положительного результата в скважине проводят диагностические исследования, составляют Акт и переводят ее во 2-ю группу. Если при проведении КРС опасный параметр снизить не удалось, то рассматривают вопрос о ликвидации скважины.

Вывод: Мероприятия, проводимые в скважинах по снижению уровней риска, позволяют предотвратить в будущем образование опасных ситуаций в случае разгерметизации устьевых уплотнений и неконтролируемого выхода флюида за пределы скважины.

Мероприятия по предупреждению возникновения межколонных давлений и снижению уровней опасностей

1. Стравливание межколонного давления.

Применяют стравливание давления из МКП скважин как отдельный вид мероприятий по управлению скважинами с межколонным давлением. Этот способ применяется для разгрузки водоносных пропластков, разгрузки межколонного пространства (МКП) от флюидов, оставшихся в процессе цементирования, а также с целью предотвращения развития МКД до опасных значений для эксплуатационной колонны и уплотнений устьевого оборудования, например, при пуске скважины в эксплуатацию.

В некоторых случаях, стравливание жидкой фазы межколонного флюида может снизить величину противодавления на пласт и привести к росту МКД с последующим поступлением свежих порций агрессивного флюида, вызывающего дополнительную коррозию колонны и разрушение цементного камня. Поэтому к стравливанию давления в МКП следует прибегать в следующих случаях:

1) Во время проведения исследований по определению диагностических параметров межколонного пространства;

2) При проведении работ по ликвидации МКД методом стравливания;

3) Когда давление в МКП превысило предельно допустимое значение.

2. Ликвидация МКД методом устьевых закачек.

Устьевые закачки проводятся для создания в поровом пространстве МКП гидростатического противодавления на источник притока путем гравитационного замещения газообразного флюида закачиваемой жидкостью.

Технология осуществляется путем нагнетания через устьевые отводы колонной головки жидких коррозионно-пассивных или щелочесодержащих составов с высокой смачивающей и проникающей способностью. Постепенно заполняя поровую структуру цементного камня, вертикальные каналы и микрозазоры в МКП, закачиваемая жидкость нейтрализует кислые газообразные продукты и оттесняет газы в нижерасположенные зоны, одновременно снижая МКД за счет увеличения противодавления на источник давления.

При этом применяются рассолы высокой плотности (NaCI, CaCI2, КСООН). Перед применением, составы на основе указанных рассолов обрабатываются ингибитором коррозии, биоцидом и нейтрализатором H2S.На скважинах с высокой приемистостью в МКП задавливают различные вязкоупругие составы или специальные герметики.

8. 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 месторождению в целом и по эксплуатационным объектам по рекомендуемому 2 варианту разработки приведены в таблицах 8.1-8.5.

Таблица 8.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов 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
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	70,63	87,38	91,96	90,31	92,99	92,50	85,86	81,23	75,81	71,12	66,40	62,09	58,26
2	в том числе: из переходящих скважин	47,95	83,65	86,05	90,31	91,19	92,50	85,86	81,23	75,81	71,12	66,40	62,09	58,26
3	из новых скважин	22,7	3,7	5,9	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из консервации	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	137,4	42,6	17,0	0,0	20,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	173,6666667	92	366	0	92	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средняя глубина новой скважины, м	184	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	346,75	346,75	346,75	0	346,75	0	0	0	0	0	0	0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	47,65	14,78	5,89	0	7,14	0	0	0	0	0	0	0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	54,01	47,95	83,65	86,05	90,31	91,19	92,50	85,86	81,23	75,81	71,12	66,40	62,09
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	54,01	95,6	98,43	91,94	90,31	98,33	92,5	85,86	81,23	75,81	71,12	66,4	62,09
15	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,89	0,88	0,87	0,98	1,01	0,94	0,93	0,95	0,93	0,94	0,93	0,94	0,94
16	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	48,0	83,7	86,1	90,3	91,2	92,5	85,9	81,2	75,8	71,1	66,4	62,1	58,3
17	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-6,1	-11,9	-12,4	-1,6	0,9	-5,8	-6,6	-4,6	-5,4	-4,7	-4,7	-4,3	-3,8
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-11,2	-12,5	-12,6	-1,8	1,0	-5,9	-7,2	-5,4	-6,7	-6,2	-6,6	-6,5	-6,2
19	Мощность новых скважин, тыс.т	50,2	15,6	6,2	0,0	7,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	10	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12
23	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	10	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12
25	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	27,3	29,3	24,4	27,1	28,1	27,1	26,1	25,8	25,0	24,4	23,6	23,0	22,5
33	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	-	-	24,4	27,1	-	27,1	26,1	25,8	25,0	24,4	23,6	23,0	22,5
34	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
35	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	4,9	7,0	9,6	12,5	15,2	18,0	21,3	24,2	27,2	29,9	32,5	35,2	37,7
36	переходящих	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	18,0	21,3	24,2	27,2	29,9	32,5	35,2	37,7
37	новых	-	-	#-/0!	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	25,9	27,2	22,0	23,7	23,8	22,2	20,6	19,5	18,2	17,1	15,9	14,9	14,0
39	переходящих	17,3	26,8	22,0	23,7	23,9	22,2	20,6	19,5	18,2	17,1	15,9	14,9	14,0
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/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
41	Добыча жидкости, всего, тыс.т	74,2	94,0	101,7	103,2	109,6	112,8	109,1	107,2	104,1	101,5	98,4	95,8	93,5
42	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	-	-	-	103,2	-	112,8	109,1	107,2	104,1	101,5	98,4	95,8	93,5
43	из новых скважин	-	-	-	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	368,1	462,0	563,7	666,9	776,6	889,4	998,5	1105,7	1209,8	1311,2	1409,7	1505,5	1599,0
46	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	341,4	428,8	520,7	611,1	704,0	796,5	882,4	963,6	1039,4	1110,6	1177,0	1239,0	1297,3
47	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,044	0,056	0,068	0,080	0,092	0,104	0,115	0,125	0,135	0,145	0,153	0,161	0,169
48	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	15,9	20,0	24,3	28,5	32,9	37,2	41,2	45,0	48,5	51,8	54,9	57,8	60,5
49	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,3	4,1	4,3	4,2	4,3	4,3	4,0	3,8	3,5	3,3	3,1	2,9	2,7
50	Темп отбора от текущих, %	3,8	4,9	5,4	5,6	6,1	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
51	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.1

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	54,75	51,93	49,02	46,45	44,12	42,28	41,10	43,79	41,80	43,80	42,39	43,26	43,27	41,86
2	в том числе: из переходящих скважин	54,75	51,93	49,02	46,45	44,12	42,28	41,10	43,79	41,80	43,80	42,39	43,26	43,27	41,86
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
4	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	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
7	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	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
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	58,26	54,75	51,93	49,02	46,45	44,12	42,28	41,10	43,79	41,80	43,80	42,39	43,26	43,27
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	58,26	54,75	51,93	49,02	46,45	44,12	42,28	41,1	43,79	41,8	43,8	42,39	43,26	43,27
15	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,94	0,95	0,94	0,95	0,95	0,96	0,97	1,07	0,95	1,05	0,97	1,02	1,00	0,97
16	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	54,8	51,9	49,0	46,5	44,1	42,3	41,1	43,8	41,8	43,8	42,4	43,3	43,3	41,9
17	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-3,5	-2,8	-2,9	-2,6	-2,3	-1,8	-1,2	2,7	-2,0	2,0	-1,4	0,9	0,0	-1,4
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-6,0	-5,2	-5,6	-5,2	-5,0	-4,2	-2,8	6,5	-4,5	4,8	-3,2	2,1	0,0	-3,3
19	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
20	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
23	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
24	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
25	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
26	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
27	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
32	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	22,0	21,6	21,3	20,9	20,7	20,6	20,5	21,4	21,5	22,4	22,4	23,4	24,6	24,9
33	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	22,0	21,6	21,3	20,9	20,7	20,6	20,5	21,4	21,5	22,4	22,4	23,4	24,6	24,9
34	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
35	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	40,1	42,4	44,6	46,7	48,7	50,8	51,7	50,9	53,4	53,2	54,6	55,6	57,2	59,7
36	переходящих	40,1	42,4	44,6	46,7	48,7	50,8	51,7	50,9	53,4	53,2	54,6	55,6	57,2	59,7
37	новых	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	13,2	12,4	11,8	11,2	10,6	10,1	9,9	10,5	10,0	10,5	10,2	10,4	10,5	10,0
39	переходящих	13,2	12,4	11,8	11,2	10,6	10,1	9,9	10,5	10,0	10,5	10,2	10,4	10,5	10,0
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/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
41	Добыча жидкости, всего, тыс.т	91,5	90,2	88,5	87,2	86,0	85,9	85,2	89,2	89,6	93,7	93,4	97,5	101,1	104,0
42	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	91,5	90,2	88,5	87,2	86,0	85,9	85,2	89,2	89,6	93,7	93,4	97,5	101,1	104,0
43	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
44	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
45	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	1690,5	1780,7	1869,2	1956,4	2042,4	2128,3	2213,5	2302,7	2392,3	2485,9	2579,3	2676,8	2777,9	2881,9
46	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1352,1	1404,0	1453,0	1499,5	1543,6	1585,9	1627,0	1670,8	1712,6	1756,4	1798,7	1842,0	1885,3	1927,1
47	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,176	0,183	0,189	0,195	0,201	0,206	0,212	0,217	0,223	0,229	0,234	0,240	0,245	0,251
48	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	63,1	65,5	67,8	70,0	72,0	74,0	75,9	78,0	79,9	82,0	83,9	86,0	88,0	89,9
49	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,6	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
50	Темп отбора от текущих, %	6,5	6,6	6,6	6,7	6,9	7,1	7,4	8,5	8,9	10,2	11,0	12,6	14,4	16,3
51	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.1

№№ п/п	Показатели	Годы							
		2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	39,93	38,19	36,54	35,08	33,49	31,23	29,95	28,80
2	в том числе: из переходящих скважин	39,93	38,19	36,54	35,08	33,49	31,23	29,95	28,80
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	41,86	39,93	38,19	36,54	35,08	33,49	31,23	29,95
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	41,86	39,93	38,19	36,54	35,08	33,49	31,23	29,95
15	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,95	0,96	0,96	0,96	0,95	0,93	0,96	0,96
16	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	39,9	38,2	36,5	35,1	33,5	31,2	29,9	28,8
17	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-1,9	-1,7	-1,6	-1,5	-1,6	-2,3	-1,3	-1,2
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-4,6	-4,4	-4,3	-4,0	-4,5	-6,7	-4,1	-3,8
19	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	1	0	0
21	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	12	12	12	12	12	11	11	11
23	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-	-
24	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	12	12	12	12	12	11	11	11
25	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-
26	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-
27	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	25,5	26,1	26,7	27,5	28,2	30,2	31,0	31,8
33	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	25,5	26,1	26,7	27,5	28,2	30,2	31,0	31,8
34	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	62,4	64,8	67,2	69,4	71,5	72,9	74,6	76,3
36	переходящих	62,4	64,8	67,2	69,4	71,5	72,9	74,6	76,3
37	новых	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	9,6	9,2	8,8	8,4	8,0	8,2	7,9	7,5
39	переходящих	9,6	9,2	8,8	8,4	8,0	8,2	7,9	7,5
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Добыча жидкости, всего, тыс.т	106,0	108,6	111,3	114,6	117,4	115,1	118,1	121,7
42	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	106,0	108,6	111,3	114,6	117,4	115,1	118,1	121,7
43	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-
45	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	2987,9	3096,5	3207,7	3322,3	3439,7	3554,8	3672,9	3794,6
46	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	1967,1	2005,3	2041,8	2076,9	2110,4	2141,6	2171,5	2200,3
47	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,256	0,261	0,266	0,270	0,275	0,279	0,283	0,286
48	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	91,8	93,6	95,3	96,9	98,5	99,9	101,3	102,7
49	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,9	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3
50	Темп отбора от текущих, %	18,5	21,7	26,6	34,7	50,8	96,3	2490,3	-100,2
51	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 8.2 - Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. Объект I. Вариант 2 (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти всего, тыс.т	14,28	23,31	20,73	21,23	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99	10,04
2	В том числе из: переходящих скважин	1,03	23,31	20,73	18,33	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99	10,04
3	новых скважин	13,25	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	ввод из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	внедрение ОРД	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	зарезка бокового горизонтального ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	зарезка бокового ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	75,8	0,0	0,0	33,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	184	0	0	92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	В т.ч.- добывающие 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
18	вспомогательные и специальные скважины	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	346,75	0	0	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	26,28	0	0	11,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,00	1,03	23,31	20,73	18,33	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0	27,31	23,31	20,73	29,83	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	-	0,85	0,89	0,88	0,88	0,89	0,89	0,88	0,91	0,89	0,89	0,91	0,91	0,91
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	-	23,3	20,7	18,3	26,2	23,5	20,9	18,5	16,7	14,8	13,2	12,0	11,0	10,0
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-	-4,0	-2,6	-2,4	-3,6	-2,8	-2,6	-2,4	-1,7	-1,9	-1,6	-1,2	-1,0	-0,9
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-	-14,7	-11,1	-11,6	-12,1	-10,5	-11,0	-11,5	-9,4	-11,3	-11,0	-8,8	-8,7	-8,6
27	Мощность новых скважин, тыс.т	27,7	0,0	0,0	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	83,3	73,9	70,7	60,6	47,9	46,2	44,2	42,3	41,3	39,6	37,9	37,4	36,9	36,4
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	83,3	73,9	70,7	60,6	47,9	46,2	44,2	42,3	41,3	39,6	37,9	37,4	36,9	36,4
42	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
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	2,0	9,0	15,6	19,3	21,0	26,7	32,1	37,1	41,6	45,9	49,9	53,6	57,0	60,2
44	переходящих	0,0	9,0	15,6	0,0	21,0	26,7	32,1	37,1	41,6	45,9	49,9	53,6	57,0	60,2
45	новых	-	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	81,7	67,2	59,6	48,9	37,8	33,8	30,0	26,6	24,1	21,4	19,0	17,3	15,8	14,5
47	переходящих	81,7	67,2	59,6	48,9	37,8	33,8	30,0	26,6	24,1	21,4	19,0	17,3	15,8	14,5
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/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
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	14,6	25,6	24,6	26,3	33,2	32,0	30,7	29,4	28,6	27,4	26,3	25,9	25,6	25,2
50	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	-	25,6	24,6	-	33,2	32,0	30,7	29,4	28,6	27,4	26,3	25,9	25,6	25,2
51	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
52	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	14,6	40,2	64,8	91,1	124,3	156,3	187,0	216,4	245,0	272,4	298,8	324,7	350,3	375,5
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	14,3	37,6	58,3	79,5	105,8	129,2	150,1	168,6	185,3	200,1	213,3	225,3	236,3	246,4
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,023	0,059	0,092	0,126	0,167	0,204	0,237	0,266	0,293	0,316	0,337	0,356	0,373	0,389
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	4,3	11,3	17,6	24,0	31,9	38,9	45,2	50,8	55,8	60,3	64,3	67,9	71,2	74,2
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,3	7,0	6,2	6,4	7,9	7,1	6,3	5,6	5,0	4,5	4,0	3,6	3,3	3,0
58	Темп отбора от текущих, %	4,3	7,3	7,0	7,8	10,4	10,4	10,3	10,2	10,2	10,1	10,0	10,1	10,3	10,5
59	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.2

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
1	Добыча нефти всего, тыс.т	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94	5,62	5,33	5,03	4,76	4,51	4,28	4,04
2	В том числе из: переходящих скважин	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94	5,62	5,33	5,03	4,76	4,51	4,28	4,04
3	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
4	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	ввод из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	внедрение ОРД	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	зарезка бокового горизонтального ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	зарезка бокового ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	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
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	В т.ч.- добывающие 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
18	вспомогательные и специальные скважины	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	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
20	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
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	10,04	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94	5,62	5,33	5,03	4,76	4,51	4,28
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	10,04	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94	5,62	5,33	5,03	4,76	4,51	4,28
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,92	0,91	0,91	0,91	0,95	0,94	0,95	0,95	0,95	0,94	0,95	0,95	0,95	0,94
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	9,2	8,4	7,7	7,0	6,6	6,3	5,9	5,6	5,3	5,0	4,8	4,5	4,3	4,0
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-8,3	-8,9	-8,6	-8,7	-5,2	-5,6	-5,3	-5,4	-5,1	-5,6	-5,3	-5,3	-5,1	-5,6
27	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
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	35,9	35,4	35,0	34,5	35,3	36,1	36,8	37,7	38,5	39,3	40,2	41,1	42,0	42,9
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	35,9	35,4	35,0	34,5	35,3	36,1	36,8	37,7	38,5	39,3	40,2	41,1	42,0	42,9
42	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
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	63,2	65,9	68,4	70,7	72,9	74,9	76,8	78,5	80,1	81,5	82,9	84,2	85,3	86,4
44	переходящих	63,2	65,9	68,4	70,7	72,9	74,9	76,8	78,5	80,1	81,5	82,9	84,2	85,3	86,4
45	новых	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	13,2	12,1	11,1	10,1	9,6	9,0	8,6	8,1	7,7	7,3	6,9	6,5	6,2	5,8
47	переходящих	13,2	12,1	11,1	10,1	9,6	9,0	8,6	8,1	7,7	7,3	6,9	6,5	6,2	5,8
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/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
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	25,0	24,6	24,3	23,9	24,5	25,0	25,5	26,1	26,8	27,3	27,9	28,5	29,2	29,8
50	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	25,0	24,6	24,3	23,9	24,5	25,0	25,5	26,1	26,8	27,3	27,9	28,5	29,2	29,8
51	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
52	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	400,5	425,1	449,4	473,3	497,8	522,8	548,4	574,5	601,2	628,5	656,4	684,9	714,1	743,8
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	255,6	264,0	271,6	278,6	285,3	291,6	297,5	303,1	308,5	313,5	318,3	322,8	327,0	331,1
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,404	0,417	0,429	0,440	0,451	0,461	0,470	0,479	0,487	0,495	0,503	0,510	0,517	0,523
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	77,0	79,5	81,8	83,9	85,9	87,8	89,6	91,3	92,9	94,4	95,9	97,2	98,5	99,7
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,8	2,5	2,3	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
58	Темп отбора от текущих, %	10,8	11,0	11,3	11,6	12,5	13,4	14,7	16,3	18,5	21,4	25,7	32,8	46,3	81,5
59	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.2

№№ п/п	Показатели	Годы						
		2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	Добыча нефти всего, тыс.т	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94
2	В том числе из: переходящих скважин	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из консервации	0	0	0	0	0	0	0
8	ввод из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0
9	внедрение ОРД	0	0	0	0	0	0	0
10	зарезка бокового горизонтального ствола	0	0	0	0	0	0	0
11	зарезка бокового ствола	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0
13	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	В т.ч.- добывающие скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	вспомогательные и специальные скважины	-	-	-	-	-	-	-
19	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0
20	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	10,04	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	10,04	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,92	0,91	0,91	0,91	0,95	0,94	0,95
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	9,2	8,4	7,7	7,0	6,6	6,3	5,9
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,4	-0,4	-0,3
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-8,3	-8,9	-8,6	-8,7	-5,2	-5,6	-5,3
27	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0
29	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2
31	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2
33	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-
34	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	35,9	35,4	35,0	34,5	35,3	36,1	36,8
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	35,9	35,4	35,0	34,5	35,3	36,1	36,8
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	63,2	65,9	68,4	70,7	72,9	74,9	76,8
44	переходящих	63,2	65,9	68,4	70,7	72,9	74,9	76,8
45	новых	0	0	0	0	0	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	13,2	12,1	11,1	10,1	9,6	9,0	8,6
47	переходящих	13,2	12,1	11,1	10,1	9,6	9,0	8,6
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	25,0	24,6	24,3	23,9	24,5	25,0	25,5
50	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	25,0	24,6	24,3	23,9	24,5	25,0	25,5
51	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	400,5	425,1	449,4	473,3	497,8	522,8	548,4
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	255,6	264,0	271,6	278,6	285,3	291,6	297,5
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,404	0,417	0,429	0,440	0,451	0,461	0,470
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	77,0	79,5	81,8	83,9	85,9	87,8	89,6
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,8	2,5	2,3	2,1	2,0	1,9	1,8
58	Темп отбора от текущих, %	10,8	11,0	11,3	11,6	12,5	13,4	14,7
59	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 8.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. Объект II. Вариант 2 (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти всего, тыс.т	14,28	23,31	20,73	21,23	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99	10,04
2	В том числе из: переходящих скважин	4,47	23,31	20,73	21,23	24,43	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99	10,04
3	новых скважин	9,81	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	ввод из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	внедрение ОРД	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	зарезка бокового горизонтального ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	зарезка бокового ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	56,1	0,0	0,0	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	184	0	0	0	92	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	В т.ч.- добывающие 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
18	вспомогательные и специальные скважины	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	346,75	0	0	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	19,46	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,00	4,47	23,31	20,73	21,23	24,43	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0	23,93	23,31	20,73	-	24,43	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	-	0,97	0,89	1,02	-	0,96	0,89	0,88	0,91	0,89	0,89	0,91	0,91	0,91
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	-	23,3	20,7	21,2	-	23,5	20,9	18,5	16,7	14,8	13,2	12,0	11,0	10,0
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-	-0,6	-2,6	0,5	-	-1,0	-2,6	-2,4	-1,7	-1,9	-1,6	-1,2	-1,0	-0,9
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-	-2,6	-11,1	2,4	-	-4,0	-11,0	-11,5	-9,4	-11,3	-11,0	-8,8	-8,7	-8,6
27	Мощность новых скважин, тыс.т	20,5	0,0	0,0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	83,3	73,9	70,7	60,6	47,9	46,2	44,2	42,3	41,3	39,6	37,9	37,4	36,9	36,4
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	83,3	73,9	70,7	60,6	47,9	46,2	44,2	42,3	41,3	39,6	37,9	37,4	36,9	36,4
42	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
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	2,0	9,0	15,6	19,3	21,0	26,7	32,1	37,1	41,6	45,9	49,9	53,6	57,0	60,2
44	переходящих	0,0	9,0	15,6	19,3	0,0	26,7	32,1	37,1	41,6	45,9	49,9	53,6	57,0	60,2
45	новых	#ДЕЛ/0!	0	0	0	#ДЕЛ/0!	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	81,7	67,2	59,6	48,9	37,8	33,8	30,0	26,6	24,1	21,4	19,0	17,3	15,8	14,5
47	переходящих	81,7	67,2	59,6	48,9	37,8	33,8	30,0	26,6	24,1	21,4	19,0	17,3	15,8	14,5
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/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
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	14,6	25,6	24,6	26,3	33,2	32,0	30,7	29,4	28,6	27,4	26,3	25,9	25,6	25,2
50	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	#ДЕЛ/0!	25,6	24,6	26,3	#ДЕЛ/0!	32,0	30,7	29,4	28,6	27,4	26,3	25,9	25,6	25,2
51	из новых скважин	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	0,0	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	14,6	40,2	64,8	91,1	124,3	156,3	187,0	216,4	245,0	272,4	298,8	324,7	350,3	375,5
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	14,3	37,6	58,3	79,5	105,8	129,2	150,1	168,6	185,3	200,1	213,3	225,3	236,3	246,4
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,023	0,059	0,092	0,126	0,167	0,204	0,237	0,266	0,293	0,316	0,337	0,356	0,373	0,389
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	4,3	11,3	17,6	24,0	31,9	38,9	45,2	50,8	55,8	60,3	64,3	67,9	71,2	74,2
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,3	7,0	6,2	6,4	7,9	7,1	6,3	5,6	5,0	4,5	4,0	3,6	3,3	3,0
58	Темп отбора от текущих, %	4,3	7,3	7,0	7,8	10,4	10,4	10,3	10,2	10,2	10,1	10,0	10,1	10,3	10,5
59	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.3

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
1	Добыча нефти всего, тыс.т	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94	5,62	5,33	5,03	4,76	4,51	4,28	4,04
2	В том числе из: переходящих скважин	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	4,54	5,94	5,62	5,33	5,03	4,76	4,51	4,28	4,04
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	ввод из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	внедрение ОРД	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	зарезка бокового горизонтального ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	зарезка бокового ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	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
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	365	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	В т.ч.- добывающие 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
18	вспомогательные и специальные скважины	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	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
20	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
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	10,04	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	4,54	5,94	5,62	5,33	5,03	4,76	4,51	4,28
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	10,04	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	4,54	5,94	5,62	5,33	5,03	4,76	4,51	4,28
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,92	0,91	0,91	0,91	0,95	0,68	1,31	0,95	0,95	0,94	0,95	0,95	0,95	0,94
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	9,2	8,4	7,7	7,0	6,6	4,5	5,9	5,6	5,3	5,0	4,8	4,5	4,3	4,0
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,4	-2,1	1,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-8,3	-8,9	-8,6	-8,7	-5,2	-31,7	30,7	-5,4	-5,1	-5,6	-5,3	-5,3	-5,1	-5,6
27	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
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	35,9	35,4	35,0	34,5	35,3	36,1	36,8	37,7	38,5	39,3	40,2	41,1	42,0	42,9
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	35,9	35,4	35,0	34,5	35,3	36,1	36,8	37,7	38,5	39,3	40,2	41,1	42,0	42,9
42	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
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	63,2	65,9	68,4	70,7	72,9	74,9	76,8	78,5	80,1	81,5	82,9	84,2	85,3	86,4
44	переходящих	63,2	65,9	68,4	70,7	72,9	0,0	76,8	78,5	80,1	81,5	82,9	84,2	85,3	86,4
45	новых	0	0	0	0	0	#ДЕЛ/0!	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	13,2	12,1	11,1	10,1	9,6	9,0	8,6	8,1	7,7	7,3	6,9	6,5	6,2	5,8
47	переходящих	13,2	12,1	11,1	10,1	9,6	9,0	8,6	8,1	7,7	7,3	6,9	6,5	6,2	5,8
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/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
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	25,0	24,6	24,3	23,9	24,5	25,0	25,5	26,1	26,8	27,3	27,9	28,5	29,2	29,8
50	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	25,0	24,6	24,3	23,9	24,5	#ДЕЛ/0!	25,5	26,1	26,8	27,3	27,9	28,5	29,2	29,8
51	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	400,5	425,1	449,4	473,3	497,8	522,8	548,4	574,5	601,2	628,5	656,4	684,9	714,1	743,8
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	255,6	264,0	271,6	278,6	285,3	291,6	297,5	303,1	308,5	313,5	318,3	322,8	327,0	331,1
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,404	0,417	0,429	0,440	0,451	0,461	0,470	0,479	0,487	0,495	0,503	0,510	0,517	0,523
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	77,0	79,5	81,8	83,9	85,9	87,8	89,6	91,3	92,9	94,4	95,9	97,2	98,5	99,7
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,8	2,5	2,3	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
58	Темп отбора от текущих, %	10,8	11,0	11,3	11,6	12,5	13,4	14,7	16,3	18,5	21,4	25,7	32,8	46,3	81,5
59	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.3

№№ п/п	Показатели	Годы						
		2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	Добыча нефти всего, тыс.т	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,90	2,76
2	В том числе из: переходящих скважин	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,90	2,76
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из консервации	0	0	0	0	0	0	0
8	ввод из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0
9	внедрение ОРД	0	0	0	0	0	0	0
10	зарезка бокового горизонтального ствола	0	0	0	0	0	0	0
11	зарезка бокового ствола	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0
13	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	В т.ч.- добывающие скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	вспомогательные и специальные скважины	-	-	-	-	-	-	-
19	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0
20	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	4,04	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,90
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	4,04	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,9
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,94	0,95	0,95	0,95
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,8	3,6	3,4	3,2	3,1	2,9	2,8
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-5,4	-5,3	-5,1	-5,8	-5,3	-5,5	-5,0
27	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0
29	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2
31	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2
33	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-
34	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	43,8	44,8	45,8	46,8	47,8	48,9	50,0
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	43,8	44,8	45,8	46,8	47,8	48,9	50,0
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	87,4	88,4	89,2	90,0	90,8	91,4	92,1
44	переходящих	87,4	88,4	89,2	90,0	90,8	91,4	92,1
45	новых	0	0	0	0	0	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,5	5,2	4,9	4,7	4,4	4,2	4,0
47	переходящих	5,5	5,2	4,9	4,7	4,4	4,2	4,0
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	30,4	31,1	31,9	32,5	33,2	33,9	34,8
50	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	30,4	31,1	31,9	32,5	33,2	33,9	34,8
51	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	774,2	805,3	837,2	869,7	902,8	936,7	971,5
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	334,9	338,5	342,0	345,2	348,3	351,2	353,9
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,529	0,535	0,540	0,545	0,550	0,555	0,559
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	100,9	102,0	103,0	104,0	104,9	105,8	106,6
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8
58	Темп отбора от текущих, %	416,6	-124,5	-52,7	-32,6	-23,2	-17,8	-14,4
59	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 8.4 - Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. I возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти всего, тыс.т	14,28	23,31	20,73	21,23	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99	10,04
2	В том числе из: переходящих скважин	14,28	23,31	20,73	21,23	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99	10,04
3	новых скважин	0,00	0,0	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	ввод из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	внедрение ОРД	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	зарезка бокового горизонтального ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	зарезка бокового ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	В т.ч.- добывающие 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
18	вспомогательные и специальные скважины	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	346,75	0	0	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	#ДЕЛ/0!	0	0	#ДЕЛ/0!	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,00	14,28	23,31	20,73	21,23	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0	#ДЕЛ/0!	23,31	20,73	#ДЕЛ/0!	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	0,89	1,02	#ДЕЛ/0!	0,89	0,89	0,88	0,91	0,89	0,89	0,91	0,91	0,91
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	20,7	21,2	#ДЕЛ/0!	23,5	20,9	18,5	16,7	14,8	13,2	12,0	11,0	10,0
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	-2,6	0,5	#ДЕЛ/0!	-2,8	-2,6	-2,4	-1,7	-1,9	-1,6	-1,2	-1,0	-0,9
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	-11,1	2,4	#ДЕЛ/0!	-10,5	-11,0	-11,5	-9,4	-11,3	-11,0	-8,8	-8,7	-8,6
27	Мощность новых скважин, тыс.т	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	83,3	73,9	70,7	60,6	47,9	46,2	44,2	42,3	41,3	39,6	37,9	37,4	36,9	36,4
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	83,3	73,9	70,7	60,6	47,9	46,2	44,2	42,3	41,3	39,6	37,9	37,4	36,9	36,4
42	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
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	2,0	9,0	15,6	19,3	21,0	26,7	32,1	37,1	41,6	45,9	49,9	53,6	57,0	60,2
44	переходящих	2,0	9,0	15,6	19,3	21,0	26,7	32,1	37,1	41,6	45,9	49,9	53,6	57,0	60,2
45	новых	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	81,7	67,2	59,6	48,9	37,8	33,8	30,0	26,6	24,1	21,4	19,0	17,3	15,8	14,5
47	переходящих	81,7	67,2	59,6	48,9	37,8	33,8	30,0	26,6	24,1	21,4	19,0	17,3	15,8	14,5
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/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
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	14,6	25,6	24,6	26,3	33,2	32,0	30,7	29,4	28,6	27,4	26,3	25,9	25,6	25,2
50	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	14,6	25,6	24,6	26,3	33,2	32,0	30,7	29,4	28,6	27,4	26,3	25,9	25,6	25,2
51	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
52	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	14,6	40,2	64,8	91,1	124,3	156,3	187,0	216,4	245,0	272,4	298,8	324,7	350,3	375,5
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	14,3	37,6	58,3	79,5	105,8	129,2	150,1	168,6	185,3	200,1	213,3	225,3	236,3	246,4
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,023	0,059	0,092	0,126	0,167	0,204	0,237	0,266	0,293	0,316	0,337	0,356	0,373	0,389
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	4,3	11,3	17,6	24,0	31,9	38,9	45,2	50,8	55,8	60,3	64,3	67,9	71,2	74,2
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,3	7,0	6,2	6,4	7,9	7,1	6,3	5,6	5,0	4,5	4,0	3,6	3,3	3,0
58	Темп отбора от текущих, %	4,3	7,3	7,0	7,8	10,4	10,4	10,3	10,2	10,2	10,1	10,0	10,1	10,3	10,5
59	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.4

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
1	Добыча нефти всего, тыс.т	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94	5,62	5,33	5,03	4,76	4,51	4,28	4,04
2	В том числе из: переходящих скважин	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	-0,15	5,62	5,33	5,03	4,76	4,51	4,28	4,04
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	ввод из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	внедрение ОРД	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	зарезка бокового горизонтального ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	зарезка бокового ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	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
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	365	0	0	0	0	0	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	В т.ч.- добывающие 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
18	вспомогательные и специальные скважины	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	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
20	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
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	10,04	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	-0,15	5,62	5,33	5,03	4,76	4,51	4,28
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	10,04	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	-0,15	5,62	5,33	5,03	4,76	4,51	4,28
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,92	0,91	0,91	0,91	0,95	0,94	-0,02	-37,47	0,95	0,94	0,95	0,95	0,95	0,94
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	9,2	8,4	7,7	7,0	6,6	6,3	-0,1	5,6	5,3	5,0	4,8	4,5	4,3	4,0
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,4	-0,4	-6,4	5,8	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-8,3	-8,9	-8,6	-8,7	-5,2	-5,6	-102,3	-3846,7	-5,1	-5,6	-5,3	-5,3	-5,1	-5,6
27	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
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	35,9	35,4	35,0	34,5	35,3	36,1	36,8	37,7	38,5	39,3	40,2	41,1	42,0	42,9
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	35,9	35,4	35,0	34,5	35,3	36,1	36,8	37,7	38,5	39,3	40,2	41,1	42,0	42,9
42	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
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	63,2	65,9	68,4	70,7	72,9	74,9	76,8	78,5	80,1	81,5	82,9	84,2	85,3	86,4
44	переходящих	63,2	65,9	68,4	70,7	72,9	74,9	0,0	78,5	80,1	81,5	82,9	84,2	85,3	86,4
45	новых	0	0	0	0	0	0	#ДЕЛ/0!	0	0	0	0	0	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	13,2	12,1	11,1	10,1	9,6	9,0	8,6	8,1	7,7	7,3	6,9	6,5	6,2	5,8
47	переходящих	13,2	12,1	11,1	10,1	9,6	9,0	8,6	8,1	7,7	7,3	6,9	6,5	6,2	5,8
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/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
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	25,0	24,6	24,3	23,9	24,5	25,0	25,5	26,1	26,8	27,3	27,9	28,5	29,2	29,8
50	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	25,0	24,6	24,3	23,9	24,5	25,0	#ДЕЛ/0!	26,1	26,8	27,3	27,9	28,5	29,2	29,8
51	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	400,5	425,1	449,4	473,3	497,8	522,8	548,4	574,5	601,2	628,5	656,4	684,9	714,1	743,8
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	255,6	264,0	271,6	278,6	285,3	291,6	297,5	303,1	308,5	313,5	318,3	322,8	327,0	331,1
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,404	0,417	0,429	0,440	0,451	0,461	0,470	0,479	0,487	0,495	0,503	0,510	0,517	0,523
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	77,0	79,5	81,8	83,9	85,9	87,8	89,6	91,3	92,9	94,4	95,9	97,2	98,5	99,7
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,8	2,5	2,3	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
58	Темп отбора от текущих, %	10,8	11,0	11,3	11,6	12,5	13,4	14,7	16,3	18,5	21,4	25,7	32,8	46,3	81,5
59	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.4

№№ п/п	Показатели	Годы						
		2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	Добыча нефти всего, тыс.т	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,90	2,76
2	В том числе из: переходящих скважин	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,90	2,76
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из консервации	0	0	0	0	0	0	0
8	ввод из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0
9	внедрение ОРД	0	0	0	0	0	0	0
10	зарезка бокового горизонтального ствола	0	0	0	0	0	0	0
11	зарезка бокового ствола	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0
13	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	В т.ч.- добывающие скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	вспомогательные и специальные скважины	-	-	-	-	-	-	-
19	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0
20	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	4,04	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,90
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	4,04	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,9
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,94	0,95	0,95	0,95
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,8	3,6	3,4	3,2	3,1	2,9	2,8
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-5,4	-5,3	-5,1	-5,8	-5,3	-5,5	-5,0
27	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0
29	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2
31	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2
33	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-
34	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	43,8	44,8	45,8	46,8	47,8	48,9	50,0
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	43,8	44,8	45,8	46,8	47,8	48,9	50,0
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	87,4	88,4	89,2	90,0	90,8	91,4	92,1
44	переходящих	87,4	88,4	89,2	90,0	90,8	91,4	92,1
45	новых	0	0	0	0	0	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,5	5,2	4,9	4,7	4,4	4,2	4,0
47	переходящих	5,5	5,2	4,9	4,7	4,4	4,2	4,0
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	30,4	31,1	31,9	32,5	33,2	33,9	34,8
50	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	30,4	31,1	31,9	32,5	33,2	33,9	34,8
51	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	774,2	805,3	837,2	869,7	902,8	936,7	971,5
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	334,9	338,5	342,0	345,2	348,3	351,2	353,9
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,529	0,535	0,540	0,545	0,550	0,555	0,559
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	100,9	102,0	103,0	104,0	104,9	105,8	106,6
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8
58	Темп отбора от текущих, %	416,6	-124,5	-52,7	-32,6	-23,2	-17,8	-14,4
59	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 8.5 - Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. II возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти всего, тыс.т	14,28	23,31	20,73	21,23	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99	10,04
2	В том числе из: переходящих скважин	14,28	23,31	20,73	21,23	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99	10,04
3	новых скважин	0,00	0,0	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	ввод из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	внедрение ОРД	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	зарезка бокового горизонтального ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	зарезка бокового ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	В т.ч.- добывающие 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
18	вспомогательные и специальные скважины	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	346,75	0	0	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	#ДЕЛ/0!	0	0	#ДЕЛ/0!	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,00	14,28	23,31	20,73	21,23	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0	#ДЕЛ/0!	23,31	20,73	#ДЕЛ/0!	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	0,89	1,02	#ДЕЛ/0!	0,89	0,89	0,88	0,91	0,89	0,89	0,91	0,91	0,91
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	20,7	21,2	#ДЕЛ/0!	23,5	20,9	18,5	16,7	14,8	13,2	12,0	11,0	10,0
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	-2,6	0,5	#ДЕЛ/0!	-2,8	-2,6	-2,4	-1,7	-1,9	-1,6	-1,2	-1,0	-0,9
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	-11,1	2,4	#ДЕЛ/0!	-10,5	-11,0	-11,5	-9,4	-11,3	-11,0	-8,8	-8,7	-8,6
27	Мощность новых скважин, тыс.т	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	83,3	73,9	70,7	60,6	47,9	46,2	44,2	42,3	41,3	39,6	37,9	37,4	36,9	36,4
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	83,3	73,9	70,7	60,6	47,9	46,2	44,2	42,3	41,3	39,6	37,9	37,4	36,9	36,4
42	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
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	2,0	9,0	15,6	19,3	21,0	26,7	32,1	37,1	41,6	45,9	49,9	53,6	57,0	60,2
44	переходящих	2,0	9,0	15,6	19,3	21,0	26,7	32,1	37,1	41,6	45,9	49,9	53,6	57,0	60,2
45	новых	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	81,7	67,2	59,6	48,9	37,8	33,8	30,0	26,6	24,1	21,4	19,0	17,3	15,8	14,5
47	переходящих	81,7	67,2	59,6	48,9	37,8	33,8	30,0	26,6	24,1	21,4	19,0	17,3	15,8	14,5
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/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
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	14,6	25,6	24,6	26,3	33,2	32,0	30,7	29,4	28,6	27,4	26,3	25,9	25,6	25,2
50	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	14,6	25,6	24,6	26,3	33,2	32,0	30,7	29,4	28,6	27,4	26,3	25,9	25,6	25,2
51	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
52	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	14,6	40,2	64,8	91,1	124,3	156,3	187,0	216,4	245,0	272,4	298,8	324,7	350,3	375,5
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	14,3	37,6	58,3	79,5	105,8	129,2	150,1	168,6	185,3	200,1	213,3	225,3	236,3	246,4
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,023	0,059	0,092	0,126	0,167	0,204	0,237	0,266	0,293	0,316	0,337	0,356	0,373	0,389
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	4,3	11,3	17,6	24,0	31,9	38,9	45,2	50,8	55,8	60,3	64,3	67,9	71,2	74,2
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,3	7,0	6,2	6,4	7,9	7,1	6,3	5,6	5,0	4,5	4,0	3,6	3,3	3,0
58	Темп отбора от текущих, %	4,3	7,3	7,0	7,8	10,4	10,4	10,3	10,2	10,2	10,1	10,0	10,1	10,3	10,5
59	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.5

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
1	Добыча нефти всего, тыс.т	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94	5,62	5,33	5,03	4,76	4,51	4,28	4,04
2	В том числе из: переходящих скважин	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94	5,62	5,33	5,03	1,30	2,47	4,28	4,04
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	2,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	ввод из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	внедрение ОРД	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	зарезка бокового горизонтального ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	зарезка бокового ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	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
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	365	306	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	В т.ч.- добывающие 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
18	вспомогательные и специальные скважины	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	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
20	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
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	10,04	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94	5,62	5,33	5,03	1,30	2,47	4,28
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	10,04	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94	5,62	5,33	5,03	1,3	2,47	4,28
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,92	0,91	0,91	0,91	0,95	0,94	0,95	0,95	0,95	0,94	0,26	1,90	1,73	0,94
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	9,2	8,4	7,7	7,0	6,6	6,3	5,9	5,6	5,3	5,0	1,3	2,5	4,3	4,0
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-3,7	1,2	1,8	-0,2
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-8,3	-8,9	-8,6	-8,7	-5,2	-5,6	-5,3	-5,4	-5,1	-5,6	-74,2	90,3	73,3	-5,6
27	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
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	35,9	35,4	35,0	34,5	35,3	36,1	36,8	37,7	38,5	39,3	40,2	41,1	42,0	42,9
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	35,9	35,4	35,0	34,5	35,3	36,1	36,8	37,7	38,5	39,3	40,2	41,1	42,0	42,9
42	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
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	63,2	65,9	68,4	70,7	72,9	74,9	76,8	78,5	80,1	81,5	82,9	84,2	85,3	86,4
44	переходящих	63,2	65,9	68,4	70,7	72,9	74,9	76,8	78,5	80,1	81,5	0,0	0,0	85,3	86,4
45	новых	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	13,2	12,1	11,1	10,1	9,6	9,0	8,6	8,1	7,7	7,3	6,9	6,5	6,2	5,8
47	переходящих	13,2	12,1	11,1	10,1	9,6	9,0	8,6	8,1	7,7	7,3	6,9	6,5	6,2	5,8
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/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
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	25,0	24,6	24,3	23,9	24,5	25,0	25,5	26,1	26,8	27,3	27,9	28,5	29,2	29,8
50	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	25,0	24,6	24,3	23,9	24,5	25,0	25,5	26,1	26,8	27,3	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	29,2	29,8
51	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0
52	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	400,5	425,1	449,4	473,3	497,8	522,8	548,4	574,5	601,2	628,5	656,4	684,9	714,1	743,8
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	255,6	264,0	271,6	278,6	285,3	291,6	297,5	303,1	308,5	313,5	318,3	322,8	327,0	331,1
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,404	0,417	0,429	0,440	0,451	0,461	0,470	0,479	0,487	0,495	0,503	0,510	0,517	0,523
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	77,0	79,5	81,8	83,9	85,9	87,8	89,6	91,3	92,9	94,4	95,9	97,2	98,5	99,7
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,8	2,5	2,3	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
58	Темп отбора от текущих, %	10,8	11,0	11,3	11,6	12,5	13,4	14,7	16,3	18,5	21,4	25,7	32,8	46,3	81,5
59	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.5

№№ п/п	Показатели	Годы						
		2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	Добыча нефти всего, тыс.т	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,90	2,76
2	В том числе из: переходящих скважин	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,90	2,76
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из консервации	0	0	0	0	0	0	0
8	ввод из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0
9	внедрение ОРД	0	0	0	0	0	0	0
10	зарезка бокового горизонтального ствола	0	0	0	0	0	0	0
11	зарезка бокового ствола	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0
13	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	В т.ч.- добывающие скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	вспомогательные и специальные скважины	-	-	-	-	-	-	-
19	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0
20	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	4,04	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,90
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	4,04	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,9
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,94	0,95	0,95	0,95
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,8	3,6	3,4	3,2	3,1	2,9	2,8
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-5,4	-5,3	-5,1	-5,8	-5,3	-5,5	-5,0
27	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0
29	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2
31	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2
33	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-
34	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	43,8	44,8	45,8	46,8	47,8	48,9	50,0
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	43,8	44,8	45,8	46,8	47,8	48,9	50,0
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	87,4	88,4	89,2	90,0	90,8	91,4	92,1
44	переходящих	87,4	88,4	89,2	90,0	90,8	91,4	92,1
45	новых	0	0	0	0	0	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,5	5,2	4,9	4,7	4,4	4,2	4,0
47	переходящих	5,5	5,2	4,9	4,7	4,4	4,2	4,0
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	30,4	31,1	31,9	32,5	33,2	33,9	34,8
50	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	30,4	31,1	31,9	32,5	33,2	33,9	34,8
51	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	774,2	805,3	837,2	869,7	902,8	936,7	971,5
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	334,9	338,5	342,0	345,2	348,3	351,2	353,9
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,529	0,535	0,540	0,545	0,550	0,555	0,559
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	100,9	102,0	103,0	104,0	104,9	105,8	106,6
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8
58	Темп отбора от текущих, %	416,6	-124,5	-52,7	-32,6	-23,2	-17,8	-14,4
59	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 8.6 - Обоснование проекта плана добычи нефти, газа и объемов буровых работ. III возвратный объект. Вариант 2 (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти всего, тыс.т	14,28	23,31	20,73	21,23	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99	10,04
2	В том числе из: переходящих скважин	14,28	23,31	20,73	21,23	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99	10,04
3	новых скважин	0,00	0,0	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	ввод из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	внедрение ОРД	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	зарезка бокового горизонтального ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	зарезка бокового ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	В т.ч.- добывающие 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
18	вспомогательные и специальные скважины	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	346,75	0	0	346,75	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	#ДЕЛ/0!	0	0	#ДЕЛ/0!	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,00	14,28	23,31	20,73	21,23	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0	#ДЕЛ/0!	23,31	20,73	#ДЕЛ/0!	26,23	23,46	20,87	18,46	16,72	14,83	13,19	12,03	10,99
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	0,89	1,02	#ДЕЛ/0!	0,89	0,89	0,88	0,91	0,89	0,89	0,91	0,91	0,91
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	20,7	21,2	#ДЕЛ/0!	23,5	20,9	18,5	16,7	14,8	13,2	12,0	11,0	10,0
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	-2,6	0,5	#ДЕЛ/0!	-2,8	-2,6	-2,4	-1,7	-1,9	-1,6	-1,2	-1,0	-0,9
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!	-11,1	2,4	#ДЕЛ/0!	-10,5	-11,0	-11,5	-9,4	-11,3	-11,0	-8,8	-8,7	-8,6
27	Мощность новых скважин, тыс.т	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	83,3	73,9	70,7	60,6	47,9	46,2	44,2	42,3	41,3	39,6	37,9	37,4	36,9	36,4
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	83,3	73,9	70,7	60,6	47,9	46,2	44,2	42,3	41,3	39,6	37,9	37,4	36,9	36,4
42	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
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	2,0	9,0	15,6	19,3	21,0	26,7	32,1	37,1	41,6	45,9	49,9	53,6	57,0	60,2
44	переходящих	2,0	9,0	15,6	19,3	21,0	26,7	32,1	37,1	41,6	45,9	49,9	53,6	57,0	60,2
45	новых	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	81,7	67,2	59,6	48,9	37,8	33,8	30,0	26,6	24,1	21,4	19,0	17,3	15,8	14,5
47	переходящих	81,7	67,2	59,6	48,9	37,8	33,8	30,0	26,6	24,1	21,4	19,0	17,3	15,8	14,5
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/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
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	14,6	25,6	24,6	26,3	33,2	32,0	30,7	29,4	28,6	27,4	26,3	25,9	25,6	25,2
50	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	14,6	25,6	24,6	26,3	33,2	32,0	30,7	29,4	28,6	27,4	26,3	25,9	25,6	25,2
51	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
52	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	14,6	40,2	64,8	91,1	124,3	156,3	187,0	216,4	245,0	272,4	298,8	324,7	350,3	375,5
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	14,3	37,6	58,3	79,5	105,8	129,2	150,1	168,6	185,3	200,1	213,3	225,3	236,3	246,4
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,023	0,059	0,092	0,126	0,167	0,204	0,237	0,266	0,293	0,316	0,337	0,356	0,373	0,389
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	4,3	11,3	17,6	24,0	31,9	38,9	45,2	50,8	55,8	60,3	64,3	67,9	71,2	74,2
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	4,3	7,0	6,2	6,4	7,9	7,1	6,3	5,6	5,0	4,5	4,0	3,6	3,3	3,0
58	Темп отбора от текущих, %	4,3	7,3	7,0	7,8	10,4	10,4	10,3	10,2	10,2	10,1	10,0	10,1	10,3	10,5
59	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.6

№№ п/п	Показатели	Годы													
		2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
1	Добыча нефти всего, тыс.т	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94	5,62	5,33	5,03	4,76	4,51	4,28	4,04
2	В том числе из: переходящих скважин	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94	5,62	5,33	3,30	4,76	4,51	4,28	4,04
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	ввод из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	внедрение ОРД	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	зарезка бокового горизонтального ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	зарезка бокового ствола	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	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
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	365	0	0	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	В т.ч.- добывающие 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
18	вспомогательные и специальные скважины	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	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
20	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
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	10,04	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94	5,62	5,33	3,30	4,76	4,51	4,28
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	10,04	9,21	8,39	7,67	7,01	6,65	6,27	5,94	5,62	5,33	3,3	4,76	4,51	4,28
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,92	0,91	0,91	0,91	0,95	0,94	0,95	0,95	0,95	0,62	1,44	0,95	0,95	0,94
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	9,2	8,4	7,7	7,0	6,6	6,3	5,9	5,6	5,3	3,3	4,8	4,5	4,3	4,0
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-2,0	1,5	-0,3	-0,2	-0,2
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-8,3	-8,9	-8,6	-8,7	-5,2	-5,6	-5,3	-5,4	-5,1	-38,1	44,4	-5,3	-5,1	-5,6
27	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
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	35,9	35,4	35,0	34,5	35,3	36,1	36,8	37,7	38,5	39,3	40,2	41,1	42,0	42,9
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	35,9	35,4	35,0	34,5	35,3	36,1	36,8	37,7	38,5	39,3	40,2	41,1	42,0	42,9
42	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
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	63,2	65,9	68,4	70,7	72,9	74,9	76,8	78,5	80,1	81,5	82,9	84,2	85,3	86,4
44	переходящих	63,2	65,9	68,4	70,7	72,9	74,9	76,8	78,5	80,1	0,0	82,9	84,2	85,3	86,4
45	новых	0	0	0	0	0	0	0	0	0	#ДЕЛ/0!	0	0	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	13,2	12,1	11,1	10,1	9,6	9,0	8,6	8,1	7,7	7,3	6,9	6,5	6,2	5,8
47	переходящих	13,2	12,1	11,1	10,1	9,6	9,0	8,6	8,1	7,7	7,3	6,9	6,5	6,2	5,8
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/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
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	25,0	24,6	24,3	23,9	24,5	25,0	25,5	26,1	26,8	27,3	27,9	28,5	29,2	29,8
50	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	25,0	24,6	24,3	23,9	24,5	25,0	25,5	26,1	26,8	#ДЕЛ/0!	27,9	28,5	29,2	29,8
51	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	400,5	425,1	449,4	473,3	497,8	522,8	548,4	574,5	601,2	628,5	656,4	684,9	714,1	743,8
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	255,6	264,0	271,6	278,6	285,3	291,6	297,5	303,1	308,5	313,5	318,3	322,8	327,0	331,1
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,404	0,417	0,429	0,440	0,451	0,461	0,470	0,479	0,487	0,495	0,503	0,510	0,517	0,523
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	77,0	79,5	81,8	83,9	85,9	87,8	89,6	91,3	92,9	94,4	95,9	97,2	98,5	99,7
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,8	2,5	2,3	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
58	Темп отбора от текущих, %	10,8	11,0	11,3	11,6	12,5	13,4	14,7	16,3	18,5	21,4	25,7	32,8	46,3	81,5
59	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 8.6

№№ п/п	Показатели	Годы						
		2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
1	Добыча нефти всего, тыс.т	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,90	2,76
2	В том числе из: переходящих скважин	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,90	2,76
3	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0
7	ввод из консервации	0	0	0	0	0	0	0
8	ввод из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0
9	внедрение ОРД	0	0	0	0	0	0	0
10	зарезка бокового горизонтального ствола	0	0	0	0	0	0	0
11	зарезка бокового ствола	0	0	0	0	0	0	0
12	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0
13	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0
15	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	0	0	0	0
16	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	В т.ч.- добывающие скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	вспомогательные и специальные скважины	-	-	-	-	-	-	-
19	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	0	0	0	0	0	0
20	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0	0	0	0	0	0	0
21	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	4,04	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,90
22	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	4,04	3,82	3,62	3,44	3,24	3,07	2,9
23	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,94	0,95	0,95	0,95
24	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	3,8	3,6	3,4	3,2	3,1	2,9	2,8
25	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
26	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-5,4	-5,3	-5,1	-5,8	-5,3	-5,5	-5,0
27	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0
29	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2
31	В том числе нагнет, в отработке	-	-	-	-	-	-	-
32	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2	2	2	2	2	2	2
33	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	-	-	-	-	-	-	-
34	Фонд механизированных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-	-
35	Ввод скважин под нагнетание.	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0
38	Действ, фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	-	-	-	-	-	-	-
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	43,8	44,8	45,8	46,8	47,8	48,9	50,0
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	43,8	44,8	45,8	46,8	47,8	48,9	50,0
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	87,4	88,4	89,2	90,0	90,8	91,4	92,1
44	переходящих	87,4	88,4	89,2	90,0	90,8	91,4	92,1
45	новых	0	0	0	0	0	0	0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,5	5,2	4,9	4,7	4,4	4,2	4,0
47	переходящих	5,5	5,2	4,9	4,7	4,4	4,2	4,0
48	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м3/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	30,4	31,1	31,9	32,5	33,2	33,9	34,8
50	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	30,4	31,1	31,9	32,5	33,2	33,9	34,8
51	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	-	-	-	-	-	-	-
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	774,2	805,3	837,2	869,7	902,8	936,7	971,5
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	334,9	338,5	342,0	345,2	348,3	351,2	353,9
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,529	0,535	0,540	0,545	0,550	0,555	0,559
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	100,9	102,0	103,0	104,0	104,9	105,8	106,6
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8
58	Темп отбора от текущих, %	416,6	-124,5	-52,7	-32,6	-23,2	-17,8	-14,4
59	Закачка рабочего агента, тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
61	Компенсация отбора: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
62	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

9. Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования

Для эффективной разработки требуется в процессе реализации проекта осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию, вести контроль за разработкой и накоплению геолого-промысловых данных, получением информации для дальнейшего изучения и уточнения геолого-гидродинамических характеристик продуктивных пластов.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Гидродинамические исследования скважин;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г. (Таблица 10.2.3).

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Обязательный комплекс промысловых исследований

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам

В целях контроля разработки информация о дебитах должна поступать систематически.

Определение дебитов нефти и воды должно проводиться по всем эксплуатируемым скважинам еженедельно. Измерение изменения дебитов должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

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 вне зависимости от содержания доли воды в продукциях скважин и проводиться еженедельно.

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.

Замеры пластового давления должны выполнятся периодически по всему фонду скважин один раз в квартал.

При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами в скважинах насосного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня и последующего пересчета.

Измерения статических уровней необходимо проводить периодически по всему фонду скважин не реже одного раза в квартал.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам и после выхода из ремонта и систематически в действующих добывающих и нагнетательных 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 скважин

В целях контроля за разработкой в скважинах месторождения проводятся следующие виды гидродинамических исследований (ГДИС):

- Исследования методом КВД;
- Исследования МУО.

Гидродинамические исследования методами восстановления давления (уровня) и установившихся отборов выполняются по каждой скважине после ввода ее в эксплуатацию и в последующем – по мере необходимости.

Исследования методом установившихся отборов

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров. В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

Экспериментальная программа исследовательских работ по определению рационального забойного давления в добывающих скважинах

В связи с тем, что в период пробной эксплуатации согласно статье №126 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г. исследований по определению оптимального режима работы скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения не проводилось, согласно статье №127 в рамках выполняемого проекта разработана соответствующая экспериментальная программа исследовательских работ. Проведение режимных исследований предусмотрено во всех добывающих скважинах.

С целью определения зависимости уменьшения коэффициента продуктивности от уровня снижения забойного давления относительно давления насыщения необходимо провести исследования МУО, при которых 3 режима должны быть ниже давления насыщения. При этом продолжительность одного режима должна составлять не менее 4 суток. Исследования необходимо провести прямым и обратным ходом. При проведении исследований обязателен замер дебитов нефти, отбор проб для определения обводненности и замер газового фактора на каждом режиме. После проведения исследований необходимо стабилизировать работу скважины для закрытия на КВД, время закрытия скважины на исследование для горизонта Т-II-А не менее 2 суток, для остальных горизонтов не менее 6 суток. Проведение режимных исследований на возвратных объектов осуществить сразу после перевода скважин на данные объекты после выработки запаосв на оснвоных объектах.

В таблицах 10.2.1-10.2.2 приведена экспериментальная программа исследовательских работ по определению забойного давления в добывающих скважинах.

Таблица 9.1 – Экспериментальная программа исследовательских работ по определению забойного давления в добывающих скважинах основных объектов

Скважина	Горизонт	Рнач, МПа	Рнас, МПа	Режимы	Рзаб.рек., МПа
НСВ-1	Т-II-А	32,7 (НСВ-1)	26,0	1	26,9
				2	26,5
				3	26,0
				4	25,6
				5	25,1
				6	24,7
НСВ-2	Т-II-А	32,3 (НСВ-2)	26,0	1	27,3
				2	26,7
				3	26,0
				4	25,4
				5	24,7
				6	24,1
НСВ-3	Т-II-А	31,3 (НСВ-3)	26,0	1	27,5
				2	26,9
				3	26,2
				4	25,6
				5	24,9
				6	24,3
НСВ-10	Т-II-А	32,1 (среднее)	26,0	1	28,9
				2	27,6
				3	26,3
				4	25,0
				5	23,7
				6	22,4
НСВ-11 (НСВ-4)	Т-IV	36,9	25,4	1	29,8
				2	26,9
				3	25,4
				4	22,8
				5	21,0
				6	19,0
	Т-V	37,3	28,7	1	33,7
				2	30,4
				3	28,7
				4	25,8
				5	23,7
				6	21,5

Таблица 9.2 - Экспериментальная программа исследовательских работ по определению забойного давления в добывающих скважинах возвратных объектов при переводе скважин

Скважина	Горизонт	Рнач, МПа	Рнас, МПа	Режимы	Рзаб.рек., МПа
НСВ-11	Ю-II (песчаник)	24,1 (НСВ-11)	22,3	1	22,3
				2	21,2
				3	20,1
				4	19
				5	17,8
НСВ-10	Ю-IV-2	29,5 (приведенная)	-	1	29,5
				2	28
				3	26,6
				4	25,1
				5	23,6
				6	22,1
НСВ-4	Ю-V	31,3 (НСВ-4)	20,3	1	23,8
				2	21,5
				3	20,3
				4	18,3
				5	16,8
				6	15,2

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.

Промыслово-геофизические исследования скважин

Комплексный метод (PLT)

Дебитометрия является широко распространенным методом получения профилей вертикальной фильтрации и распределения притока в скважине из коллектора. Проводить исследования PLT по каждому горизонту, входящих в один эксплуатационный объект. В состав PLT входят гамма-каротаж, локатор муфт обсадной колонны, одновременный замер давления, температуры, плотности флюида и расхода. Замеры выполняются при различных скоростях каротажа. Проведение замеров в скважинах следует проводить в эксплуатационных скважинах после достижения стабильного дебита или при стабильной приемистости в нагнетательных. Такой подход позволит достоверно замерить распределение фильтрации и притока по перфорированному интервалу. Полученные результаты могут помочь при планировании мероприятий по повышению продуктивности скважин или приемистости

(мероприятия по интенсификации притока). В комплекс исследований входят следующие методы: термоэлектрическая (СТД) и гидродинамическая (РГТ) дебитометрия и расходометрия, термометрия (СТЭГ-36, ТДА, ЛГТ, КСАТ-7), плотнометрия (ГГП-30), влагометрия (ВГД-2, КСАТ-7), резистивиметрия (РИС-42), шумометрия (КСАТ-7), локация муфтовых соединений (МЛМ), радиоактивные методы: гамма-метод-ГМ.

Последующие замеры в интервале каротажа на кабеле в добывающих и нагнетательных скважинах должны проводиться согласно инструкциям нормативного документа «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г.

Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при исследовании эксплуатационных характеристик пласта.

Термометрия

применяется для:

- выделения работающих (отдающих и принимающих) пластов;
- выявления заколонных перетоков снизу и сверху;
- выявления внутриколонных перетоков между пластами;
- определения мест негерметичности обсадной колонны, НКТ и забоя скважины;
- определения нефте-газо-водопритоков;
- выявления обводненных пластов;
- определения динамического уровня жидкости и нефтеводораздела в межтрубном пространстве;
- контроля за перфорацией колонны.

Круг потенциально решаемых задач и объемы исследований для термометрии наибольший. Это позволяет считать термометрию одним из основных методов в комплексе геофизических методов, что обусловлено его высокой информативностью. Высокая информативность, в свою очередь, связана с высокой чувствительностью термометров к различного рода изменениям состояния скважины и пласта. Термометр сопротивления используют в комплексе с приборами остальных методов ГИС. Он является частью технологического блока в сборках модулей.

Метод механической расходометрии

Измерения механическими расходомерами производят для следующих целей:

- выделение интервалов притока или приемистости в действующих скважинах;
- выявление перетока между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки;

- распределение общего (суммарного) дебита или расхода по отдельным пластам, разделенным неперфорированными интервалами;
- получение профиля притока или приемистости пласта по его отдельным интервалам.

Метод влагометрии

применяют:

- для определения состава флюидов в стволе скважины;
- выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей;
- установления мест негерметичности обсадной колонны;
- при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной и газовой скважинах.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные – для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры – беспакерные.

Комплексируется с другими методами в рамках комплекса для оценки «притока-состава».

Метод термокондуктивной дебитометрии

применяют:

- для выявления интервалов притоков или приемистости флюидов;
- установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
- для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Сущность метода заключается в измерении температуры перегретого относительно окружающей среды датчика. При изменении относительной скорости датчика и потока жидкости увеличивается теплоотдача от датчика в окружающую среду и соответственно уменьшается температура регистрации.

Метод барометрии

применяют:

- для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты;
- определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления;
- оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси.

Метод акустической шумометрии

применяют:

- для выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами;
- интервалов заколонных перетоков газа;
- выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

Метод гамма-гамма цементометрии

Гамма-гамма-метод позволяет:

- установить высоту подъема цемента;
- определить наличие цемента и характер его распределения в интервале цементации;
- фиксировать наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гель-цемент);
- выявить в цементном камне небольшие раковины и каналы;
- определить эксцентриситет колонны.

Этот метод контроля за качеством цементирования обсадных колонн основан на регистрации рассеянного гамма-излучения при прохождении гамма-квантов через изучаемые среды различной плотности. Поскольку цементный камень и промывочная жидкость значительно различаются по плотности, а интенсивность вторичного гамма-излучения находится в обратной зависимости от плотности, то на регистрируемой кривой ГГМ достаточно четко выделяются участки с цементом и без него.

Импульсный нейтронный каротаж

применяют в обсаженных скважинах для**:**

- литологического расчленения разрезов и выделения коллекторов;
- выявления водо- и нефтегазонасыщенных пластов;
- определения положений водонефтяного контакта на месторождениях нефти с минерализованными (более 20 г/л) пластовыми водами;
- определения газожидкостных контактов;
- оценки пористости пород;
- количественной оценки начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- контроля за процессом испытания и освоения скважин.

Наиболее эффективный способ применения ИНК – выполнение повторных измерений во времени в процессе изменения насыщенности коллекторов. Такие изменения могут быть вызваны естественным расформированием зоны проникновения, обводнением пластов в ходе их выработки, целенаправленными технологическими операциями, включающими в себя закачку в породы растворов веществ с аномальными нейтронно-поглощающими свойствами.

- недовыполнение запроектированных объемов ГИС по контролю за разработкой для объектов на протяжении всего периода эксплуатации месторождения затрудняет и даже делает невозможным осуществление объективного контроля за процессом выработки этих пластов.

Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа

Отбор проб пластовой нефти производится с целью получения информации о физико-химических и термодинамических свойствах, используемых для определения подсчетных параметров, проектирования, обустройства и эксплуатации месторождений. Глубинные пробы отбирают при условиях, обеспечивающих однофазное состояние флюида на забое скважины, т.е. если давление насыщения пластового флюида не ниже забойного давления для получения представительных проб.

PVT исследования позволяют определить:

- физические параметры нефти в пластовых условиях: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадку нефти;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти, содержание углеводородных и не углеводородных компонентов;
- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и температуры;
- исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;
- физико-химическая характеристика дегазированной нефти: плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены в лаборатории исследования пластовых флюидов при пластовых и поверхностных условиях в соответствии с существующими ГОСТами и ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Главным условием для отбора качественных глубинных проб согласно регламентам ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти» является наличие

однофазного притока пластовой нефти на забое скважины при 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.

Рекомендуется провести промысловые исследования скважин на газоконденсатность согласно «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин», с последующим отбором проб сырого конденсата и отсепарированного газа для лабораторных исследований.

Физико-химические исследования попутной воды

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 водорастворенной 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.

Рекомендуется продолжить отбор пластовых вод.

Таблица 9.3 – Рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки

№ п/п	Виды исследований	Периодичность	
1	Замер дебитов жидкости, количества песка, буферного и затрубного давления	во всех вновь пробур. скважинах и при ГТМ по действующим скважинам: Еженедельно	
2	Определение обводненности продукции по действующим скважинам:	во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ разовые исследования Еженедельно	
3	Замеры газового фактора в условиях	Рзаб > Рнас	1 раз в год
		Рпл > Рнас Рзаб < Рнас	Ежеквартально
		Рпл ≤ Рнас	Ежемесячно
4	Определение пластового давления и температуры по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ не реже 1 раза в квартал	
5	Определение забойного давления по действующим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ не реже 1 раза в квартал	
6	Исследование методом установившихся отборов по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости	
7	Исследование методом восстановления давления по переходящим:	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ По мере необходимости	
8	Геофизические исследования скважин	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ	
9	Исследования профиля притока	По скважинам II объекта не реже одного раза в год По скважинам остальных объектов – по мере необходимости	
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 «Проект разработки месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло)» выполнен Управлением экологии Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную ООС №03042Р от 07.04.2026г на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК N400-VI ЗРК от 02.01.2021 г.

10.1 Климатические условия расположения месторождения

Климат района расположения объекта резко континентальный, аридный, основными чертами которого являются преобладание антициклонических условий, резкие температурные изменения в течение года и суток, жесткий ветровой режим и дефицит осадков. Континентальность климата незначительно смягчается в прибрежной полосе под влиянием Каспийского моря.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района месторождения С.Нуржанов в Жылыойском районе Атырауской области представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции МС Кулсары за 2025 год.

Таблица 10.1.1 Общая климатическая характеристика

Средняя максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца (июль)º С	35,6
Средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца (февраль) º С	-8,9
Число дней с пыльными бурями	1 дн.

Таблица 10.1.2 Средняя месячная и годовая температура воздуха (˚С)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-3,1	-5,7	4,8	14,9	21,6	24,6	28,9	27,2	19,3	12,6	5,1	-3,8	12,2

Таблица 10.1.3 Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
3,7	3,7	3,7	4,0	4,3	3,9	3,8	3,6	3,6	4,1	3,1	4,0	3,8

Таблица 10.1.4 Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
12	9	15	21	10	6	13	14	3

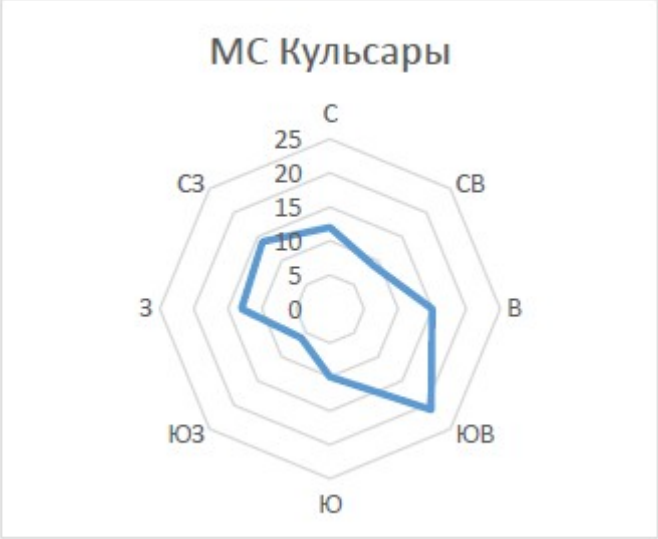


Рис. 10.1 - Роза ветров

10.2 Организация контроля над выбросами

Для АО «Эмбамунайгаз» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» была разработана программа Производственного экологического контроля окружающей среды, установившая общие требования к ведению производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды в процессе производственной деятельности АО «Эмбамунайгаз».

Для оценки влияния производственной деятельности на атмосферный воздух на месторождении С.Нуржанов проводились замеры содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны предприятия.

Результаты анализов отобранных проб атмосферного воздуха на границе СЗЗ приведены в таблице 10.2.1.

Таблица 10.2.1 - Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных 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 превышения ПДК	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
			1 кв 2025г	2 кв 2025г	3 кв 2025г	4 кв 2025г	1 кв 2026г		
граница СЗЗ П-3-01	Диоксид азота	0,2	0,006	0,005	0,006	0,006	0,005	Отсутствует	Не требуется
	Оксид азота	0,4	0,005	0,007	0,042	0,003	0,007	Отсутствует	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	Отсутствует	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	Отсутствует	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	1,99	1,55	1,63	1,65	1,26	Отсутствует	Не требуется

	Углеводороды	50,0	0,372	0,576	0,550	0,602	0,614	Отсутствуют	Не требуется
	Пыль (взв. в-ва)	0,3	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	Отсутствуют	Не требуется
граница СЗЗ П-3-02	Диоксид азота	0,2	0,005	0,005	0,005	0,006	0,005	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид азота	0,4	0,004	0,006	0,035	0,004	0,007	Отсутствуют	Не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	<0,025	Отсутствуют	Не требуется
	Сероводород	0,008	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	<0,004	Отсутствуют	Не требуется
	Оксид углерода	5,0	1,85	1,46	2,02	1,41	1,37	Отсутствуют	Не требуется
	Углеводороды	50,0	0,388	0,589	0,665	0,576	0,563	Отсутствуют	Не требуется
	Пыль (взв. в-ва)	0,3	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	Отсутствуют	Не требуется

Вывод: анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ месторождения С.Нуржанов показал, что за 2025г концентрации ЗВ находились в допустимых пределах и не превышали санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.), установленных для населенных мест.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100 % контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- обеспечение герметизации бездействующих скважин и контроль их технического состояния;
- обеспечение герметизации сальников запорной арматуры, скважин, трубопроводов, аппаратов и насосных агрегатов;
- обеспечение герметизации дренажных систем и канализационных колодцев, нефтеловушек закрытого типа;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

- проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Обоснование размеров санитарно-защитной зоны

Ранее компанией АО «Эмбамунайгаз» был составлен и утвержден проектный документ «Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны для АО «Эмбамунайгаз», далее согласно выданному заключению Департаментом комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора по Атыраускойской области по вышеназванному проектному документу для АО «Эмбамунайгаз» было установлено СЗЗ не менее 1000м.

Анализ текущего состояния поверхностных и подземных вод

Территория Атырауской области бедна приточными водами. На территории области распространены обводнительные системы с забором воды из р. Урал. Густота речной сети составляет в среднем от 2 до 4 км на 100 км^2.

Крупными реками, протекающими по территории области, являются: Урал – главная водная артерия области (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км), Эмба (712 км), Сагыз (511 км), Ойыл (800 км). Река Урал впадает в Каспийское море в 45-50 км южнее города Атырау. Реки Ойыл, Эмба, Сагиз, Кайнар – имеют течение лишь весной, в период паводка. В низовьях рек образуются протоки, разливы, рукава, заболоченные участки и многочисленные озера, большинство из которых соленые. Летом, высыхая, они превращаются в солончаки. По берегам рек встречаются тополевые, ивовые рощи. Самое крупное озеро области – Индерское (110,5 км^2). Водные ресурсы области ограничены и представлены поверхностными и подземными водами.

Исключительная сухость климата, малое количество атмосферных осадков в сочетании с незначительным уклоном поверхности обуславливает резкие колебания водности рек, имеющих в основном снеговое и отчасти грунтовое питание. Только р. Урал сохраняет постоянное течение, а все остальные практически не имеют постоянного стока и слепо оканчиваются в сорах и песках.

В гидрогеологическом отношении рассматриваемая территория в пределах Бузачинского артезианского бассейна второго порядка, который входит в состав Прикаспийского артезианского бассейна. По характеру обводнения и общности литолого-фациального состава водосодержащих пород, в бассейне выделяются водоносные горизонты и комплексы четвертичных, меловых, юрских и перьм-триасовых отложениях.

Расстояние от близлежашей месторождения Нуржанов до Каспийского моря согласно координатам, полученным данным от недропользователя составляет 5,0 км, что соответствует Экологическому Кодексу РК глава 19 «Экологические требования при

осуществлении хозяйственной и иной деятельности в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря» ст.273.

Нижний гидродинамический этаж - высоконапорный. Он всюду перекрыт мощной мергельно-глинистой водоупорной толщей турон – нижнемиоценового возраста. К нижнему гидродинамическому этажу относится водоносный комплекс альб - синоманских отложений. Водоносный комплекс состоит из ряда водоносных горизонтов, соответствующих отдельным пачкам песков и песчаников, гидравлически связанных между собой.

Водопотребление и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" Утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

На месторождении. С.Нуржанов вода для питьевых нужд поставляется в пластиковых бутылях объемом 18,9 литров, вода для хозяйственно-питьевых нужд осуществляется согласно договору

Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территорий от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- с целью контроля над расходом питьевой воды должны быть предусмотрены водомерные устройства;
- обваловка и бетонирование площадок;
- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- создание герметизированной системы сбора, очистки и утилизации всех промышленных стоков;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений;
- недопущение грубых нарушений технологии добычи, переработки и системы распределения нефти и нефтепродуктов, которые могут привести к загрязнению поверхностных и подземных вод;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование

неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн.

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. Твердо-бытовые 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

Описываемая территория по почвенно-географическому районированию относится к Прикаспийской провинции подзоны бурых почв северной пустыни. Аридность климатических условий территории, широкое распространение засоленных почвообразующих пород обуславливают низкую гумусированность почв, слабую выщелоченность от карбонатов и легкорастворимых солей, повышенную щелочность почвенных растворов и широкое проявление процессов солонцевания почв.

Важную роль в формировании и пространственном распределении почвенного покрова Прикаспийской низменности играет микрорельеф, представленный здесь разнообразными по величине и форме западинами и блюдцами, генетически связанными с суффозионными, эрозионными и дефляционными процессами. Перераспределяя

атмосферную влагу по поверхности, микрорельеф создает неодинаковые гидрологические и микроклиматические условия почвообразования, следствием чего является весьма характерная для данного района резко выраженная комплексность почвенно-растительного покрова.

Почвы района обладают низким агроэкологическим потенциалом, непригодны для земледелия без орошения и могут использоваться только в качестве малопродуктивных пастбищных земель. Отсутствие задернованности поверхностных горизонтов, слабая гумусированность и засоленность почв определяют их низкую природную устойчивость и легкую ранимость под влиянием антропогенных воздействий.

Бурые солонцеватые почвы. Бурые почвы являются самыми распространенными почвами Атырауской области, занимающими свыше 20% ее территории и встречаются преимущественно в комплексе с солонцами пустынными. По механическому составу бурые солонцеватые почвы в районе рассматриваемого участка относятся к легкосуглинистым разновидностям.

Содержание гумуса у бурых солонцеватых почв колеблется от 0,5 до 0,8%. Своеобразным является распределение гумуса по вертикальному профилю, нередко, с максимумом содержания в иллювиальном солонцовом горизонте.

Максимальные показатели емкости поглощения отмечаются в солонцовом горизонте 7-20 мг/экв./100г почвы. В составе обменных оснований горизонта В значительна роль обменного натрия от 5,1 до 10-15% от суммы. В горизонте B^2 его содержание может варьировать от 1 до 9 и более процентов.

Солонцы пустынные. Отличаются небольшой мощностью надсолонцового горизонта. Мощность горизонта А составляет 6-10 см, из которых 2-3 см. составляет пористая корка. Ниже его структура чешуевато-комковато пылеватая. Содержание гумуса в надсолонцовом горизонте – 0,6-0,8%, в горизонте В1 – 0,6-1,0%. На долю поглощенного натрия в солонцовом горизонте приходится 22-40% емкости поглощения. Засоление появляется в горизонте B^2 и отмечается по всему профилю. Тип засоления преимущественно хлоридно-сульфатный. По глубине залегания засоленного горизонта, описываемые почвы, преимущественно, солончаковые.

Солончаки соровые. Встречаются по впадинам и депрессиям, образованным, в основном, эрозионными процессами. Поверхность таких солончаков совершенно лишена растительности. Такие элементы рельефа представляют собой благоприятную среду для соленакопления за счет сноса солей талыми водами с окружающих вышележащих участков и подпитывания сильноминерализованными грунтовыми водами. Все это обеспечивает постоянную капиллярную связь сильно минерализованных грунтовых вод с

поверхностными горизонтами и высокое засоление всего профиля. Вследствие этого соровые солончаки большую часть года представляют собой соленосные грязи. В жаркий сухой период, вследствие интенсивного испарения, на их поверхности образуется соляная корка мощностью от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров.

Анализ современного состояния растительного и животного мира

Освоение месторождения С.Нуржанов в условиях пустынной зоны оказывает влияние на состояние фауны. Особенно актуальна проблема сохранения редких и находящихся под угрозой исчезновения животных. В описываемом районе встречается 23 вида птиц и 2 вида млекопитающих, занесенных в Красную книгу Республики Казахстан. Среди них такой эндемичный вид республики как кожанок Бобринского.

Преимущественно плотных субстратов придерживаются такырная круглоголовка, серый геккон, разноцветная ящурка. Иногда встречаются песчаные виды - сцинковый геккон, линейчатая ящурка и песчаный удавчик. Характерны среднеазиатская черепаха, степная агама, пестрая и сетчатая круглоголовки, пустынный гологлаз, стрела-змея, песчаный и восточный удавчики.

В глинистой полынно-боялычевой пустыне с участками такыров и глинистых обнажений наиболее многочисленны серый и малый жаворонки. Обычны: каменка-плясунья, пустынная каменка, двупятнистый и рогатый жаворонки, желчная овсянка, чернобрюхий и белобрюхий рябки, саджа, черный стриж и полевой конек. Гораздо разнообразнее население птиц на разливах у артезианских скважин и на прилегающих к ним участках пустыни. Вторая по количеству видов группа млекопитающих – хищные. В исследуемом районе встречается 7 видов, из них 5 видов могут использоваться как объекты охотничьего промысла (волк, корсак, лисица, ласка и степной хорек). В периоды развития эфемерной растительности в пустынях особенно много встречается насекомых. Среди них преобладают двукрылые, перепончатокрылые, прямокрылые, паукообразные (фаланги, скорпионы, тарантулы, каракурты) и др.

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.

Охрана недр

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 С.Нуржанов(Северо-Западное крыло) на контрактной территории АО «Эмбамунайгаз» 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

Промышленная разработка месторождения ведется с 2023г. На дату отчета действующим проектным документом является «Анализ разработки месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло)» (протокол ЦКРР РК №57/6 от 21-22 ноября 2024г.).

В 2021г по данным бурения 6 скважин выполнен «Подсчет запасов нефти и газа месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) по состоянию на 02.01.2021г (Протокол ГКЗ РК №2354-21-У от 26 октября 2021г).

В 2026 году выполнен «Прирост запасов нефти и газа месторождения С.Нуржанов (северо-западное крыло) по состоянию на 02.01.2026г» (Протокол ГКЗ РК №2813-26-У от 26 апреля 2026г). В отчет включены результаты бурения по скважинам НСВ-5, НСВ-12 и НСВ-13, позволившие детализировать строение продуктивных горизонтов и выполнить доразведку запасов, оцененных по категории С2 месторождения. Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по промышленным категории C_1 составили **7761/2161 тыс. т**, по категории C_2 геологические/извлекаемые запасы составили **3003/464 тыс. т**. В сумме по категориям C_1+C_2 запасы составили **10764/2625** тыс. т. Соотношение запасов нефти промышленной категорий C_1 и категории C_2 в триасовых отложениях 89% к 11%, и в целом по месторождению 72% к 28%. что свидетельствует о наличии значительного потенциала для проведения дальнейших доразведочных работ.

Флюидальная система изучена по 31 поверхностным пробам нефти, из них новые – 12 пробы; 32 глубинных и 2 рекомбинированные проб нефти, из них после ПЗ-2021г отобраны 10 глубинных и 2 рекомбинированных проб.

Керн отобран в 7 разведочных скважинах: НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3, НСВ-4, НСВ-5, НСВ-10, НСВ-11. Всего по месторождению с отбором керна пройдено 494,75 м, общий линейный вынос керна составил 484,14 м или 97,86% от проходки. Всего проанализировано 892 образцов, из них в пределах продуктивной толщи 733 образца. После ПЗ-2021г. керн отобран в скважине НСВ-5. Общая проходка и линейный вынос составляет 131,90 м или 100% от проходки. Проанализировано всего 167 образцов керна. На керне проведены стандартные и специальные исследования.

При проведении дальнейших работ на месторождении С.Нуржанов (северо-западное крыло), в том числе на основании протокольных решений ГКЗ и ЦКРР рекомендуется:

- Для уточнения структурно-тектонического строения месторождения рекомендуется выполнить переобработку и переинтерпретацию сейсмических данных 3D сейсморазведки с учетом результатов бурения новых скважин и полученных геолого-геофизических данных;

- продолжить исследования на продуктивность в районах с запасами нефти категории C_2 для получения промышленных притоков нефти и дальнейшего перевода их в более высокие категории;
- продолжить отбор глубинных и поверхностных проб нефти и газа дифференцированно по продуктивным горизонтам и пластам;
- продолжить отбор проб пластовой воды;
- проводить гидродинамические исследования скважин;
- продолжить работы по проведению ГИС-контроль за разработки месторождения.

12. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

На момент составления настоящего «Дополнение к проекту разработки…», по месторождение Северо-Западное Крыло С.Нуржанов разрабатывается согласно Дополнению №11 от 10.05.2023г. к Контракту на недропользование №3577. Срок действия Контракта продлен до 09.12.2047 года включительно.

По данному месторождению на сегодня имеются два договора залога банковского вклада на общую сумму 440 837 долл. США или 229 235 240 тенге по курсу 520 тенге/долл.

Согласно, пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя. Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

Согласно рекомендуемому варианту разработки, на конец контрактного периода эксплуатационный фонд составит 11 ед. Скважины выбывающие ликвидируются в процессе разработки и учтены в эксплуатационных затратах в таблице 4.2.4.

Стоимость ликвидационных работ на одну скважину рассчитывается согласно нормативной продолжительности работ в зависимости от глубины скважины и стоимости

1 бр/часа (47430 тенге). Общая стоимость затрат на ликвидацию 11 скважин составила **179 996 850** тенге (таблица 13.1)

Таблица 12.1 Ликвидация скважин на конец контрактного периода по рекомендуемому варианту

Наименование	Бр/часы	Кол-во	Стоимость ликвидации, тенге	Всего, тенге
от 3500 до 4000	345	11	16 363 350	179 996 850
Всего		**11**		**179 996 850**

В таблице 13.2 приведен список демонтируемых объектов и оборудования.

Таблица 12.2 – Объекты и оборудования подлежащие ликвидации (рекомендуемый вариант)

Наименование оборудования	Ед.изм.	Количество	Сметная стоимость демонтажа, тенге
Станок-качалка	шт.	3	1 195 386
Конструкции металлические. Погрузка	т	30	42 900
Конструкции металлические. Разгрузка	т	30,000	42 900
Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 123 км	т·км	3 690,0	99 630
Итого по разделу 1			**1 380 816**
Демонтаж проводов ВЛ 6-35 кВ трех проводов с одной опоры	шт.	5	78 205
Опоры ВЛ- 6кВ. Демонтаж без приставок одностоечных	шт.	5	54 300
Подстанция комплектная трансформаторная напряжением до 10 кВ с трансформатором мощностью до 400 КВ•А. Демонтаж оборудования	подстанция	6	672 624
Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Погрузка	т	5,625	8 252
Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Разгрузка	т	5,6	8 252
Конструкции металлические. Погрузка	т	4,2	6 006
Конструкции металлические. Разгрузка	т	4,2	6 006
Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 123 км	т·км	359,305632	9 701
Итого по разделу 2			**843 346**
Выкидные линии из СВТ труб Ду100мм от скв№НСВ-1	км	0,522	1 917 813
Выкидные линии из СВТ труб Ду100мм от скв№НСВ-2	км	0,947	3 479 250
Выкидные линии из СВТ труб Ду100мм от скв№НСВ-3	км	1,958	7 193 634
Итого по разделу 3			**12 590 697**
Итого общая стоимость по смете			**14 814 859**

Стоимость ликвидации промысловых объектов и оборудования по смете составила **14 814 859** тенге. Сметный расчет демонтажа промысловых объектов и оборудования приведен в таблице П.13.1.

Затраты на рекультивацию не предусмотрены, так как при ликвидации выкидных линии предусмотрена рекультивация.

Ниже приведен сводный экономический расчет по стоимости ликвидации месторождения (Таблица 13.3)

Таблица 12.3 - Сводный экономический расчет по полной ликвидации месторождения

Наименование работ	Ед. изм.	Сумма
Ликвидация скважин	тенге	179 996 850
Демонтаж объектов	тенге	14 814 859
Плата за выбросы	тенге	9 740 585
Итого:	**тенге**	**204 552 294**
Накопленные средства	**тенге**	**229 235 240**
Отчисления к накоплению	**тенге**	**-24 682 946**

Сумма ликвидационного фонда с учетом стоимости ликвидации скважин, промысловых объектов, оборудования и рекультивации земли составила **204 552 294** тенге. Накопленная сумма **229 235 240** тенге, превышает сумму к накоплению. В связи с этим по данному месторождению не предусмотрены ежегодные ликвидационные отчисления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

а) Опубликованная литература

1	У.Ескалиев, К.К.Балжанов	Разработка нефтяных месторождений надсолевых отложений Прикаспия. Москва «Недра» 1992г;
2	Лысенко В.Д.	Проектирование разработки нефтяных месторождений, Москва, 1987г;
3	Лысенко В.Д.	Разработка нефтяных месторождений Проектирование и Анализ. Москва «Недра» 2003г;
4		Кодекс РК «о недрах и недропользовании» от 27.12.2017г №12-VI ЗРК.
5		Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239);
6		Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утверждены приказом №329 И.о. Министра энергетики РК от 24.08.2018г);
7	Совет министров СССР	«Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» ВСН 39-86, утвержденная приказом Миннефтепрома СССР №443 от 06.08.1986 г, приказом Мингазпрома СССР №275 от 04.12.1986 г, приказом Мингео СССР №705 от 31.12.1986 г, г. Москва, 1986г;
8	МНП СССР	«Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов эксплуатационных скважинах», утвержденный 1-м Зам. министра МНП СССР от 05.10.1984г, ВНИИОЭНГ, г. Москва, 1985г;
9		«Инструкции по креплению нефтяных и газовых скважин», М. 1997г
10	Правительство РК	«Инструкции по испытанию нефтяных и газовых скважин на герметичность», ИИНГ, г. Астана, 2005г;
11	МИР РК	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденные Приказом МИР РК №355 от 30.12.2014г;

12	Министерство нефтяной промышленности СССР	ОСТ-39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти», г.Москва, ВНИИ, 1980г;

б) Фондовая литература

1	Куанышев Ф., Панкратов В., Жук Н.	«Отчет по результатам сейсморазведочных работ 3Д на месторождении Центральная-Восточная Прорва и ее Западное поле», ОАО «Казахстанкаспийшельф», г.Атырау, 2001г;
2	Панкратов В., Жук Н.	«Проведение полевых работ по сбору данных, обработка и интегрированная интерпретация материалов МОГТ-2 по месторождению С. Нуржанов», АО «Казахстанкаспийшельф», г.Атырау, 2005г;
3	Панкратов В.Ф., Семенцов В.Ф. и др.	«Отчет о результатах обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ 3Д-МОГТ на блоке Каратон-Саркамыс» (структуры Северный, Булатай, С.Нуржанов (северное крыло), ТОО «GeoEnergiGroup», г.Атырау, 2012г;
4	Саурамбаев М.М., Наурзов Т.М., Болат Е., Нукенов М.К., Бисенгалиева Д.Л. и др.	«Дополнение к проекту поисковых работ на блоке Каратон-Саркамыс», г.Атырау, 2013г;
5	Токаев Б.К., Наурзов Т.М., Чжен И.В., Кенесары А.Ж. и др.	«Дополнение №2 к проекту поисковых работ на блоке Каратон-Саркамыс», г.Атырау, 2014г;
6	Рамазан А.У., Габбасова А.К. и др.	«Дополнение №3 к проекту поисковых работ на блоке Каратон-Саркамыс», г.Атырау, 2016г;
7	Нугманова Н.А., Абуев Р.Б., Сайпеденов А.С. и др.	«Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) Атырауской области РК по состоянию на 01.07.2017г.». ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2017г;

8	Нугманова Н.А., Хажитов В.З., Сайпеденов А.С. и др.	«Проект пробной эксплуатации месторождения С. Нуржанов (Северо-Западное крыло)», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 2018г;
9		Отчет «О результатах переобработки и переинтерпретации данных 3Д МОГТ на блоке Каратон-Саркамыс (Досмухамбетовское Восточное, Тенгиз)», ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan», 2018-2019г;
10	Адаева С.С., Каналин Р.А., Хажитов В.З. и др.	«Пересчет запасов нефти и газа месторождения С.Нуржанов Атырауской области РК», г.Атырау, 2019г;
11	Абдулов А.Р., Тулетаев Д.М., Сайпеденов А.С. и др.	«Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) Атырауской области РК по состоянию на 01.03.2020г.», Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г.Атырау, 2020г;
12	Тулетаев Д.М., Сайпеденов А.С., Хажитов В.З. и др.	Проект пробной эксплуатации месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло), Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г.Атырау, 2020г;
13	Ерниязова А.М., Каналин Р.А., Кенжетаев А.Е. и др.	«Подсчет запасов нефти и газа месторождения С.Нуржанов (Северо-Западное крыло) Атырауской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2021г.», Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г.Атырау, 2021г.
14	Ерниязова А.М., Каналин Р.А., Кенжетаев А.Е. и др.	Проект разработки месторождения С.Нуржанов (Северо-западное крыло), Атырауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.01.2021г. Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г.Атырау, 2021г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 2.3.1 – Состав и свойства нефти в пластовых условиях.

№№	*Скважина*	Тип пробы	Дата отбора проб	и.п. Кровля | м	и.п. Подошва | м	Глубина отбора | м	Горизонт	Пласт	Блок	Температура исследования | °С	Давление исследования | МПа	Давление насыщения при Тисл | МПа	Газосодержание м³/м³	Газосодержание м³/т	Объемный коэффициент Рис&Тис	Пересчетный коэффициент	Плотность сеп. нефти кг/м³	Плотность газа после однократного разгазирования (по воздуху).	Плотность сеп. газа кг/м³	Плотность пластовой нефти при Рис&Тис | кг/м3	Плотность пластовой нефти при Рнас&Тис | кг/м3	Вязкость пластовой нефти при Рис&Тис | мПа·с	Коэффициент сжимаемости | 10^-4/МПа	Средний коэффициент растворимости газа	Усадка нефти
1	НСВ-11	глуб.	06.02.2020			2281.2	Ю-II	1		66.1	23.7	21.7	124.2	143.6	1.300	0.769	0.865	0.734	0.884	0.753	0.749	0.7	26.9	5.7	23.1
2	НСВ-11	глуб.	21.08.2020	2282.0	2284.0	2200.0	Ю-II	1		75.0	24.5	22.0	126.6	146.7	1.308	0.765	0.863	0.739	0.890	0.743	0.739	0.7	22.1	5.8	24.2
3	НСВ-11	глуб.	21.08.2020	2282.0	2284.0	2200.0	Ю-II	1		75.0	24.5	23.1	130.9	151.7	1.321	0.757	0.863	0.738	0.889	0.741	0.739	0.7	23.6	5.7	24.8
Среднее значение по горизонту Ю-II:										**72.0**	**24.2**	**22.3**	**127.2**	**147.3**	**1.310**	**0.764**	**0.864**	**0.737**	**0.888**	**0.746**	**0.742**	**0.7**	**24.2**	**5.7**	**24.1**
4	НСВ-4**	глуб.	09.01.2021			2436.8	Ю-IV			76.8	26.9	16.0	83.5	95.8	1.231	0.812	0.872	0.776	0.935	0.778	0.761	1.1	20.2	5.2	18.8
5	НСВ-5	глуб.	09.12.2021			2531.9	Ю-IV-1			80.2	35.1	22.9	117.3	133.5	1.297	0.771	0.879	0.735	0.885	0.752	0.742	0.9	30.0	5.1	22.9
6	НСВ-5	глуб.	09.12.2021			2619.8	Ю-IV-2			81.8	28.9	23.0	116.8	132.3	1.301	0.769	0.883	0.766	0.923	0.769	0.758	0.9	30.2	5.1	23.1
7	НСВ-5	глуб.	29.08.2022	2619.4	2636.0	2500.0	Ю-IV-2			84.6	27.0	25.3	123.2	137.6	1.315	0.760	0.895	0.761	0.917	0.767	0.765	1.2	21.4	4.9	24.0
8	НСВ-5	глуб.	17.04.2022	2745.0	2760.0	2730.0	Ю-IV-4	1		94.5	27.7	21.6	115.2	133.2	1.320	0.758	0.865	0.781	0.941	0.737	0.731	1.2	23.6	5.3	24.2
9	НСВ-5*	глуб.	09.12.2021			2750.0	Ю-IV-4	1		84.8	30.3	3.6	5.9	6.8	1.043	0.959	0.875	1.077	1.297	0.846	0.842	1.5	9.7	1.7	4.1
Среднее значение по горизонту Ю-IV:										**85.3**	**29.7**	**23.2**	**118.1**	**134.1**	**1.308**	**0.764**	**0.881**	**0.761**	**0.916**	**0.756**	**0.749**	**1.0**	**26.3**	**5.1**	**23.6**
10	НСВ-1	глуб.	14.02.2016	3291.0	3304.0	2200.0	Т-II-А			93.7	35.6	35.3	130.4	144.9	1.363	0.734	0.901	0.721	0.869	0.743		0.6	14.3	3.8	26.6
11	НСВ-1	глуб.	14.02.2016	3291.0	3304.0	2200.0	Т-II-А			93.7	35.6	35.6	139.8	156.4	1.371	0.729	0.896	0.709	0.854	0.740		0.7	15.1	4.0	27.1
12	НСВ-2*	глуб.	28.12.2017			3283.9	Т-II-А			96.9	33.3	13.5	56.0	62.1	1.154	0.867	0.903	0.745	0.897	0.826	0.805	1.6	13.3	4.2	13.4
13	НСВ-2	глуб.	21.01.2018	3258.0	3269.0	3220.0	Т-II-А			94.1	32.8	25.7	121.2	135.6	1.306	0.766	0.894	0.571	0.688	0.761	0.747	0.8	26.4	4.7	23.4
14	НСВ-1	глуб.	05.02.2018	3291.0	3304.0	3230.0	Т-II-А			96.7	34.2	26.4	123.4	137.3	1.328	0.753	0.899	0.740	0.891	0.761	0.751	0.8	17.3	4.7	24.7
15	НСВ-10*	глуб.	02.04.2020	3348.0	3365.0	2220.0	Т-II-А			94.4	25.9	14.3	56.1	62.8	1.154	0.867	0.893	0.793	0.955	0.820	0.810	1.6	11.1	3.9	13.3
16	НСВ-5	глуб.	17.04.2022	3083.0	3098.0	3090.0	Т-II-А			94.5	26.1	21.2	96.5	108.5	1.255	0.797	0.890	0.762	0.918	0.780	0.761	1.2	20.8	4.6	20.3
17	НСВ-10*	ркб.	13.05.2024	3348.0	3364.0		Т-II-А			94.0	30.5	22.5	155.7	170.2	1.385	0.722	0.914	0.677	0.816	0.752	0.749	0.4	25.2	6.9	27.8
Среднее значение по горизонту Т-II-А:										**94.5**	**32.9**	**28.8**	**122.3**	**136.5**	**1.325**	**0.756**	**0.896**	**0.701**	**0.844**	**0.757**	**0.753**	**0.8**	**18.8**	**4.4**	**24.4**
18	НСВ-11	глуб.	12.02.2020			3263.5	Т-IV-А			91.2	36.2	25.1	241.9	283.9	1.665	0.601	0.852	0.864	1.041	0.662	0.639	0.5	32.1	9.6	39.9
19	НСВ-11*	глуб.	28.05.2020	3252.0	3265.5	2550.0	Т-IV-А			97.4	30.4	24.4	175.5	204.2	1.494	0.669	0.859	0.828	0.997	0.692	0.681	0.5	27.0	7.3	33.1
20	НСВ-11	глуб.	29.05.2020	3252.0	3265.5	3000.0	Т-IV-А			97.4	30.4	25.7	247.6	288.1	1.731	0.578	0.859	0.851	1.025	0.643	0.627	0.4	52.4	9.8	42.2
21	НСВ-11*	глуб.	01.06.2020	3252.0	3265.5	3000.0	Т-IV-А			97.4	31.0	29.8	104.8	111.9	1.243	0.805	0.937	0.724	0.872	0.808	0.805	1.4	26.8	3.5	19.6
Среднее значение по горизонту Т-IV-А:										**94.3**	**33.3**	**25.4**	**244.8**	**286.0**	**1.698**	**0.589**	**0.856**	**0.858**	**1.033**	**0.653**	**0.633**	**0.5**	**42.3**	**9.7**	**41.1**
22	НСВ-2	глуб.	28.12.2017			3562.0	Т-V			103.0	37.5	22.8	96.2	105.8	1.233	0.811	0.909	0.698	0.841	0.803	0.781	1.1	17.7	4.2	18.9
23	НСВ-2	глуб.	28.12.2017			3598.4	Т-V			104.0	37.4	21.3	79.3	86.3	1.204	0.831	0.919	0.731	0.881	0.821	0.801	1.6	15.4	3.7	17.0
24	НСВ-3*	глуб.	18.05.2018	3630.0	3672.0	3300.0	Т-V			101.0	37.5	5.7	21.9	20.1	1.074	0.931	0.917	0.856	1.031	0.873	0.815	2.6	21.9	3.5	6.9
25	НСВ-3*	глуб.	18.05.2018			3300.0	Т-V			101.0	37.5	5.8	22.9	21.0	1.079	0.927	0.918	0.813	0.979	0.870	0.812	2.5	22.3	3.6	7.3
26	НСВ-11	глуб.	25.03.2020	3419.0	3430.0	3000.0	Т-V			97.7	36.6	30.6	96.3	102.3	1.218	0.821	0.941	0.738	0.889	0.827		2.2	22.6	3.1	17.9
27	НСВ-11	глуб.	25.03.2020	3419.0	3430.0	3400.0	Т-V			97.7	36.6	32.6	104.7	111.3	1.236	0.809	0.941	0.713	0.859	0.825		2.0	24.9	3.2	19.1
28	НСВ-4*	глуб.	22.03.2021	3415.0	3424.0	1400.0	Т-V			100.6	37.6	10.9	41.5	44.2	1.107	0.903	0.938	0.826	0.995	0.885	0.848	2.9	15.9	3.8	9.7
29	НСВ-4*	глуб.	22.03.2021	3415.0	3424.0	1400.0	Т-V			100.6	37.6	10.8	40.7	43.5	1.107	0.904	0.937	0.843	1.015	0.884	0.848	3.0	15.4	3.8	9.6
30	НСВ-5	глуб.	17.04.2022	3370.0	3381.0	3355.0	Т-V			101.8	36.4	26.7	98.3	107.9	1.244	0.804	0.911	0.718	0.865	0.801	0.787	1.0	25.2	3.7	19.6
31	НСВ-5	глуб.	19.05.2022	3381.0	3385.0	3185.0	Т-V			96.9	32.8	20.0	98.7	109.2	1.258	0.795	0.904	0.842	1.014	0.798	0.781	1.0	20.1	4.9	20.5
32	НСВ-2*	глуб.	20.12.2023	3570.0	3590.0	3200.0	Т-V			96.0	25.0	1.8	9.4	10.3	1.056	0.947	0.908	0.856	1.031	0.869	0.841	1.2	14.7	5.1	5.3
33	НСВ-2*	глуб.	23.05.2024	3570.0	3590.0	3200.0	Т-V			96.0	30.0	10.8	37.0	40.5	1.127	0.887	0.913	0.767	0.924	0.841	0.818	0.5	16.8	3.4	11.3
34	НСВ-3*	ркб.	14.05.2024	3630.0	3642.0		Т-V			93.0	29.1	23.5	173.0	186.0	1.422	0.703	0.930	0.687	0.828	0.755	0.752	0.3	30.8	7.4	29.7
Среднее значение по горизонту Т-V:										**100.2**	**36.2**	**25.7**	**95.6**	**103.8**	**1.232**	**0.812**	**0.921**	**0.740**	**0.891**	**0.813**	**0.787**	**1.5**	**21.0**	**3.8**	**18.8**

Таблица 2.3.2 – Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.

№№ п/п	№№скв.	Дата отбора	и.п. кровля | m	и.п. подошва | m		Горизонт	Плотность при 20°С	Вязкость кинематическая при **10°С**	Вязкость кинематическая при **20°С**	Вязкость кинематическая при **30°С**	Вязкость кинематическая при **40°С**	Вязкость кинематическая при **50°С**	содер. %масс **Смол-силикагелевых**	содер. %масс **Асфальтенов**	содер. %масс **Серы**	Температура °С **Застывания**	Температура °С **Вспышки в закрытом тигле**	содер. %масс **Парафинов**	Температура °С **Плавления парафина**	содер. %масс **Воды**	Кислотное число мгКОН/гр	содер. %масс **Мех. Примесей**	Концентрация хлористых солей мг/дм3	содер. %масс **Коксуемость**	Давление насыщенных паров кПа	Фракц. состав нефти **Начало кипения °С**	Фракц. состав нефти выход до **100°С**	Фракц. состав нефти выход до **150°С**	Фракц. состав нефти выход до **200°С**	Фракц. состав нефти выход до **250°С**	Фракц. состав нефти выход до **300°С**
1	НСВ-11	06.02.2020			2281.20	Ю-II	0.866	9.80	7.30	5.50	4.30	3.50	13.90	1.60	1.20	-42.00	-5.00	0.30	54.10		0.03	0.01		2.40		95.00	1.00	9.00	16.00	23.00	31.00
2	НСВ-11	21.08.2020			2200.00	Ю-II	0.864	9.39	6.94	5.27	4.13	3.34	13.83	1.55	0.15	-42.00	-10.00	0.27	54.00		0.05	0.01		2.57		85.00	2.00	11.00	21.00	31.00	46.00
Среднее значение по горизонту					**Ю-II:**		**0.865**	**9.60**	**7.12**	**5.39**	**4.22**	**3.42**	**13.87**	**1.58**	**0.68**	**-42.00**	**-7.50**	**0.29**	**54.05**		**0.04**	**0.01**		**2.49**		**90.00**	**1.50**	**10.00**	**18.50**	**27.00**	**38.50**
3	НСВ-4	09.01.2021			2436.8	Ю-IV	0.873	11.07	7.93	5.96	4.49	3.65	14.55	0.65	1.35	-27.00	-15.00	1.23	54.50		0.13	0.01	17.89	2.85	18.00	70.00	3.00	11.00	19.00	28.00	39.00
4	НСВ-5	09.12.2021			2531.9	Ю-IV-1	0.879	14.75	10.42	7.51	5.71	4.50	17.03	1.42	1.35	-39.00	5.00	0.60	54.60	0.03	0.05	0.01	24.09	3.42	14.00	75.00	3.00	13.00	21.00	29.00	39.00
5	НСВ-5	09.12.2021			2619.80	Ю-IV-2	0.883	23.74	14.41	9.88	7.21	5.54	17.35	1.46	1.71	-33.00	7.00	1.63	54.70	0.06	0.06	0.01	54.21	4.01	10.00	70.00	3.00	13.00	22.00	28.00	39.00
6	НСВ-5*	29.08.2022	2619.4	2636.0	2500.0	Ю-IV-2	0.896	19.93	13.46	9.44	7.02	5.41	18.50	1.75	1.73	-33.00	60.00	0.88	54.60	0.03	0.04	0.02	24.10	3.58	14.00	85.00	1.00	9.00	16.00	21.00	31.00
7	НСВ-5	09.12.2021			2750.00	Ю-IV-4	0.875	14.36	10.21	7.47	5.63	4.45	17.00	1.40	1.17	-30.00	3.00	0.60	54.60	0.36	0.05	0.09	457.82	3.18	12.00	60.00	4.00	12.00	21.00	30.00	41.00
8	НСВ-5	17.04.2022	2745.0	2760.0	2730.0	Ю-IV-4	0.865	10.08	7.37	5.45	4.30	3.49	11.31	0.50	0.92	-45.00	-7.00	1.28	54.80	0.60	0.06	0.02	870.79	2.78	20.00	85.00	3.00	13.00	22.00	30.00	41.00
Среднее значение по горизонту					**Ю-II:**		**0.875**	**14.80**	**10.07**	**7.25**	**5.47**	**4.33**	**15.45**	**1.09**	**1.30**	**-34.80**	**-1.40**	**1.07**	**54.64**	**0.26**	**0.07**	**0.03**	**284.96**	**3.25**	**14.80**	**72.00**	**3.20**	**12.40**	**21.00**	**29.00**	**39.80**
9	НСВ-1	14.02.2016	3291.00	3304.00		Т-II-А	0.894		37.50	21.00		10.20	14.40	1.00	1.50	-6.00	64.00	9.00	59.50		0.15	0.02		0.67		70.00	4.50	8.50	14.50	20.50	30.00
10	НСВ-2*	18.05.2018	3630.00	3672.00	3300.00	Т-II-А	0.917	133.70	71.60	38.50	23.80	17.20	13.60	1.20	2.00	-8.00	0.00	2.50	55.70		0.08	0.02		2.80		90.00	1.00	6.00	11.00	16.00	24.00
11	НСВ-2	28.12.2017			3283.86	Т-II-А	0.903	152.30	30.30	18.70	25.40	9.40	17.10	1.30	1.80	-20.00	9.00	2.50	55.20		0.01	0.03		4.10		80.00	2.00	7.00	12.00	17.00	28.00
12	НСВ-2	21.01.2018	3258.00	3269.00	3230.00	Т-II-А	0.896	71.66	33.90	19.50	13.24	9.40	13.50	1.10	1.50	-6.00	12.00	2.50	56.00		0.05	0.03		2.70		90.00	1.00	7.00	16.00	21.00	29.00
13	НСВ-1	05.02.2018	3291.00	3304.00	3230.00	Т-II-А	0.894	53.42	30.60	18.60	12.74	9.30	13.40	1.00	1.20	-6.00	9.00	2.50	56.00		0.05	0.03		2.70		90.00	1.00	7.00	17.00	22.00	30.00
14	НСВ-10	02.04.2020	3348.00	3365.00	2220.00	Т-II-А	0.893	44.19	26.50	16.60	11.55	8.50	13.20	0.80	1.40	-42.00	2.00	2.40	55.30		0.11	0.01		2.20		70.00	3.00	8.00	13.00	20.00	33.00
15	НСВ-5	17.04.2022	3083.0	3098.0	3090.0	Т-II-А	0.890	35.54	22.37	14.38	10.17	7.54	17.80	1.70	1.20	-30.00	5.00	1.10	54.60		0.05	0.02	22.83	5.26	7.50	65.00	4.00	9.00	15.00	21.00	26.00
16	НСВ-10*	13.05.2024	3348.00	3364.00		Т-II-А	0.915	108.74	63.24	35.14	21.48	15.55	15.20	1.30	1.60	-36.00	20.50	1.80	55.40	0.60	0.03	0.01	913.90	3.66	7.00	105.00		6.00	11.00	16.00	22.00
Среднее значение по горизонту Т-II-А:							**0.895**	**71.42**	**30.20**	**18.13**	**14.62**	**9.06**	**14.90**	**1.15**	**1.43**	**-18.33**	**16.83**	**3.33**	**56.10**		**0.07**	**0.02**	**22.83**	**2.94**	**7.50**	**77.50**	**2.58**	**7.75**	**14.58**	**20.25**	**29.33**
17	НСВ-11	12.02.2020			3263.50	Т-IV-А	0.852	9.10	6.80	5.20	4.10	3.40	14.10	0.40	1.70	-45.00	-10.00	0.90	54.50		0.05	0.01		2.40		70.00	4.00	15.00	22.00	31.00	39.00
18	НСВ-11	28.05.2020	3251.95	3264.50	2550.00	Т-IV-А	0.859	11.00	8.10	6.00	4.70	3.80	14.50	0.30	1.60	-42.00	-10.00	1.10	55.10		0.05	0.01		2.90		75.00	4.00	16.00	27.00	36.00	45.00
19	НСВ-11*	01.06.2020	3251.95	3264.50	3000.00	Т-IV-А	0.940	360.60	173.00	84.10	48.00	30.20			1.80	-39.00						0.01		5.40		-	-	-	-	-	-
Среднее значение по горизонту Т-IV-А:							**0.856**	**10.05**	**7.45**	**5.60**	**4.40**	**3.60**	**14.30**	**0.35**	**1.65**	**-43.50**	**-10.00**	**1.00**	**54.80**	###	**0.05**	**0.01**	####	**2.65**	####	**72.50**	**4.00**	**15.50**	**24.50**	**33.50**	**42.00**
20	НСВ-2*	28.12.2017			3562.00	Т-V	0.909	140.03	59.80	30.20	19.24	12.20	16.60	2.20	1.60	-20.00	10.00	2.10	55.10		0.02	0.02		5.60		90.00	1.00	6.00	11.00	16.00	27.00
21	НСВ-2*	28.12.2017			3598.40	Т-V	0.919	152.30	80.20	41.30	25.41	17.20	16.00	3.10	1.80	-20.00	13.00	1.90	55.00		0.01	0.01		5.70		100.00		5.00	10.00	15.00	26.00
22	НСВ-11	02.03.2020	3419.00	3430.00		Т-V	0.942	430.90	189.10	92.40	51.50	32.60	29.00	5.20	0.60	-27.00	22.00	0.70	54.40		0.06	0.18		2.60		120.00		3.00	8.00	13.00	21.00
23	НСВ-11	03.03.2020	3419.00	3430.00		Т-V	0.941	370.04	158.00	80.90	46.70	29.90	28.20	5.20	2.20	-27.00	10.00	0.70	54.40		0.05	3.12		2.60		95.00		5.00	10.00	15.00	23.00
24	НСВ-11	04.03.2020	3419.00	3430.00		Т-V	0.940	355.26	154.50	80.50	46.60	29.60	27.10	5.10	2.30	-18.00	8.00	0.70	54.50		0.04	1.39		2.70		85.00	1.00	6.00	11.00	16.00	24.00
25	НСВ-11	25.03.2020	3419.00	3430.00		Т-V	0.943	468.99	200.20	94.30	53.50	33.40	28.30	5.20	2.30	-27.00	18.00	0.70	54.40		0.03	0.01		2.50		90.00	1.00	6.00	11.00	17.00	30.00
26	НСВ-4	22.03.2021	3415.0	3424.0	1400.0	Т-V	0.939	354.23	163.16	79.61	45.91	29.32	5.19	0.73	0.76	-39.00	11.00	0.14	54.80	0.03	0.15	0.01	24.60	9.29	16.00	80.00	2.00	7.00	12.00	17.00	25.00
27	НСВ-5	17.04.2022	3370.00	3381.00	3355.00	Т-V	0.911	102.53	55.90	31.49	19.93	13.87	19.57	2.93	1.58	-42.00	11.00	1.01	55.44	0.03	0.06	0.02	42.17	3.09	9.50	70.00	3.00	9.00	14.00	19.00	24.00
28	НСВ-5*	19.05.2022	3381.00	3385.00	3185.00	Т-V	0.904	45.48	28.43	18.06	12.71	9.38	19.96	1.62	1.67	-42.00	9.00	0.64	54.60	0.06	0.08	0.03	51.73	4.60	13.00	60.00	5.00	13.00	19.00	24.00	32.00
29	НСВ-2	20.12.2023	3570.00	3590.00	3200.00	Т-V	0.913	153.95	65.27	34.20	21.06	14.40	15.54	2.00	1.57	-30.00	22.00	1.94	54.80	0.40	0.03	0.04	581.50	4.65	29.00	100.00		5.00	10.00	18.00	28.00
30	НСВ-3	14.05.2024	3630.00	3642.00		Т-V	0.930	215.52	131.17	68.25	37.88	37.32	16.40	1.85	1.74	-36.00	28.00	1.10	55.20	0.50	0.04	0.01	668.32	6.96	10.00	105.00		7.00	12.00	17.00	23.00
31	НСВ-2	23.05.2024	3570.00	3590.00	3200.00	Т-V	0.913	142.22	53.56	32.79	23.60	15.39	15.45	1.95	1.64	-36.00	23.00	1.91	54.60	0.06	0.03		68.75	4.85		85.00	1.00	8.00	13.00	18.00	25.00
Среднее значение по горизонту Т-V:							**0.930**	**288.18**	**130.10**	**66.05**	**38.52**	**26.20**	**20.53**	**3.35**	**1.63**	**-31.33**	**17.00**	**0.99**	**54.73**	**0.20**	**0.05**	**0.60**	**277.07**	**4.36**	**16.12**	**92.22**	**1.60**	**6.22**	**11.22**	**16.67**	**24.78**

Таблица 2.3.3. – Компонентный состав растворенного газа в нефти

№п/п	*№№ скв.*	*вид пробы*	*Дата отбора*	и.п. кровля | м	и.п. подошва | м	Глубина отбора	**Горизонт**	*Компонент*	*Сероводород (H2S)*	*Углекислый газ (CO2)*	*Азот+редкие (N2)*	*метан(C_1)*	*этан(C_2)*	*пропан(C_3)*	*изобутан(i-C_4)*	*н. Бутан(n-C_4)*	*изопентан(i-C_5)*	*н. Пентан(n-C_5)*	*гексаны(C_6)*	*гептаны(C_7)*	*Октаны (C_8)*	*Нонаны (C_9)*	*Деканы (C_{10})*	*Сумма*	*Молекулярная масса флюида*	**Молекулярная масса флюида расчетная**	*Плотность газа относительная (по воздуху)*	*Плотность газа. кг/м3*
1	НСВ-11		06.02.2020			2281	Ю-II	мол.%		3.50	0.50	81.70	5.90	3.40	0.90	1.80	2.00							99.7		*21.1*	0.734	0.884
2	НСВ-11		14.02.2016			2200	Ю-II	мол.%	0.09	3.70	0.51	81.39	6.03	3.49	0.89	1.87	2.02							100.0		*21.3*	0.739	0.890
3	НСВ-11		14.02.2016			2200	Ю-II	мол.%	0.02	3.50	0.63	81.60	5.93	3.46	0.89	1.88	2.10							100.0		*21.2*	0.738	0.889
Среднее значение по горизонту Ю-II:								***мол.%***	***0.06***	***3.57***	***0.55***	***81.56***	***5.95***	***3.45***	***0.89***	***1.85***	***2.04***							***99.9***		***21.2***	***0.737***	***0.888***
4	НСВ-4	глуб.	09.01.2021			2437	Ю-IV	мол.%	0.00	0.84	1.17	77.30	8.39	5.71	1.34	2.73	1.11	0.98	0.34	0.08	0.01			100.0	22.4	*22.4*	0.776	0.935
5	НСВ-5	глуб.	09.12.2021			2532	Ю-IV-1	мол.%	0.24	2.24	0.84	81.66	6.27	3.81	0.92	1.92	0.90	0.81	0.31	0.08	0.02			100.0	21.2	*21.2*	0.735	0.885
6	НСВ-5	глуб.	09.12.2021			2620	Ю-IV-2	мол.%	2.34	4.43	0.57	77.25	7.07	3.69	0.86	1.82	0.83	0.76	0.30	0.07	0.02			100.0	22.1	*22.1*	0.766	0.923
7	НСВ-5	глуб.	29.08.2022	2619	2636	2500	Ю-IV-2	мол.%	2.47	5.35	0.53	77.48	6.77	3.36	0.73	1.62	0.72	0.67	0.26	0.03	0.02			100.0	22.0	*21.9*	0.761	0.917
8	НСВ-5	глуб.	17.04.2022	2745	2760	2730	Ю-IV-4	мол.%	3.38	6.78	0.77	75.77	5.63	3.27	0.82	1.76	0.80	0.71	0.24	0.06	0.01			100.0	22.5	*22.5*	0.781	0.941
9	НСВ-5	глуб.	29.08.2022			2750	Ю-IV-4	мол.%	1.21	3.54	1.47	47.07	15.09	16.33	3.90	7.27	2.20	1.61	0.26	0.05	0.01			100.0	31.2	*31.2*	1.077	1.297
Среднее значение по горизонту Ю-II:								***мол.%***	***1.68***	***3.93***	***0.77***	***77.89***	***6.82***	***3.97***	***0.93***	***1.97***	***0.87***	***0.78***	***0.29***	***0.07***	***0.02***			***100.0***	***22.04***	***22.0***	***0.873***	***1.052***
10	НСВ-1		14.02.2016	3291	3304		Т-II-А	мол.%	2.10	4.80	0.40	82.50	5.00	2.20	0.50	1.00	1.60							100.1		*20.7*	0.721	0.869
11	НСВ-1		14.02.2016	3291	3304		Т-II-А	мол.%	1.90	4.80	0.60	83.00	5.10	2.20	0.40	0.80	1.10							99.9		*20.2*	0.709	0.854
12	НСВ-2		21.01.2018	3258	3269	3220	Т-II-А	мол.%	2.20	4.80	0.50	84.50	4.60	1.70	0.30	0.60	0.80							100.0		*19.8*	0.688	0.829
13	НСВ-1		05.02.2018	3291	3304	3230	Т-II-А	мол.%	2.50	5.90	0.40	79.00	6.20	3.00	0.60	1.30	1.10							100.0		*21.3*	0.740	0.891
14	НСВ-2		28.12.2017			3284	Т-II-А	мол.%	0.30	0.80	0.40	81.10	7.50	4.10	1.00	2.10	2.60							99.9		*21.3*	0.745	0.897
15	НСВ-10		02.04.2020	3348	3365	2220	Т-II-А	мол.%	1.40	6.90	0.80	74.10	7.80	4.30	1.00	2.00	1.72							100.0		*22.9*	0.793	0.955
16	НСВ-5	глуб.	17.04.2022	3083	3098	3090	Т-II-А	мол.%	1.19	4.59	0.60	78.51	6.36	3.78	0.91	2.04	0.89	0.80	0.25	0.06	0.01			100.0	22.0	*22.0*	0.762	0.918
17	НСВ-10		13.05.2024	3348	3364		Т-II-А	мол.%	0.51	3.52	0.31	86.95	3.91	2.48	0.51	1.02	0.38	0.34	0.01	0.03	0.02			100.0	19.5	*19.5*	0.677	0.816
Среднее значение по горизонту Т-II-А:								***мол.%***	***1.51***	***4.51***	***0.50***	***81.21***	***5.81***	***2.97***	***0.65***	***1.36***	***1.27***	***0.57***	***0.13***	***0.04***	***0.01***			***100.0***	***20.7***	***21.4***	***0.729***	***0.879***
18	НСВ-11		12.02.2020			3264	Т-IV-А	мол.%		0.80	1.70	70.20	10.10	7.00	2.00	3.90	4.30							100.0		*24.7*	0.864	1.041
19	НСВ-11		28.05.2020	3251	3265	2550	Т-IV-А	мол.%		0.90	1.40	72.80	9.70	6.50	1.80	3.40	3.44							99.9		*23.8*	0.828	0.997
20	НСВ-11		29.05.2020	3251	3265	3000	Т-IV-А	мол.%		0.90	1.80	71.30	9.50	6.70	1.90	3.70	4.10							99.9		*24.4*	0.851	1.025
21	НСВ-11		01.06.2020	3251	3265	3000	Т-IV-А	мол.%		0.90	2.20	81.30	7.40	3.60	0.90	1.90	1.96							100.2		*20.9*	0.724	0.872
Среднее значение по горизонту Т-IV-А:								***мол.%***		**0.88**	**1.78**	**73.90**	**9.18**	**5.95**	**1.65**	**3.23**	**3.45**							***100.0***		***23.4***	***0.817***	***0.984***
22	НСВ-2		28.12.2017			3562	Т-V	мол.%		0.20	1.70	84.20	6.60	3.40	0.80	1.60	1.60							100.1		*20.1*	0.698	0.841
23	НСВ-2		28.12.2017			3598	Т-V	мол.%		0.30	1.40	81.80	7.40	3.80	1.00	2.00	2.40							100.1		*21.0*	0.731	0.881
24	НСВ-3		18.05.2018	3630	3652	3300	Т-V	мол.%		0.90	0.90	67.40	14.50	8.10	1.90	3.60	2.70							100.0		*24.5*	0.856	1.031
25	НСВ-3		18.05.2018	3663	3672	3300	Т-V	мол.%		0.60	1.70	73.50	10.60	5.80	1.50	3.10	3.30							100.1		*23.3*	0.813	0.979
26	НСВ-11		25.03.2020	3419	3430	3000	Т-V	мол.%		0.80	2.40	80.10	7.60	3.80	0.90	2.00	2.30							99.9		*21.2*	0.738	0.889
27	НСВ-11		25.03.2020	3419	3430	3400	Т-V	мол.%		0.50	2.60	81.50	7.50	3.60	0.80	1.80	1.60							99.9		*20.5*	0.713	0.859
28	НСВ-4	глуб.	22.03.2021	3415	3424	2532	Т-V	мол.%	0.00	0.48	1.08	72.02	11.48	6.80	1.54	3.34	1.40	1.28	0.48	0.11	0.02			100.0	23.6	*23.8*	0.826	0.995
29	НСВ-4	глуб.	22.03.2021	3415	3424	2532	Т-V	мол.%	0.00	0.25	0.86	70.96	11.90	6.94	1.84	3.56	1.69	1.33	0.54	0.13	0.02			100.0	24.2	*24.3*	0.843	1.015
30	НСВ-5	глуб.	17.04.2022	3370	3381	3355	Т-V	мол.%	0.00	0.92	2.12	82.17	6.67	3.84	0.82	1.77	0.75	0.65	0.22	0.05	0.01			100.0	20.7	*20.6*	0.718	0.865
31	НСВ-5		19.05.2022	3381	3385	3185	Т-V	мол.%	0.00	2.00	0.90	70.78	10.53	7.52	1.62	3.59	1.39	1.26	0.36	0.04	0.01			100.0	24.3	*24.3*	0.842	1.014
32	НСВ-2		20.12.2023	3570	3590	3200	Т-V	мол.%	0.02	0.55	1.26	69.39	10.83	8.80	2.06	4.05	1.51	1.17	0.35	0.02	0.00	0.00	0.00	100.0	24.7	*24.7*	0.856	1.031
33	НСВ-3		14.05.2024	3630	3642		Т-V	мол.%	0.00	0.87	0.52	84.92	7.09	3.62	0.74	1.26	0.52	0.44	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	100.0	19.7	*19.8*	0.687	0.828
34	НСВ-2		23.05.2024	3570	3590	3200	Т-V	мол.%	0.00	1.28	0.26	78.44	8.38	5.32	1.17	2.66	1.23	1.13	0.03	0.09	0.01	0.00	0.00	100.0	22.1	*22.1*	0.767	0.924
Среднее значение по горизонту Т-V:								***мол.%***	***0.00***	***0.74***	***1.36***	***76.71***	***9.31***	***5.49***	***1.28***	***2.64***	***1.72***	***1.04***	***0.28***	***0.06***	***0.01***	***0.00***	***0.00***	***100.0***	***22.8***	***22.3***	***0.776***	***0.935***

Таблица П.4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 1 (базовый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит 1 скважины, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных				всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2026	1	1	0	10	0	2	0	0	0	9	25,9	27,3
2027	0	0	0	10	0	0	0	0	0	9	26,8	28,9
2028	0	0	0	10	1	0	0	0	0	10	21,2	23,7
2029	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	21,7	25,2
2030	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	20,3	24,5
2031	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	19,3	24,3
2032	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	17,8	23,3
2033	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	16,7	22,7
2034	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	15,5	21,8
2035	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	14,5	21,2
2036	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	13,5	20,4
2037	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	12,6	19,8
2038	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	11,8	19,3
2039	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	11,0	18,8
2040	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	10,4	18,4
2041	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	9,8	18,1
2042	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	9,3	17,7
2043	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	8,8	17,5
2044	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	8,4	17,4
2045	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	8,3	17,2
2046	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	9,2	18,4
2047	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	8,8	18,5
2048	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	9,5	19,5
2049	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	9,2	19,5
2050	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	9,6	20,6
2051	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	9,9	22,0
2052	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	9,4	22,4
2053	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	9,0	23,0
2054	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	8,6	23,7
2055	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	8,2	24,4
2056	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	7,9	25,2
2057	0	0	0	10	0	0	0	0	0	10	7,5	26,1

Таблица П.4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению в целом. Вариант 1 (базовый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м^3		Добыча газа из ГШ, млн.м^3		Общая добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная	год.	нак.	год.	нак.
2026	70,6	3,3	3,8	341,4	15,9	0,044	74,2	368,1	4,9	12,687	70,097	0,000	0,000	12,687	70,097
2027	83,7	3,9	4,6	425,0	19,8	0,055	90,3	458,3	7,3	14,904	85,001	0,000	0,000	14,904	85,001
2028	81,2	3,8	4,7	506,3	23,6	0,066	90,6	548,9	10,4	14,432	99,433	0,000	0,000	14,432	99,433
2029	75,3	3,5	4,6	581,6	27,1	0,076	87,5	636,4	13,9	12,226	111,659	0,000	0,000	12,226	111,659
2030	70,3	3,3	4,5	651,9	30,4	0,085	85,0	721,5	17,4	11,212	122,871	0,000	0,000	11,212	122,871
2031	66,8	3,1	4,5	718,7	33,5	0,094	84,1	805,6	20,6	9,423	132,294	0,000	0,000	9,423	132,294
2032	61,8	2,9	4,3	780,5	36,4	0,102	80,9	886,5	23,6	8,214	140,508	0,000	0,000	8,214	140,508
2033	57,9	2,7	4,3	838,5	39,1	0,109	78,6	965,1	26,3	7,400	147,908	0,000	0,000	7,400	147,908
2034	53,6	2,5	4,1	892,1	41,6	0,116	75,6	1040,8	29,1	6,510	154,418	0,000	0,000	6,510	154,418
2035	50,3	2,3	4,0	942,4	44,0	0,123	73,6	1114,4	31,6	5,792	160,210	0,000	0,000	5,792	160,210
2036	46,8	2,2	3,9	989,3	46,2	0,129	71,1	1185,4	34,1	5,098	165,308	0,000	0,000	5,098	165,308
2037	43,6	2,0	3,8	1032,9	48,2	0,134	68,8	1254,2	36,6	4,358	169,666	0,000	0,000	4,358	169,666
2038	40,8	1,9	3,7	1073,7	50,1	0,140	66,8	1321,0	39,0	3,894	173,560	0,000	0,000	3,894	173,560
2039	38,2	1,8	3,6	1111,8	51,9	0,145	65,0	1386,0	41,3	3,651	177,211	0,000	0,000	3,651	177,211
2040	36,1	1,7	3,5	1148,0	53,6	0,149	64,0	1450,0	43,5	3,422	180,633	0,000	0,000	3,422	180,633
2041	34,1	1,6	3,4	1182,0	55,2	0,154	62,6	1512,6	45,6	3,233	183,866	0,000	0,000	3,233	183,866
2042	32,3	1,5	3,4	1214,3	56,7	0,158	61,5	1574,2	47,6	3,067	186,933	0,000	0,000	3,067	186,933
2043	30,6	1,4	3,3	1244,9	58,1	0,162	60,6	1634,8	49,5	2,914	189,847	0,000	0,000	2,914	189,847
2044	29,3	1,4	3,3	1274,3	59,5	0,166	60,4	1695,2	51,5	2,794	192,641	0,000	0,000	2,794	192,641
2045	28,7	1,3	3,3	1303,0	60,8	0,170	59,7	1754,9	51,9	2,632	195,273	0,000	0,000	2,632	195,273
2046	32,0	1,5	3,8	1335,0	62,3	0,174	63,7	1818,6	49,8	3,267	198,540	0,000	0,000	3,267	198,540
2047	30,5	1,4	3,8	1365,4	63,7	0,178	64,0	1882,6	52,4	3,126	201,666	0,000	0,000	3,126	201,666
2048	32,9	1,5	4,2	1398,3	65,3	0,182	67,9	1950,4	51,5	3,415	205,081	0,000	0,000	3,415	205,081
2049	32,0	1,5	4,3	1430,3	66,8	0,186	67,6	2018,1	52,7	3,417	208,498	3,173	3,173	6,590	211,671
2050	33,3	1,6	4,7	1463,6	68,3	0,190	71,6	2089,6	53,5	3,764	212,262	2,931	6,104	6,695	218,366
2051	33,7	1,6	5,0	1497,3	69,9	0,195	75,1	2164,7	55,1	3,892	216,154	2,703	8,807	6,595	224,961
2052	32,7	1,5	5,1	1530,0	71,4	0,199	77,8	2242,5	58,0	3,776	219,930	2,500	11,307	6,276	231,237
2053	31,1	1,5	5,1	1561,1	72,9	0,203	79,8	2322,2	61,0	3,588	223,518	2,303	13,610	5,891	237,128
2054	29,8	1,4	5,1	1590,9	74,2	0,207	82,1	2404,4	63,8	3,420	226,938	2,126	15,736	5,546	242,673
2055	28,5	1,3	5,2	1619,3	75,6	0,211	84,7	2489,0	66,4	3,260	230,198	1,961	17,697	5,221	247,894
2056	27,3	1,3	5,2	1646,6	76,8	0,214	87,7	2576,8	68,9	3,119	233,317	1,813	19,510	4,932	252,826
2057	26,0	1,2	5,2	1672,7	78,1	0,218	90,5	2667,2	71,2	2,969	236,286	1,668	21,178	4,637	257,464

Таблица П.4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 1 (базовый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит 1 скважины, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2026	0	0	0	1	0	0	0	1	3,1	0	0	0	1	81,7	83,3
2027	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	67,2	73,9
2028	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	59,6	70,7
2029	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	52,9	67,5
2030	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	46,9	64,6
2031	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	41,6	61,7
2032	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	36,9	59,0
2033	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	32,7	56,4
2034	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	29,0	53,9
2035	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	25,7	51,6
2036	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	22,8	49,3
2037	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	20,9	48,6
2038	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	19,1	47,8
2039	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	17,4	47,1
2040	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	15,9	46,4
2041	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	14,6	45,7
2042	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	13,3	45,1
2043	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	12,2	44,4
2044	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	11,5	45,3
2045	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	10,9	46,2
2046	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	10,3	47,1
2047	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	9,8	48,1
2048	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	9,2	49,1
2049	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	8,7	50,1
2050	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	8,3	51,1
2051	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	7,8	52,1
2052	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	7,4	53,2
2053	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	7,0	54,2
2054	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	6,6	55,3
2055	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	6,3	56,4
2056	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	5,9	57,6
2057	0	0	0	1	0	0	0	0	3,1	0	0	0	1	5,6	58,7

Таблица П.4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 1 (базовый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2026	14,3	4,3	4,3	14,3	4,3	0,023	14,6	14,6	2,0	2,499	2,499
2027	23,3	7,0	7,3	37,6	11,3	0,059	25,6	40,2	9,0	4,079	6,578
2028	20,7	6,2	7,0	58,3	17,6	0,092	24,6	64,8	15,6	3,628	10,206
2029	18,3	5,5	6,7	76,6	23,1	0,121	23,4	88,2	21,7	3,208	13,414
2030	16,3	4,9	6,4	92,9	28,0	0,147	22,4	110,6	27,4	2,846	16,260
2031	14,4	4,3	6,0	107,3	32,3	0,170	21,4	132,0	32,6	2,469	18,729
2032	12,8	3,9	5,7	120,2	36,2	0,190	20,5	152,5	37,5	2,101	20,830
2033	11,3	3,4	5,4	131,5	39,6	0,208	19,6	172,0	42,0	1,768	22,598
2034	10,1	3,0	5,0	141,6	42,6	0,224	18,7	190,7	46,2	1,501	24,099
2035	8,9	2,7	4,7	150,5	45,3	0,238	17,9	208,6	50,1	1,205	25,304
2036	7,9	2,4	4,4	158,4	47,7	0,250	17,1	225,8	53,7	1,000	26,304
2037	7,2	2,2	4,2	165,7	49,9	0,262	16,8	242,6	57,0	0,912	27,216
2038	6,6	2,0	4,0	172,3	51,9	0,272	16,6	259,2	60,1	0,794	28,010
2039	6,0	1,8	3,8	178,3	53,7	0,282	16,3	275,5	63,0	0,725	28,735
2040	5,5	1,7	3,6	183,9	55,4	0,290	16,1	291,7	65,7	0,621	29,356
2041	5,0	1,5	3,4	188,9	56,9	0,298	15,9	307,6	68,2	0,565	29,921
2042	4,6	1,4	3,2	193,5	58,3	0,306	15,6	323,2	70,5	0,517	30,438
2043	4,2	1,3	3,0	197,7	59,6	0,312	15,4	338,6	72,6	0,472	30,910
2044	4,0	1,2	3,0	201,7	60,8	0,319	15,7	354,3	74,6	0,448	31,358
2045	3,8	1,1	2,9	205,5	61,9	0,325	16,0	370,4	76,4	0,423	31,781
2046	3,6	1,1	2,8	209,1	63,0	0,330	16,3	386,7	78,1	0,400	32,181
2047	3,4	1,0	2,8	212,5	64,0	0,336	16,7	403,4	79,7	0,379	32,560
2048	3,2	1,0	2,7	215,7	65,0	0,341	17,1	420,4	81,2	0,360	32,920
2049	3,0	0,9	2,6	218,7	65,9	0,346	17,4	437,8	82,5	0,340	33,260
2050	2,9	0,9	2,5	221,6	66,7	0,350	17,7	455,5	83,8	0,322	33,582
2051	2,7	0,8	2,5	224,3	67,6	0,354	18,1	473,6	85,0	0,304	33,886
2052	2,6	0,8	2,4	226,9	68,3	0,358	18,5	492,1	86,1	0,289	34,175
2053	2,4	0,7	2,3	229,3	69,1	0,362	18,8	510,9	87,1	0,273	34,448
2054	2,3	0,7	2,2	231,6	69,8	0,366	19,2	530,1	88,0	0,258	34,706
2055	2,2	0,7	2,2	233,8	70,4	0,369	19,6	549,6	88,9	0,244	34,950
2056	2,1	0,6	2,1	235,9	71,0	0,373	20,0	569,6	89,7	0,232	35,182
2057	2,0	0,6	2,0	237,8	71,6	0,376	20,4	590,0	90,4	0,219	35,401

Таблица П.4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 1 (базовый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит 1 скважины, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2026	0	0	0	6	0	0	0	1	18,5	1	1	0	3	20,4	22,2
2027	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	15,3	16,6
2028	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	13,6	15,2
2029	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	12,1	13,9
2030	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	10,8	12,7
2031	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	9,7	11,6
2032	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	8,7	10,7
2033	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	7,8	9,8
2034	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	7,0	9,1
2035	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	6,3	8,4
2036	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	5,7	7,8
2037	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	5,1	7,2
2038	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	4,6	6,7
2039	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	4,2	6,2
2040	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	3,8	5,8
2041	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	3,5	5,4
2042	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	3,2	5,1
2043	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	3,0	4,9
2044	0	0	0	6	0	0	0	0	18,5	0	0	0	3	2,8	4,7
2045	0	0	0	7	1	0	0	0	21,6	0	0	0	4	3,2	4,6
2046	0	0	0	7	0	0	0	0	21,6	0	0	0	4	2,9	4,3
2047	0	0	0	7	0	0	0	0	21,6	0	0	0	4	2,6	4,1
2048	0	0	0	7	0	0	0	0	21,6	1	1	0	3	2,6	4,1
2049	0	0	0	7	0	0	0	0	21,6	0	0	0	3	2,3	3,8
2050	0	0	0	7	0	0	0	0	21,6	1	1	0	2	2,0	4,1
2051	0	0	0	7	0	0	0	0	21,6	1	1	0	1	3,2	6,8
2052	0	0	0	7	0	0	0	0	21,6	0	0	0	1	3,1	6,7
2053	0	0	0	7	0	0	0	0	21,6	0	0	0	1	2,9	6,5
2054	0	0	0	7	0	0	0	0	21,6	0	0	0	1	2,7	6,3
2055	0	0	0	7	0	0	0	0	21,6	0	0	0	1	2,6	6,1
2056	0	0	0	7	0	0	0	0	21,6	0	0	0	1	2,4	5,9
2057	0	0	0	7	0	0	0	0	21,6	0	0	0	1	2,3	5,7

Таблица П.4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 1 (базовый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2026	17,7	4,0	7,2	214,5	48,4	0,136	19,2	235,6	8,0	3,541	48,668
2027	15,9	3,6	6,9	230,4	51,9	0,146	17,3	252,9	8,1	3,178	51,846
2028	14,2	3,2	6,7	244,6	55,1	0,155	15,8	268,8	10,3	2,837	54,683
2029	12,6	2,8	6,3	257,2	58,0	0,163	14,4	283,2	12,5	1,387	56,070
2030	11,3	2,5	6,0	268,5	60,5	0,170	13,2	296,4	14,7	1,014	57,084
2031	10,1	2,3	5,8	278,6	62,8	0,176	12,1	308,5	16,8	0,604	57,688
2032	9,1	2,0	5,5	287,6	64,8	0,182	11,2	319,6	18,9	0,317	58,005
2033	8,1	1,8	5,2	295,7	66,7	0,187	10,2	329,9	20,9	0,283	58,288
2034	7,3	1,6	4,9	303,0	68,3	0,192	9,4	339,3	22,9	0,255	58,543
2035	6,6	1,5	4,7	309,6	69,8	0,196	8,7	348,1	24,9	0,230	58,773
2036	5,9	1,3	4,4	315,5	71,1	0,200	8,1	356,2	26,8	0,208	58,981
2037	5,3	1,2	4,2	320,8	72,3	0,203	7,5	363,7	28,7	0,187	59,168
2038	4,8	1,1	3,9	325,7	73,4	0,206	7,0	370,6	30,6	0,169	59,337
2039	4,4	1,0	3,7	330,0	74,4	0,209	6,5	377,1	32,4	0,153	59,490
2040	4,0	0,9	3,5	334,0	75,3	0,211	6,1	383,2	34,2	0,140	59,630
2041	3,6	0,8	3,3	337,7	76,1	0,214	5,7	388,8	36,0	0,127	59,757
2042	3,3	0,7	3,1	340,9	76,8	0,216	5,3	394,1	37,7	0,115	59,872
2043	3,1	0,7	3,0	344,0	77,5	0,218	5,1	399,2	39,4	0,108	59,980
2044	2,9	0,6	2,9	346,9	78,2	0,220	4,9	404,1	41,0	0,101	60,081
2045	4,4	1,0	4,6	351,3	79,2	0,222	6,4	410,5	31,0	0,154	60,235
2046	4,0	0,9	4,3	355,3	80,1	0,225	6,0	416,5	33,7	0,139	60,374
2047	3,6	0,8	4,1	358,9	80,9	0,227	5,6	422,1	36,2	0,126	60,500
2048	2,7	0,6	3,2	361,6	81,5	0,229	4,3	426,4	37,2	0,094	60,594
2049	2,4	0,5	2,9	364,0	82,0	0,230	4,0	430,4	39,7	0,084	60,678
2050	1,4	0,3	1,8	365,4	82,4	0,231	2,8	433,2	50,9	0,049	60,727
2051	1,1	0,3	1,4	366,5	82,6	0,232	2,4	435,6	52,8	0,039	60,766
2052	1,1	0,2	1,4	367,6	82,8	0,233	2,3	437,9	54,2	0,037	60,803
2053	1,0	0,2	1,3	368,6	83,1	0,233	2,2	440,2	55,5	0,035	60,838
2054	0,9	0,2	1,3	369,5	83,3	0,234	2,2	442,3	56,8	0,033	60,871
2055	0,9	0,2	1,2	370,4	83,5	0,234	2,1	444,4	58,1	0,031	60,902
2056	0,8	0,2	1,1	371,2	83,7	0,235	2,1	446,5	59,3	0,029	60,931
2057	0,8	0,2	1,1	372,0	83,8	0,235	2,0	448,5	60,5	0,028	60,959

Таблица П.4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 1 (базовый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит 1 скважины, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2026	1	1	0	6	1	0	0	0	16,7	0	0	0	5	29,0	30,4
2027	0	0	0	6	0	0	0	0	16,7	0	0	0	5	25,6	27,3
2028	0	0	0	7	0	0	1	0	16,7	0	0	0	6	22,2	24,1
2029	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	21,3	23,9
2030	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	20,5	23,8
2031	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	20,3	24,3
2032	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	19,2	23,6
2033	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	18,5	23,5
2034	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	17,4	22,8
2035	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	16,8	22,6
2036	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	15,8	22,0
2037	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	14,9	21,4
2038	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	14,1	20,8
2039	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	13,3	20,3
2040	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	12,8	20,0
2041	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	12,2	19,8
2042	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	11,7	19,5
2043	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	11,2	19,3
2044	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	6	10,8	19,1
2045	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	1	1	0	5	11,9	21,5
2046	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	1	1	0	4	13,2	24,9
2047	0	0	0	7	0	0	0	0	16,7	0	0	0	4	12,8	24,8
2048	0	0	0	8	1	0	0	0	16,7	0	0	0	5	12,4	22,3
2049	0	0	0	8	0	0	0	0	16,7	1	1	0	4	14,1	26,0
2050	0	0	0	8	0	0	0	0	16,7	0	0	0	4	13,7	26,0
2051	0	0	0	8	0	0	0	0	16,7	0	0	0	4	13,3	26,1
2052	0	0	0	8	0	0	0	0	16,7	0	0	0	4	12,9	26,2
2053	0	0	0	8	0	0	0	0	16,7	0	0	0	4	12,5	26,3
2054	0	0	0	8	0	0	0	0	16,7	0	0	0	4	12,1	26,4
2055	0	0	0	8	0	0	0	0	16,7	0	0	0	4	11,8	26,5
2056	0	0	0	8	0	0	0	0	16,7	0	0	0	4	11,4	26,6
2057	0	0	0	8	0	0	0	0	16,7	0	0	0	4	11,1	26,7

Таблица П.4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 1 (базовый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2026	38,6	3,1	3,3	112,5	9,0	0,024	40,4	117,7	4,4	6,647	18,903
2027	44,5	3,6	3,9	156,9	12,6	0,033	47,3	165,1	6,1	7,647	26,550
2028	46,3	3,7	4,2	203,3	16,3	0,043	50,2	215,3	7,8	7,967	34,517
2029	44,4	3,6	4,3	247,6	19,9	0,052	49,6	264,9	10,6	7,631	42,148
2030	42,7	3,4	4,3	290,4	23,3	0,061	49,5	314,4	13,6	7,352	49,500
2031	42,3	3,4	4,4	332,7	26,7	0,070	50,6	365,0	16,4	6,350	55,850
2032	40,0	3,2	4,4	372,7	29,9	0,079	49,2	414,3	18,8	5,796	61,646
2033	38,5	3,1	4,4	411,2	33,0	0,087	48,8	463,1	21,2	5,349	66,995
2034	36,3	2,9	4,3	447,4	35,9	0,095	47,5	510,6	23,6	4,754	71,749
2035	34,9	2,8	4,4	482,3	38,7	0,102	47,0	557,6	25,8	4,357	76,106
2036	33,0	2,6	4,3	515,3	41,3	0,109	45,8	603,4	28,0	3,890	79,996
2037	31,0	2,5	4,2	546,3	43,8	0,116	44,4	647,8	30,2	3,259	83,255
2038	29,3	2,4	4,2	575,6	46,2	0,122	43,3	691,1	32,3	2,931	86,186
2039	27,7	2,2	4,1	603,3	48,4	0,128	42,2	733,3	34,3	2,773	88,959
2040	26,6	2,1	4,1	630,0	50,5	0,133	41,7	775,0	36,3	2,661	91,620
2041	25,4	2,0	4,1	655,4	52,6	0,139	41,1	816,1	38,2	2,541	94,161
2042	24,3	2,0	4,1	679,7	54,5	0,144	40,6	856,7	40,0	2,435	96,596
2043	23,3	1,9	4,1	703,1	56,4	0,149	40,1	896,9	41,8	2,334	98,930
2044	22,5	1,8	4,1	725,5	58,2	0,154	39,8	936,7	43,6	2,245	101,175
2045	20,6	1,6	3,9	746,1	59,8	0,158	37,3	974,0	44,9	2,055	103,230
2046	18,3	1,5	3,7	764,4	61,3	0,162	34,6	1008,5	47,0	1,832	105,062
2047	17,7	1,4	3,7	782,1	62,7	0,166	34,5	1043,0	48,6	1,771	106,833
2048	21,5	1,7	4,6	803,6	64,5	0,170	38,8	1081,8	44,5	2,152	108,985
2049	19,6	1,6	4,4	823,2	66,0	0,174	36,0	1117,8	45,6	1,960	110,945
2050	19,0	1,5	4,5	842,2	67,5	0,178	36,1	1153,9	47,4	1,901	112,846
2051	18,4	1,5	4,6	860,7	69,0	0,182	36,2	1190,2	49,1	1,844	114,690
2052	17,9	1,4	4,6	878,6	70,5	0,186	36,5	1226,7	50,8	1,794	116,484
2053	17,3	1,4	4,7	896,0	71,9	0,190	36,5	1263,1	52,5	1,735	118,219
2054	16,8	1,3	4,8	912,8	73,2	0,193	36,6	1299,8	54,1	1,682	119,901
2055	16,3	1,3	4,9	929,1	74,5	0,197	36,8	1336,5	55,6	1,631	121,532
2056	15,9	1,3	5,0	945,0	75,8	0,200	37,0	1373,5	57,1	1,586	123,118
2057	15,3	1,2	5,1	960,3	77,0	0,203	37,0	1410,6	58,6	1,534	124,652

Таблица П.4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин I возвратного объекта. Вариант 1 (базовый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит 1 скважины, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2046	0	0	0	1	1	0	0	0	2,3	0	0	0	1	17,5	19,5
2047	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	16,6	20,8
2048	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	15,8	22,3
2049	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	15,0	23,9
2050	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	14,2	25,5
2051	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	13,5	27,3
2052	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	12,8	29,3
2053	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	12,2	31,3
2054	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	11,6	33,5
2055	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	11,0	35,9
2056	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	10,4	38,4
2057	0	0	0	1	0	0	0	0	2,3	0	0	0	1	9,9	41,1

Таблица П.4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки I возвратного объекта. Вариант 1 (базовый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2046	6,1	9,4	9,4	6,1	9,4	0,017	6,7	6,7	9,9	0,896	0,896
2047	5,8	8,9	9,9	11,9	18,4	0,034	7,2	14,0	20,1	0,850	1,746
2048	5,5	8,5	10,4	17,3	26,9	0,049	7,8	21,7	29,1	0,809	2,555
2049	5,2	8,1	11,0	22,6	34,9	0,064	8,3	30,0	37,1	0,766	3,321
2050	4,9	7,7	11,8	27,5	42,6	0,078	8,9	38,9	44,3	0,727	4,048
2051	4,7	7,3	12,7	32,2	49,9	0,091	9,5	48,3	50,6	0,690	4,738
2052	4,5	6,9	13,8	36,6	56,8	0,104	10,2	58,5	56,1	0,657	5,395
2053	4,2	6,5	15,1	40,9	63,3	0,116	10,9	69,4	61,1	0,622	6,017
2054	4,0	6,2	16,9	44,9	69,5	0,127	11,6	81,0	65,5	0,591	6,608
2055	3,8	5,9	19,4	48,7	75,4	0,138	12,4	93,4	69,4	0,561	7,169
2056	3,6	5,6	22,9	52,3	81,1	0,149	13,4	106,8	72,9	0,534	7,703
2057	3,4	5,3	28,1	55,7	86,4	0,158	14,3	121,0	75,9	0,505	8,208

Таблица П.4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин II возвратного объекта. Вариант 1 (базовый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит 1 скважины, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2050	0	0	0	2	1	0	0	0	2,6	0	0	0	1	10,0	11,0
2051	0	0	0	3	1	0	0	0	5,2	0	0	0	2	8,3	10,1
2052	0	0	0	3	0	0	0	0	5,2	0	0	0	2	7,6	10,8
2053	0	0	0	3	0	0	0	0	5,2	0	0	0	2	7,0	11,8
2054	0	0	0	3	0	0	0	0	5,2	0	0	0	2	6,5	12,9
2055	0	0	0	3	0	0	0	0	5,2	0	0	0	2	6,1	14,1
2056	0	0	0	3	0	0	0	0	5,2	0	0	0	2	5,6	15,5
2057	0	0	0	3	0	0	0	0	5,2	0	0	0	2	5,2	16,9

Таблица П.4.1.12 - Характеристика основных показателей разработки II возвратного объекта. Вариант 1 (базовый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная
2050	3,5	7,8	7,9	3,6	8,1	0,014	3,8	3,9	9,1	0,518	0,545
2051	5,3	11,9	13,0	8,8	20,0	0,034	6,4	10,3	17,8	0,787	1,332
2052	5,3	11,9	14,9	14,1	31,9	0,055	7,5	17,9	29,8	0,788	2,120
2053	4,9	11,0	16,2	19,0	43,0	0,074	8,2	26,0	40,4	0,729	2,849
2054	4,5	10,2	18,0	23,5	53,2	0,091	9,0	35,0	49,5	0,677	3,526
2055	4,2	9,5	20,3	27,7	62,7	0,108	9,8	44,8	57,1	0,628	4,154
2056	3,9	8,9	23,8	31,6	71,6	0,123	10,7	55,5	63,6	0,585	4,739
2057	3,6	8,2	28,9	35,2	79,8	0,137	11,7	67,3	69,1	0,542	5,281

Таблица П.4.1.13 - Характеристика основного фонда скважин III возвратного объекта. Вариант 1 (базовый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Внедрение системы ОРД, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит 1 скважины, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных							всего	добывающих	нагнетательных		нефти	жидкости
2049	0	0	0	1	1	0	0	0	2,8	0	0	0	1	5,0	5,7
2050	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	4,6	6,4
2051	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	4,3	7,2
2052	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	3,9	8,1
2053	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	3,6	9,1
2054	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	3,4	10,3
2055	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	3,1	11,6
2056	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	2,9	13,1
2057	0	0	0	1	0	0	0	0	2,8	0	0	0	1	2,6	14,7

Таблица П.4.1.14 - Характеристика основных показателей разработки III возвратного объекта. Вариант 1 (базовый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м^3		Добыча газа из ГШ, млн.м^3		Общая добыча газа, млн.м^3	
		начальных	текущих							годовая	накопленная	год.	нак.	год.	нак.
2049	1,7	15,0	15,2	1,9	16,2	0,013	2,0	2,0	11,5	0,267	0,267	3,173	3,173	3,440	3,440
2050	1,6	13,9	16,5	3,5	30,1	0,025	2,2	4,2	27,5	0,247	0,514	2,931	6,104	3,178	6,618
2051	1,5	12,8	18,3	4,9	42,8	0,035	2,5	6,7	40,7	0,228	0,742	2,703	8,807	2,931	9,549
2052	1,4	11,8	20,7	6,3	54,7	0,045	2,8	9,5	51,4	0,211	0,953	2,500	11,307	2,711	12,260
2053	1,3	10,9	24,0	7,6	65,6	0,054	3,2	12,6	60,2	0,194	1,147	2,303	13,610	2,497	14,757
2054	1,2	10,1	29,2	8,7	75,6	0,062	3,6	16,2	67,4	0,179	1,326	2,126	15,736	2,305	17,062
2055	1,1	9,3	38,1	9,8	84,9	0,070	4,0	20,2	73,3	0,165	1,491	1,961	17,697	2,126	19,188
2056	1,0	8,6	56,8	10,8	93,5	0,077	4,5	24,8	78,2	0,153	1,644	1,813	19,510	1,966	21,154
2057	0,9	7,9	121,2	11,7	101,4	0,084	5,1	29,9	82,1	0,141	1,785	1,668	21,178	1,809	22,963

Таблица П.4.2.1 - Расчет капитальных вложений в целом по месторождению (1 вариант)

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)														
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	**2 539 134**	2539134	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	**8 000**	8000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	**2 547 134**	**2547134**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Итого с инфляцией	тыс.тг.	**2 547 134**	2547134	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО														
Обустройство промысла														
Обустройство скважины	тыс.тг.	**102 400**	102400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	**300 000**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Модернизация	тыс.тг.	**22 111**	8 423	3 500	3 464	3 396	3 328	0	0	0	0	0	0	0
Прочие затраты не входящие в СМР	тыс.тг.	**48 536**	6 140	11 126	10 662	10 417	10 192	0	0	0	0	0	0	0
ПИР по строительству	тыс.тг.	**3 099**	3 099	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Закуп основных средств	тыс.тг.	**664 086**	60 591	62 643	64 497	66 385	68 328	0	68 328	0	68 328	0	68 328	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	**1 140 232**	**180653**	**77269**	**78623**	**80197**	**81849**	**0**	**68328**	**0**	**68328**	**0**	**68328**	**0**
Итого с инфляцией	тыс.тг.	1 449 592	180653	79587	83340	87415	91671	0	80628	0	84727	0	88827	0
ВСЕГО	тыс.тг.	**3 687 367**	**2727787**	**77269**	**78623**	**80197**	**81849**	**0**	**68328**	**0**	**68328**	**0**	**68328**	**0**
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	**3 996 726**	**2727787**	**79587**	**83340**	**87415**	**91671**	**0**	**80628**	**0**	**84727**	**0**	**88827**	**0**

Продолжение Т.П.4.2.1

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
1	2	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)																
Ввод из бурения добывающих горизонтальных	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Итого с инфляцией	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО																
Обустройство промысла																
Обустройство скважины	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Реконструкция системы сбора и транспорта жидкости	тыс.тг.	0	0	0	0	50 000	0	50 000	0	50 000	0	50 000	0	50 000	0	50 000
Модернизация	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие затраты не входящие в СМР	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПИР по строительству	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Закуп основных средств	тыс.тг.	68 328	0	68 328	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	**68328**	**0**	**68328**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**
Итого с инфляцией	тыс.тг.	92243	0	96001	0	73250	0	76250	0	79250	0	82250	0	85250	0	88250
ВСЕГО	тыс.тг.	**68328**	**0**	**68328**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**	**0**	**50000**
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	**92243**	**0**	**96001**	**0**	**73250**	**0**	**76250**	**0**	**79250**	**0**	**82250**	**0**	**85250**	**0**	**88250**

Таблица П.4.2.2 - Налоги, выплачиваемые Государству до определения чистого дохода (1 вариант)

	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
НДС (с выручки)	тыс.тг.	**28 525 408**	1 072 271	1 297 066	1 269 683	1 197 655	1 130 354	1 101 496	1 044 723	1 002 947	951 697	915 333	872 939
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**4 547 414**	68 837	78 755	95 658	100 441	105 463	108 099	110 802	113 572	116 411	119 321	122 304
Налог на имущество	тыс.тг.	**441 712**	34 577	47 288	41 233	36 137	31 858	27 664	24 028	20 938	18 337	16 127	14 274
Прочие налоги	тыс.тг.	**350 520**	10 637	12 970	13 267	13 028	12 872	12 629	12 108	11 736	11 270	10 954	10 579
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**2 285 176**	44 441	46 864	53 599	56 664	58 669	59 660	57 698	58 658	59 564	60 494	61 747
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	**2 366,31**	116,72	137,11	132,77	112,48	103,15	88,86	79,39	73,32	66,11	60,29	54,39
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**8 677 294**	634 442	863 432	803 316	699 916	607 091	574 753	529 719	481 630	420 394	375 888	320 114
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**3 425 151**	415 281	792 680	638 570	440 441	299 075	254 731	216 653	165 475	101 656	68 760	26 444
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**-8 795 776**	**136 061**	**545 058**	**376 093**	**149 083**	**-15 223**	**-63 871**	**-93 635**	**-150 866**	**-223 999**	**-263 727**	**-317 422**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	**14 484 865**	781 914	403 104	414 997	428 995	437 604	423 943	419 533	405 117	417 228	402 835	418 434

	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
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	**-15 878 030**	-290 357	-893 962	-854 686	-768 660	-692 750	-677 553	-625 190	-597 830	-534 470	-512 497	-454 505
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**21 567 119**	**1 208 332**	**1 842 124**	**1 645 776**	**1 346 738**	**1 115 131**	**1 037 624**	**951 087**	**852 081**	**727 698**	**651 606**	**555 517**

Продолжение Т.П.4.2.2

	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
НДС (с выручки)	тыс.тг.	833 071	797 881	765 598	743 296	718 422	697 132	678 610	665 875	668 801	762 236	744 904
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	125 362	128 496	131 709	135 001	138 376	141 836	145 382	149 016	152 741	156 560	160 474
Налог на имущество	тыс.тг.	12 699	11 382	10 263	9 336	8 547	7 732	7 039	6 470	5 985	5 593	5 259
Прочие налоги	тыс.тг.	10 231	9 929	9 658	9 486	9 291	9 132	9 002	8 931	9 019	10 007	9 894
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	62 565	63 769	64 917	66 293	67 791	69 015	70 426	72 010	75 844	77 783	76 863
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	47,66	43,65	41,94	40,30	39,03	37,95	36,96	36,33	35,07	44,63	43,76
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	271 106	222 180	178 096	158 152	136 988	102 489	70 884	42 432	16 659	99 665	84 340
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	5 385	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**-345 675**	**-362 080**	**-370 914**	**-364 988**	**-357 389**	**-366 890**	**-375 840**	**-386 980**	**-408 518**	**-412 584**	**-408 030**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	402 064	418 891	404 284	410 575	383 343	398 225	388 916	407 354	413 132	448 406	425 150
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	-431 007	-378 990	-370 914	-364 988	-357 389	-366 890	-375 840	-386 980	-408 518	-412 584	-408 030
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**487 396**	**435 801**	**404 284**	**410 575**	**383 343**	**398 225**	**388 916**	**407 354**	**413 132**	**448 406**	**425 150**

Продолжение Т.П.4.2.2

	Ед.изм	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
НДС (с выручки)	тыс.тг.	824 843	823 101	878 086	911 331	905 343	884 276	866 334	849 026	834 722	816 357
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	164 486	168 598	172 813	177 133	181 562	186 101	190 753	195 522	200 410	205 420
Налог на имущество	тыс.тг.	4 994	4 770	4 598	4 451	4 346	4 257	3 618	3 076	2 614	2 222
Прочие налоги	тыс.тг.	10 752	10 783	11 395	11 793	11 803	11 664	11 558	11 460	11 393	11 288
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	81 558	83 365	85 711	88 101	87 321	89 154	91 045	95 462	98 054	100 070
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	49,01	96,91	100,94	101,91	99,39	95,64	92,27	89,05	86,23	83,10
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	134 166	116 114	154 289	169 873	163 352	124 303	87 689	33 823	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс.тг.	**-428 838**	**-439 374**	**-449 178**	**-459 876**	**-456 860**	**-468 703**	**-481 577**	**-509 595**	**-522 164**	**-497 274**
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг.	473 226	466 095	499 219	498 848	507 691	495 704	501 350	520 682	530 913	537 096
Возврат НДС Государством	тыс.тг.	-428 838	-439 374	-449 178	-459 876	-456 860	-468 703	-481 577	-509 595	-522 164	-497 274
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг.	**473 226**	**466 095**	**499 219**	**498 848**	**507 691**	**495 704**	**501 350**	**520 682**	**530 913**	**537 096**

Таблица П.4.2.3 - Производственный доход в целом по месторождению (1 вариант)

Производственный доход	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
Продажа продукции по направлениям													
Нефти													
на внутренний рынок	тыс. тонн	**1391,808**	70,116	83,051	80,649	74,771	69,763	66,347	61,402	57,514	53,250	49,972	46,500
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	**173,386**	11,0	12,9	12,5	10,6	9,7	8,2	7,1	6,4	5,6	5,0	4,4
Цена реализации продукции													
Нефти													
на внутренний рынок	тг/тонн		95247,00	97281,00	98067,00	99810,00	100971,00	103495,28	106082,66	108734,72	111453,09	114239,42	117095,40
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг/тыс.м3		2123,0	2123,0	2123,0	2123,0	2123,0	2176,1	2230,5	2286,2	2343,4	2402,0	2462,0
Производственная прибыль от реализации													
Нефти													
на внутренний рынок	тыс.тг.	**177810540,9**	6678346,61	8079237,84	7908965,51	7462851,09	7044083,06	6866577,09	6513637,33	6253751,81	5934887,53	5708771,20	5444991,62
Товарного газа	тыс.тг.												

Производственный доход	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
на внутренний рынок	тыс.тг.	**473261,8**	23344,51	27422,79	26554,48	22495,31	20629,19	17772,00	15878,76	14663,94	13221,43	12057,94	10877,24
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	**178 283 802,64**	**6701691,12**	**8106660,63**	**7935520,00**	**7485346,40**	**7064712,25**	**6884349,09**	**6529516,09**	**6268415,74**	**5948108,97**	**5720829,14**	**5455868,86**

Продолжение Т.П.4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Продажа продукции по направлениям												
Нефти												
на внутренний рынок	тыс. тонн	43,3	40,5	37,9	35,9	33,8	32,0	30,4	29,1	28,5	31,7	30,2
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м3	3,8	3,4	3,2	3,0	2,8	2,7	2,5	2,4	2,3	2,8	2,7
Цена реализации продукции												
Нефти												
на внутренний рынок	тг/тонн	120022,8	123023,4	126098,9	129251,4	132482,7	135794,8	139189,6	142669,4	146236,1	149892,0	153639,3
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	2523,6	2586,7	2651,3	2717,6	2785,6	2855,2	2926,6	2999,7	3074,7	3151,6	3230,4
Производственная прибыль от реализации												
Нефти												
на внутренний рынок	тыс.тг.	5197163,7	4978025,6	4776598,0	4637541,5	4482333,7	4349485,5	4233920,4	4154455,0	4172993,2	4755052,5	4646901,3
Товарного газа	тыс.тг.											
на внутренний рынок	тыс.тг.	9531,6	8730,0	8388,8	8060,5	7805,1	7589,1	7392,5	7265,4	7013,5	8925,3	8751,1
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	**5206695,2**	**4986755,6**	**4784986,8**	**4645602,0**	**4490138,9**	**4357074,6**	**4241313,0**	**4161720,4**	**4180006,7**	**4763977,8**	**4655652,5**

Продолжение Т.П.4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
Продажа продукции по направлениям											
Нефти											
на внутренний рынок	тыс. тонн	32,7	31,8	33,0	33,5	32,4	30,9	29,5	28,3	27,1	25,9
Товарного газа											
на внутренний рынок	млн.м3	3,0	5,7	5,8	5,7	5,4	5,1	4,8	4,5	4,3	4,0
Цена реализации продукции											
Нефти											
на внутренний рынок	тг/тонн	157480,3	161417,3	165452,7	169589,1	173828,8	178174,5	182628,9	187194,6	191874,5	196671,3
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	3311,2	3393,9	3478,8	3565,8	3654,9	3746,3	3839,9	3935,9	4034,3	4135,2
Производственная прибыль от реализации											
Нефти											
на внутренний рынок	тыс.тг.	5145464,8	5124999,6	5467847,3	5675435,0	5638512,8	5507596,4	5396129,9	5288603,1	5199766,5	5085614,2
Товарного газа	тыс.тг.										
на внутренний рынок	тыс.тг.	9801,0	19382,8	20187,4	20381,8	19879,0	19128,4	18454,7	17810,1	17246,7	16619,3
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	**5155265,8**	**5144382,4**	**5488034,7**	**5695816,9**	**5658391,8**	**5526724,9**	**5414584,6**	**5306413,2**	**5217013,3**	**5102233,5**

Таблица П.4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли в целом по месторождению (1 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.	**27 389,65**	760,16	945,41	963,97	938,40	919,33	896,17	850,10	816,19	774,57	745,06	710,63
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	**309 391,82**	10 278,28	12 783,04	13 034,01	12 688,23	12 430,47	12 117,23	11 494,41	11 035,80	10 473,11	10 074,09	9 608,61
Затраты на материалы	тыс.тг.	**1 619 527,87**	44 947,69	55 901,23	56 998,72	55 486,63	54 359,41	52 989,59	50 265,94	48 260,40	45 799,71	44 054,77	42 019,17
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	**50 405,33**	4 012,40	0,00	0,00	0,00	0,00	5 554,48	0,00	0,00	0,00	0,00	6 284,38
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	**62 613,57**	1 072,25	1 125,87	1 313,51	1 379,19	1 448,14	1 484,35	1 521,46	1 559,49	1 598,48	1 638,44	1 679,40
Ремонт скважин	тыс.тг.	**1 362,91**	0,00	32,93	0,00	40,34	42,35	43,41	44,50	45,61	46,75	47,92	49,12
НИР	тыс.тг.	**2 843 141,50**	48 688,60	51 123,03	59 643,53	62 625,71	65 756,99	67 400,92	69 085,94	70 813,09	72 583,42	74 398,00	76 257,95
Транспортные услуги	тыс.тг.	**4 055 745,61**	76 871,66	80 715,24	84 751,00	88 988,55	93 437,98	95 773,93	98 168,28	100 622,48	103 138,04	105 716,50	108 359,41
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	**10 971 301,04**	187 882,75	197 276,89	230 156,37	241 664,19	253 747,40	260 091,09	266 593,36	273 258,20	280 089,65	287 091,89	294 269,19
Охрана труда	тыс.тг.	**1 886 690,13**	32 309,43	33 924,91	39 579,06	41 558,01	43 635,91	44 726,81	45 844,98	46 991,10	48 165,88	49 370,03	50 604,28
Охрана объектов	тыс.тг.	**2 285 072,26**	39 583,50	41 562,68	43 640,81	45 822,85	48 113,99	49 316,84	50 549,77	57 570,57	59 009,83	60 485,08	61 997,20
Аренда	тыс.тг.	**365 415,62**	6 257,72	6 570,60	7 665,70	8 048,99	8 451,44	8 662,72	8 879,29	9 101,27	9 328,81	9 562,03	9 801,08
Страхование	тыс.тг.	**595 063,63**	10 190,42	10 699,94	12 483,27	13 107,43	13 762,80	14 106,87	14 459,54	14 821,03	15 191,56	15 571,35	15 960,63
Расходы на экологические мероприятия	тыс.тг.	**1 053 476,94**	18 040,72	18 942,75	22 099,88	23 204,87	24 365,12	24 974,24	25 598,60	26 238,57	26 894,53	27 566,89	28 256,07
Прочие услуги	тыс.тг.	**714 715,00**	17 563,73	18 441,91	21 515,56	22 591,34	23 720,91	24 313,93	24 921,78	25 544,82	26 183,45	26 838,03	27 508,98
Командировочные расходы	тыс.тг.	**143 757,35**	2 461,83	2 584,93	3 015,75	3 166,53	3 324,86	3 407,98	3 493,18	3 580,51	3 670,02	3 761,78	3 855,82
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	**495 810,21**	8 490,71	8 915,25	10 401,13	10 921,18	11 467,24	11 753,92	12 047,77	12 348,96	12 657,69	12 974,13	13 298,48
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	**36 012 797,20**	616 716,60	647 552,43	755 477,84	793 251,73	832 914,31	853 737,17	875 080,60	896 957,62	919 381,56	942 366,10	965 925,25
Затраты на персонал	тыс.тг.	**904 684,95**	15 492,67	16 267,30	18 978,52	19 927,44	20 923,81	21 446,91	21 983,08	22 532,66	23 095,97	23 673,37	24 265,21
Услуги по хранению	тыс.тг.	**1 171 685,51**	20 065,03	21 068,28	24 579,66	25 808,65	27 099,08	27 776,56	28 470,97	29 182,74	29 912,31	30 660,12	31 426,62
Потери нефти	тыс.тг.	**569 029,23**	10 985,62	11 637,40	13 314,31	14 088,60	14 640,19	14 891,56	14 401,48	14 639,05	14 860,72	15 088,57	15 396,79
Услуги по информатизации	тыс.тг.	**596 540,61**	10 215,72	10 726,50	12 514,25	13 139,96	13 796,96	14 141,89	14 495,43	14 857,82	15 229,27	15 610,00	16 000,25
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	**246 998,47**	0,00	0,00	0,00	79 007,91	82 958,30	85 032,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	**518 642,69**	41 701,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	**32 839,80**	0,00	0,00	32 839,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ОРЭ ТО	тыс.тг.	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	**67 534 098,90**	**1 224 588,83**	**1 248 798,52**	**1 464 966,64**	**1 577 456,73**	**1 651 317,02**	**1 694 640,83**	**1 638 250,47**	**1 680 777,99**	**1 718 085,33**	**1 757 294,13**	**1 803 534,52**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	**4 547 414,09**	68 837,26	78 754,65	95 657,81	100 440,70	105 462,74	108 099,31	110 801,79	113 571,83	116 411,13	119 321,41	122 304,44
Налог на имущество	тыс.тг.	**441 712,21**	34 577,06	47 287,51	41 233,04	36 136,65	31 857,82	27 663,55	24 028,02	20 937,82	18 337,28	16 126,83	14 274,07
Земельный налог	тыс.тг.	**29 852,61**	565,82	594,11	623,82	655,01	687,76	704,95	722,57	740,64	759,16	778,13	797,59
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	**279 878,17**	9 297,81	11 563,64	11 790,66	11 477,87	11 244,70	10 961,34	10 397,93	9 983,07	9 474,05	9 113,10	8 692,02
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	**40 788,76**	773,10	811,76	852,34	894,96	939,71	963,20	987,28	1 011,96	1 037,26	1 063,19	1 089,77
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	**2 285 175,64**	44 440,63	46 863,54	53 599,37	56 663,77	58 668,64	59 659,84	57 698,34	58 657,59	59 563,96	60 494,21	61 746,74
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	**2 366,31**	116,72	137,11	132,77	112,48	103,15	88,86	79,39	73,32	66,11	60,29	54,39
Итого производственных затрат	тыс.тг.	**75 161 286,69**	**1 383 197,23**	**1 434 810,83**	**1 668 856,46**	**1 783 838,17**	**1 860 281,53**	**1 902 781,88**	**1 842 965,80**	**1 885 754,22**	**1 923 734,28**	**1 964 251,29**	**2 012 493,53**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	**27 180 871,45**	856 637,35	1 137 527,28	1 145 839,46	1 116 121,47	1 093 462,67	1 065 908,18	1 011 120,86	970 778,47	921 280,73	886 180,38	845 233,52
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**27 180 871,45**	**856 637,35**	**1 137 527,28**	**1 145 839,46**	**1 116 121,47**	**1 093 462,67**	**1 065 908,18**	**1 011 120,86**	**970 778,47**	**921 280,73**	**886 180,38**	**845 233,52**
Административные расходы	тыс.тг.	**25 532 476,69**	555 668,15	583 451,55	612 624,13	643 255,34	675 418,11	692 303,56	709 611,15	727 351,43	745 535,21	764 173,59	783 277,93
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**2 168 237,00**	**138 998,26**	**116 042,49**	**39 099,25**	**44 798,90**	**48 252,62**	**50 525,86**	**50 921,28**	**50 029,22**	**50 479,00**	**52 438,88**	**52 776,07**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	**704 312,44**	21 688,27	37 615,33	12 380,99	14 524,83	15 643,49	16 375,54	16 805,34	16 237,91	16 659,57	17 028,94	17 417,23
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	**697 448,15**	32 796,38	37 615,33	12 380,99	14 524,83	15 643,49	16 375,54	16 805,34	16 237,91	16 659,57	17 028,94	17 417,23
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	**784 448,80**	84 513,62	40 811,83	14 337,28	15 749,23	16 965,63	17 774,78	17 310,60	17 553,40	17 159,86	18 381,00	17 941,62
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**54 881 585,14**	**1 551 303,76**	**1 837 021,32**	**1 797 562,84**	**1 804 175,71**	**1 817 133,40**	**1 808 737,60**	**1 771 653,28**	**1 748 159,11**	**1 717 294,95**	**1 702 792,85**	**1 681 287,52**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**130 042 871,83**	**2 934 500,99**	**3 271 832,15**	**3 466 419,30**	**3 588 013,87**	**3 677 414,93**	**3 711 519,48**	**3 614 619,09**	**3 633 913,33**	**3 641 029,22**	**3 667 044,14**	**3 693 781,05**
Доходы (убытки)													
Производственный доход	тыс.тг.	**178 283 802,64**	6 701 691,12	8 106 660,63	7 935 520,00	7 485 346,40	7 064 712,25	6 884 349,09	6 529 516,09	6 268 415,74	5 948 108,97	5 720 829,14	5 455 868,86
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	**130 042 871,83**	2 934 500,99	3 271 832,15	3 466 419,30	3 588 013,87	3 677 414,93	3 711 519,48	3 614 619,09	3 633 913,33	3 641 029,22	3 667 044,14	3 693 781,05
Операционный доход	**тыс.тг.**	**48 240 930,81**	**3 767 190,13**	**4 834 828,48**	**4 469 100,70**	**3 897 332,53**	**3 387 297,32**	**3 172 829,61**	**2 914 897,01**	**2 634 502,41**	**2 307 079,74**	**2 053 785,00**	**1 762 087,81**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	**3 852 123,64**	153 475,76	185 655,69	184 500,24	175 451,19	168 317,97	160 074,61	152 061,41	142 433,52	135 784,36	127 425,40	122 483,86
Балансовая прибыль	**тыс.тг.**	**44 388 807,17**	**3 613 714,37**	**4 649 172,79**	**4 284 600,47**	**3 721 881,34**	**3 218 979,34**	**3 012 755,00**	**2 762 835,60**	**2 492 068,89**	**2 171 295,39**	**1 926 359,60**	**1 639 603,95**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	**5 099 325,99**	594 977,96	517 669,26	452 519,90	397 754,19	351 841,68	299 065,43	266 299,75	226 354,79	205 110,66	174 344,06	161 516,50
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	**43 141 604,82**	3 172 212,17	4 317 159,22	4 016 580,81	3 499 578,34	3 035 455,64	2 873 764,18	2 648 597,26	2 408 147,62	2 101 969,09	1 879 440,94	1 600 571,31
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	**43 386 468,55**	3 172 212,17	4 317 159,22	4 016 580,81	3 499 578,34	3 035 455,64	2 873 764,18	2 648 597,26	2 408 147,62	2 101 969,09	1 879 440,94	1 600 571,31
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**8 677 293,71**	634 442,43	863 431,84	803 316,16	699 915,67	607 091,13	574 752,84	529 719,45	481 629,52	420 393,82	375 888,19	320 114,26
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	**34 464 311,11**	2 537 769,73	3 453 727,38	3 213 264,64	2 799 662,67	2 428 364,51	2 299 011,35	2 118 877,81	1 926 518,10	1 681 575,27	1 503 552,75	1 280 457,05
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**3 425 150,77**	415 280,98	792 679,78	638 569,97	440 440,93	299 075,38	254 730,56	216 652,71	165 475,15	101 655,70	68 760,35	26 443,76
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	**31 039 160,34**	**2 122 488,75**	**2 661 047,59**	**2 574 694,67**	**2 359 221,74**	**2 129 289,13**	**2 044 280,78**	**1 902 225,10**	**1 761 042,95**	**1 579 919,57**	**1 434 792,40**	**1 254 013,29**

Продолжение Т.П.4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	678,29	649,69	623,40	605,25	585,00	567,66	552,57	542,20	544,62	620,59	606,47
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	9 171,27	8 784,57	8 429,11	8 183,72	7 909,83	7 675,40	7 471,47	7 331,24	7 363,95	8 391,09	8 200,24
Затраты на материалы	тыс.тг.	40 106,68	38 415,58	36 861,16	35 788,05	34 590,31	33 565,12	32 673,30	32 060,06	32 203,12	36 694,89	35 860,28
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	7 110,20	0,00	0,00	0,00	0,00	8 044,54	0,00
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	1 721,39	1 764,42	1 808,53	1 853,75	1 900,09	1 947,59	1 996,28	2 046,19	2 097,35	2 149,78	2 203,52
Ремонт скважин	тыс.тг.	50,34	51,60	52,89	54,21	55,57	56,96	58,38	59,84	0,00	0,00	64,44
НИР	тыс.тг.	78 164,40	80 118,51	82 121,47	84 174,51	86 278,87	88 435,85	90 646,74	92 912,91	95 235,73	97 616,63	100 057,04
Транспортные услуги	тыс.тг.	111 068,39	113 845,10	116 691,23	119 608,51	122 598,72	125 663,69	128 805,28	132 025,42	135 326,05	138 709,20	142 176,93
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	301 625,92	309 166,57	316 895,73	324 818,13	332 938,58	341 262,04	349 793,59	358 538,43	367 501,90	376 689,44	386 106,68
Охрана труда	тыс.тг.	51 869,39	53 166,12	54 495,27	55 857,66	57 254,10	58 685,45	60 152,59	61 656,40	63 197,81	64 777,76	66 397,20
Охрана объектов	тыс.тг.	63 547,13	65 135,81	66 764,21	68 433,31	70 144,14	71 897,75	73 695,19	75 537,57	77 426,01	79 361,66	81 345,70
Аренда	тыс.тг.	10 046,10	10 297,26	10 554,69	10 818,55	11 089,02	11 366,24	11 650,40	11 941,66	12 240,20	12 546,21	12 859,86
Страхование	тыс.тг.	16 359,65	16 768,64	17 187,85	17 617,55	18 057,99	18 509,44	18 972,18	19 446,48	19 932,64	20 430,96	20 941,73
Расходы на экологические мероприятия	тыс.тг.	28 962,47	29 686,53	30 428,69	31 189,41	31 969,14	32 768,37	33 587,58	34 427,27	35 287,95	36 170,15	37 074,41
Прочие услуги	тыс.тг.	28 196,71	28 901,62	29 624,17	30 364,77	31 123,89	31 901,99	32 699,54	33 517,02	34 354,95	12 676,98	12 993,90
Командировочные расходы	тыс.тг.	3 952,22	4 051,02	4 152,30	4 256,10	4 362,51	4 471,57	4 583,36	4 697,94	4 815,39	4 935,78	5 059,17
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	13 630,95	13 971,72	14 321,01	14 679,04	15 046,01	15 422,16	15 807,72	16 202,91	16 607,98	17 023,18	17 448,76
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	990 073,38	1 014 825,21	1 040 195,84	1 066 200,74	1 092 855,76	1 120 177,15	1 148 181,58	1 176 886,12	1 206 308,27	1 236 465,98	1 267 377,63
Затраты на персонал	тыс.тг.	24 871,84	25 493,63	26 130,98	26 784,25	27 453,86	28 140,20	28 843,71	29 564,80	30 303,92	31 061,52	31 838,06
Услуги по хранению	тыс.тг.	32 212,29	33 017,60	33 843,04	34 689,11	35 556,34	36 445,25	37 356,38	38 290,29	39 247,55	40 228,74	41 234,45
Потери нефти	тыс.тг.	15 597,42	15 894,29	16 177,47	16 517,69	16 888,38	17 190,88	17 540,32	17 932,91	18 882,79	19 364,75	19 137,27
Услуги по информатизации	тыс.тг.	16 400,25	16 810,26	17 230,52	17 661,28	18 102,81	18 555,38	19 019,27	19 494,75	19 982,12	20 481,67	20 993,71
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	73 411,68	75 246,97	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ОРЭ ТО	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	**1 838 306,47**	**1 880 815,75**	**1 924 589,56**	**1 970 155,60**	**2 023 871,12**	**2 064 706,15**	**2 114 087,42**	**2 165 112,42**	**2 292 271,98**	**2 339 688,44**	**2 309 977,47**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	125 362,05	128 496,10	131 708,51	135 001,22	138 376,25	141 835,66	145 381,55	149 016,09	152 741,49	156 560,03	160 474,03
Налог на имущество	тыс.тг.	12 699,23	11 382,40	10 263,09	9 335,64	8 547,30	7 732,17	7 039,32	6 469,51	5 985,18	5 592,62	5 258,95
Земельный налог	тыс.тг.	817,53	837,97	858,91	880,39	902,40	924,96	948,08	971,78	996,08	1 020,98	1 046,50
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	8 296,40	7 946,58	7 625,04	7 403,06	7 155,29	6 943,22	6 758,74	6 631,89	6 661,48	7 590,64	7 418,00
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	1 117,02	1 144,94	1 173,57	1 202,91	1 232,98	1 263,80	1 295,40	1 327,78	1 360,98	1 395,00	1 429,88
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	62 565,19	63 769,36	64 917,22	66 293,37	67 791,39	69 015,08	70 426,38	72 010,09	75 843,83	77 783,47	76 863,45
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	47,66	43,65	41,94	40,30	39,03	37,95	36,96	36,33	35,07	44,63	43,76
Итого производственных затрат	тыс.тг.	**2 049 211,55**	**2 094 436,76**	**2 141 177,85**	**2 190 312,49**	**2 247 915,76**	**2 292 458,99**	**2 345 973,85**	**2 401 575,90**	**2 535 896,09**	**2 589 675,81**	**2 562 512,03**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	806 762,85	772 745,75	741 477,86	719 891,93	695 798,82	675 176,60	657 237,27	644 901,74	647 779,46	738 133,32	721 344,87
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**806 762,85**	**772 745,75**	**741 477,86**	**719 891,93**	**695 798,82**	**675 176,60**	**657 237,27**	**644 901,74**	**647 779,46**	**738 133,32**	**721 344,87**
Административные расходы	тыс.тг.	802 859,88	822 931,38	843 504,66	778 133,05	708 965,67	726 689,81	744 857,06	763 478,48	782 565,44	802 129,58	822 182,82
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**55 043,25**	**55 208,84**	**57 395,94**	**57 796,01**	**60 114,12**	**60 775,54**	**62 726,16**	**63 480,72**	**65 767,29**	**68 827,85**	**71 058,50**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	17 875,74	18 219,47	18 640,47	19 074,02	21 063,36	20 659,27	21 802,22	21 578,41	22 853,97	23 381,07	24 673,35
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	17 875,74	18 219,47	18 640,47	19 074,02	19 525,38	20 058,13	20 461,97	20 951,15	21 456,66	22 723,39	23 192,57
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	19 291,77	18 769,90	20 114,99	19 647,98	21 063,36	20 659,27	21 802,22	21 578,41	22 853,97	23 381,07	24 673,35
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**1 664 665,97**	**1 650 885,96**	**1 642 378,45**	**1 555 820,99**	**1 464 878,60**	**1 462 641,94**	**1 464 820,49**	**1 471 860,94**	**1 496 112,19**	**1 609 090,75**	**1 614 586,19**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**3 713 877,52**	**3 745 322,72**	**3 783 556,30**	**3 746 133,48**	**3 712 794,36**	**3 755 100,93**	**3 810 794,33**	**3 873 436,84**	**4 032 008,27**	**4 198 766,56**	**4 177 098,22**
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг.	5 206 695,24	4 986 755,64	4 784 986,81	4 645 601,98	4 490 138,88	4 357 074,60	4 241 312,96	4 161 720,35	4 180 006,66	4 763 977,81	4 655 652,49
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	3 713 877,52	3 745 322,72	3 783 556,30	3 746 133,48	3 712 794,36	3 755 100,93	3 810 794,33	3 873 436,84	4 032 008,27	4 198 766,56	4 177 098,22
Операционный доход	**тыс.тг.**	**1 492 817,71**	**1 241 432,92**	**1 001 430,51**	**899 468,50**	**777 344,53**	**601 973,67**	**430 518,62**	**288 283,51**	**147 998,39**	**565 211,25**	**478 554,27**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	114 057,59	110 463,18	103 408,26	101 852,95	96 043,09	93 808,52	89 088,82	88 243,98	86 475,85	99 769,58	95 122,31
Балансовая прибыль	**тыс.тг.**	**1 378 760,13**	**1 130 969,74**	**898 022,25**	**797 615,55**	**681 301,44**	**508 165,15**	**341 429,80**	**200 039,53**	**61 522,54**	**465 441,67**	**383 431,95**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	137 289,02	130 532,18	110 952,35	108 709,72	92 403,26	89 530,27	76 100,73	76 123,12	64 704,65	66 886,45	56 853,49
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	1 355 528,69	1 110 900,74	890 478,16	790 758,78	684 941,27	512 443,40	354 417,89	212 160,39	83 293,74	498 324,80	421 700,78
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	1 355 528,69	1 110 900,74	890 478,16	790 758,78	684 941,27	512 443,40	354 417,89	212 160,39	83 293,74	498 324,80	421 700,78
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	271 105,74	222 180,15	178 095,63	158 151,76	136 988,25	102 488,68	70 883,58	42 432,08	16 658,75	99 664,96	84 340,16
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	1 084 422,95	888 720,59	712 382,52	632 607,03	547 953,01	409 954,72	283 534,32	169 728,31	66 634,99	398 659,84	337 360,63
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	5 385,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	**1 079 037,47**	**888 720,59**	**712 382,52**	**632 607,03**	**547 953,01**	**409 954,72**	**283 534,32**	**169 728,31**	**66 634,99**	**398 659,84**	**337 360,63**

Продолжение Т.П.4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)											
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	671,54	668,87	713,62	740,71	735,89	718,80	704,26	2 053,98	2 180,74	2 305,52
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	9 080,04	9 043,93	9 648,94	10 015,26	9 950,11	9 719,08	9 522,38	9 332,63	9 175,86	8 974,42
Затраты на материалы	тыс.тг.	39 707,71	39 549,78	42 195,55	43 797,51	43 512,58	42 502,29	41 642,10	121 450,08	128 945,13	136 323,30
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	9 101,65	0,00	0,00	0,00	0,00	10 297,69	0,00
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	2 258,61	2 315,08	2 372,95	2 432,28	2 493,08	2 555,41	2 619,30	2 684,78	2 751,90	2 820,70
Ремонт скважин	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	72,91	74,74	76,60	78,52	80,48	82,49
НИР	тыс.тг.	102 558,47	105 122,43	107 750,49	110 444,25	113 205,36	116 035,49	118 936,38	121 909,79	124 957,53	128 081,47
Транспортные услуги	тыс.тг.	145 731,36	149 374,64	153 109,01	156 936,73	160 860,15	164 881,65	169 003,69	173 228,79	177 559,51	181 998,49
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	395 759,35	405 653,33	415 794,66	426 189,53	436 844,27	447 765,37	458 959,51	470 433,50	482 194,33	494 249,19
Охрана труда	тыс.тг.	68 057,13	69 758,56	71 502,52	73 290,08	75 122,34	77 000,39	78 925,40	80 898,54	82 921,00	84 994,03
Охрана объектов	тыс.тг.	83 379,35	85 463,83	87 600,42	89 790,44	92 035,20	94 336,08	96 694,48	99 111,84	101 589,64	104 129,38
Аренда	тыс.тг.	13 181,36	13 510,89	13 848,66	14 194,88	14 549,75	14 913,50	15 286,33	15 668,49	16 060,20	16 461,71
Страхование	тыс.тг.	21 465,27	22 001,91	22 551,95	23 115,75	23 693,65	24 285,99	24 893,14	25 515,47	26 153,35	26 807,19
Расходы на экологические мероприятия	тыс.тг.	38 001,27	38 951,30	39 925,08	40 923,21	41 946,29	42 994,95	44 069,82	45 171,56	46 300,85	47 458,38
Прочие услуги	тыс.тг.	13 318,75	13 651,72	13 993,01	14 342,84	14 701,41	15 068,94	15 445,66	15 831,81	16 227,60	16 633,29
Командировочные расходы	тыс.тг.	5 185,65	5 315,29	5 448,17	5 584,38	5 723,99	5 867,09	6 013,76	6 164,11	6 318,21	6 476,16
Почтовые услуги и связь	тыс.тг.	17 884,98	18 332,11	18 790,41	19 260,17	19 741,67	20 235,22	20 741,10	21 259,62	21 791,11	22 335,89
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	1 299 062,07	1 331 538,62	1 364 827,09	1 398 947,77	1 433 921,46	1 469 769,50	1 506 513,73	1 544 176,58	1 582 780,99	1 622 350,52
Затраты на персонал	тыс.тг.	32 634,01	33 449,86	34 286,10	35 143,26	36 021,84	36 922,38	37 845,44	38 791,58	39 761,37	40 755,40
Услуги по хранению	тыс.тг.	42 265,31	43 321,95	44 405,00	45 515,12	46 653,00	47 819,32	49 014,81	50 240,18	51 496,18	52 783,59
Потери нефти	тыс.тг.	20 301,70	20 750,09	21 332,95	21 926,72	21 734,29	22 189,22	22 658,85	23 759,43	24 403,55	24 903,98
Услуги по информатизации	тыс.тг.	21 518,55	22 056,52	22 607,93	23 173,13	23 752,46	24 346,27	24 954,92	25 578,80	26 218,27	26 873,72
Гидроразрыв пласта (ГРП)	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	79 056,35	81 032,75	83 058,57	85 135,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ликвидация	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ОРЭ ТО	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	**2 451 078,82**	**2 510 863,44**	**2 575 763,10**	**2 650 000,70**	**2 617 271,68**	**2 680 001,68**	**2 744 521,68**	**2 893 340,07**	**2 980 165,51**	**3 047 798,82**
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	164 485,88	168 598,02	172 812,97	177 133,30	181 561,63	186 100,67	190 753,19	195 522,02	200 410,07	205 420,32
Налог на имущество	тыс.тг.	4 994,45	4 769,63	4 597,65	4 451,47	4 346,34	4 256,99	3 618,44	3 075,67	2 614,32	2 222,17
Земельный налог	тыс.тг.	1 072,67	1 099,48	1 126,97	1 155,14	1 184,02	1 213,62	1 243,96	1 275,06	1 306,94	1 339,61
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	8 213,87	8 181,20	8 728,50	9 059,88	9 000,94	8 791,95	8 614,02	8 442,37	8 300,56	8 118,33
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	1 465,62	1 502,27	1 539,82	1 578,32	1 617,78	1 658,22	1 699,68	1 742,17	1 785,72	1 830,36
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	81 557,73	83 364,91	85 711,44	88 101,34	87 320,67	89 153,67	91 045,32	95 461,67	98 053,91	100 069,50
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	49,01	96,91	100,94	101,91	99,39	95,64	92,27	89,05	86,23	83,10
Итого производственных затрат	тыс.тг.	**2 712 918,05**	**2 778 475,87**	**2 850 381,39**	**2 931 582,06**	**2 902 402,46**	**2 971 272,45**	**3 041 588,56**	**3 198 948,08**	**3 292 723,26**	**3 366 882,22**
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг											
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	798 737,56	795 560,72	848 781,44	881 005,57	875 274,08	854 951,75	837 648,64	820 957,12	807 166,89	789 446,87
Итого расходы по реализации	**тыс.тг.**	**798 737,56**	**795 560,72**	**848 781,44**	**881 005,57**	**875 274,08**	**854 951,75**	**837 648,64**	**820 957,12**	**807 166,89**	**789 446,87**
Административные расходы	тыс.тг.	842 737,39	863 805,82	885 400,97	907 535,99	930 224,39	953 480,00	977 317,00	1 001 749,93	1 026 793,68	1 052 463,52
Общехозяйственные расходы	**тыс.тг.**	**69 381,66**	**74 404,72**	**75 409,89**	**78 202,93**	**79 588,58**	**79 485,73**	**80 466,33**	**82 393,52**	**86 858,67**	**89 488,95**
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	23 600,94	25 812,45	25 632,66	27 138,71	27 050,88	27 614,17	27 352,01	28 000,95	29 502,18	30 408,71
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	22 890,36	24 296,14	24 888,62	25 532,11	26 268,85	25 935,78	26 557,16	27 196,29	28 678,25	29 540,12
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	23 600,94	25 812,45	25 632,66	27 138,71	27 050,88	27 614,17	27 352,01	28 000,95	29 502,18	30 408,71
Итого не производственные затраты	**тыс.тг.**	**1 710 856,60**	**1 733 771,26**	**1 809 592,30**	**1 866 744,49**	**1 885 087,05**	**1 887 917,48**	**1 895 431,98**	**1 905 100,57**	**1 920 819,24**	**1 931 399,34**
Итого затраты	**тыс.тг.**	**4 423 774,65**	**4 512 247,14**	**4 659 973,69**	**4 798 326,55**	**4 787 489,51**	**4 859 189,93**	**4 937 020,53**	**5 104 048,65**	**5 213 542,51**	**5 298 281,57**
Доходы (убытки)											
Производственный доход	тыс.тг.	5 155 265,81	5 144 382,35	5 488 034,67	5 695 816,88	5 658 391,81	5 526 724,88	5 414 584,56	5 306 413,19	5 217 013,27	5 102 233,51
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	4 423 774,65	4 512 247,14	4 659 973,69	4 798 326,55	4 787 489,51	4 859 189,93	4 937 020,53	5 104 048,65	5 213 542,51	5 298 281,57
Операционный доход	**тыс.тг.**	**731 491,16**	**632 135,22**	**828 060,98**	**897 490,33**	**870 902,30**	**667 534,95**	**477 564,03**	**202 364,54**	**3 470,76**	**-196 048,05**
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	107 028,72	104 002,96	113 233,64	114 665,93	116 850,97	111 354,04	106 439,40	101 774,06	97 623,89	93 151,92
Балансовая прибыль	**тыс.тг.**	**624 462,44**	**528 132,26**	**714 827,34**	**782 824,40**	**754 051,33**	**556 180,91**	**371 124,63**	**100 590,47**	**-94 153,13**	**-289 199,98**
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	60 662,96	51 563,52	56 616,49	48 124,02	54 142,91	46 021,48	39 118,26	33 250,52	28 262,94	24 023,50
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	670 828,20	580 571,70	771 444,49	849 366,31	816 759,38	621 513,47	438 445,77	169 114,02	-24 792,18	-220 071,55
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	670 828,20	580 571,70	771 444,49	849 366,31	816 759,38	621 513,47	438 445,77	169 114,02	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	134 165,64	116 114,34	154 288,90	169 873,26	163 351,88	124 302,69	87 689,15	33 822,80	0,00	0,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	536 662,56	464 457,36	617 155,59	679 493,05	653 407,51	497 210,77	350 756,62	135 291,22	-24 792,18	-220 071,55
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	**536 662,56**	**464 457,36**	**617 155,59**	**679 493,05**	**653 407,51**	**497 210,77**	**350 756,62**	**135 291,22**	**-24 792,18**	**-220 071,55**

Таблица П.4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения в целом по месторождению (1 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 (без НДС)	тыс.тг.	**178 283 803**	6 701 691	8 106 661	7 935 520	7 485 346	7 064 712	6 884 349	6 529 516	6 268 416	5 948 109	5 720 829	5 455 869
Итого приток средств	тыс.тг.	**178 283 803**	6 701 691	8 106 661	7 935 520	7 485 346	7 064 712	6 884 349	6 529 516	6 268 416	5 948 109	5 720 829	5 455 869
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	**130 042 872**	2 934 501	3 271 832	3 466 419	3 588 014	3 677 415	3 711 519	3 614 619	3 633 913	3 641 029	3 667 044	3 693 781
прямые затраты	тыс.тг.	**67 534 099**	1 224 589	1 248 799	1 464 967	1 577 457	1 651 317	1 694 641	1 638 250	1 680 778	1 718 085	1 757 294	1 803 535
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	**7 627 188**	158 608	186 012	203 890	206 381	208 965	208 141	204 715	204 976	205 649	206 957	208 959
расходы периода	тыс.тг.	**54 881 585**	1 551 304	1 837 021	1 797 563	1 804 176	1 817 133	1 808 738	1 771 653	1 748 159	1 717 295	1 702 793	1 681 288
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	**3 996 726**	**2 727 787**	**79 587**	**83 340**	**87 415**	**91 671**	**0**	**80 628**	**0**	**84 727**	**0**	**88 827**
Бурение	тыс.тг.	**2 547 134**	**2 547 134**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**1 449 592**	**180 653**	**79 587**	**83 340**	**87 415**	**91 671**	**0**	**80 628**	**0**	**84 727**	**0**	**88 827**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	**8 677 294**	634 442	863 432	803 316	699 916	607 091	574 753	529 719	481 630	420 394	375 888	320 114
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	**3 425 151**	415 281	792 680	638 570	440 441	299 075	254 731	216 653	165 475	101 656	68 760	26 444
Итого отток средств	тыс.тг.	**144 304 556**	6 712 011	5 007 530	4 991 646	4 815 786	4 675 252	4 541 003	4 441 619	4 281 018	4 247 806	4 111 693	4 129 166
Поток денежной наличности	тыс.тг.	**33 979 247**	-10 320	3 099 130	2 943 874	2 669 561	2 389 460	2 343 346	2 087 897	1 987 398	1 700 303	1 609 136	1 326 703
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**16 003 317**	-10 320	2 795 787	2 395 785	1 959 895	1 582 548	1 400 096	1 125 369	966 351	745 832	636 754	473 605
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	**13 278 948**	-10 320	2 694 896	2 225 992	1 755 280	1 366 182	1 165 057	902 656	747 136	555 832	457 417	327 941
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	**11 014 892**	-10 320	2 582 609	2 044 357	1 544 885	1 152 324	941 738	699 233	554 646	395 436	311 861	214 270
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	**33 979 247**	-10 320	3 088 810	6 032 685	8 702 245	11 091 705	13 435 052	15 522 949	17 510 347	19 210 650	20 819 786	22 146 489
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	**16 003 317**	-10 320	2 785 467	5 181 252	7 141 147	8 723 695	10 123 792	11 249 161	12 215 512	12 961 343	13 598 097	14 071 703
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	**13 278 948**	-10 320	2 684 576	4 910 568	6 665 847	8 032 029	9 197 086	10 099 742	10 846 878	11 402 710	11 860 127	12 188 068
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	**11 014 892**	-10 320	2 572 288	4 616 646	6 161 530	7 313 855	8 255 593	8 954 826	9 509 472	9 904 908	10 216 770	10 431 039

Продолжение Т.П.4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	5 206 695	4 986 756	4 784 987	4 645 602	4 490 139	4 357 075	4 241 313	4 161 720	4 180 007	4 763 978	4 655 652
Итого приток средств	тыс.тг.	5 206 695	4 986 756	4 784 987	4 645 602	4 490 139	4 357 075	4 241 313	4 161 720	4 180 007	4 763 978	4 655 652
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	3 713 878	3 745 323	3 783 556	3 746 133	3 712 794	3 755 101	3 810 794	3 873 437	4 032 008	4 198 767	4 177 098
прямые затраты	тыс.тг.	1 838 306	1 880 816	1 924 590	1 970 156	2 023 871	2 064 706	2 114 087	2 165 112	2 292 272	2 339 688	2 309 977
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	210 905	213 621	216 588	220 157	224 045	227 753	231 886	236 463	243 624	249 987	252 535
расходы периода	тыс.тг.	1 664 666	1 650 886	1 642 378	1 555 821	1 464 879	1 462 642	1 464 820	1 471 861	1 496 112	1 609 091	1 614 586
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	**0**	**92 243**	**0**	**96 001**	**0**	**73 250**	**0**	**76 250**	**0**	**79 250**	**0**
Бурение	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**0**	**92 243**	**0**	**96 001**	**0**	**73 250**	**0**	**76 250**	**0**	**79 250**	**0**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	271 106	222 180	178 096	158 152	136 988	102 489	70 884	42 432	16 659	99 665	84 340
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	5 385	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	3 990 369	4 059 746	3 952 052	3 968 021	3 827 472	3 862 856	3 795 532	3 863 661	3 895 818	4 278 928	4 173 163
Поток денежной наличности	тыс.тг.	1 216 326	**927 009,38**	**832 934,50**	**677 581,29**	**662 666,42**	**494 218,58**	**445 781,25**	**298 059,66**	**284 188,93**	**485 049,48**	**482 489,16**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.											
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	391 704	269 312	218 297	160 200	141 338	95 093	77 378	46 672	40 145	61 812	55 467
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	261 441	173 265	135 375	95 762	81 438	52 815	41 425	24 085	19 969	29 637	25 635
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	163 703	103 970	77 849	52 774	43 011	26 731	20 093	11 195	8 895	12 652	10 488
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	23 362 815	24 289 825	25 122 759	25 800 340	26 463 007	26 957 225	27 403 007	27 701 066	27 985 255	28 470 305	28 952 794
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	14 463 406	14 732 718	14 951 015	15 111 214	15 252 553	15 347 646	15 425 023	15 471 696	15 511 840	15 573 652	15 629 120
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	12 449 509	12 622 774	12 758 149	12 853 910	12 935 348	12 988 163	13 029 588	13 053 672	13 073 641	13 103 278	13 128 913
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	10 594 742	10 698 713	10 776 562	10 829 336	10 872 347	10 899 078	10 919 171	10 930 367	10 939 262	10 951 914	10 962 402

Продолжение Т.П.4.2.5

Составляющие	**Ед.изм**	**2048**	**2049**	**2050**	**2051**	**2052**	**2053**	**2054**	**2055**	**2056**	**2057**
1	**2**	**26**	**27**	**28**	**29**	**30**	**31**	**32**	**33**	**34**	**35**
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	5 155 266	5 144 382	5 488 035	5 695 817	5 658 392	5 526 725	5 414 585	5 306 413	5 217 013	5 102 234
Итого приток средств	тыс.тг.	5 155 266	5 144 382	5 488 035	5 695 817	5 658 392	5 526 725	5 414 585	5 306 413	5 217 013	5 102 234
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	4 423 775	4 512 247	4 659 974	4 798 327	4 787 490	4 859 190	4 937 021	5 104 049	5 213 543	5 298 282
прямые затраты	тыс.тг.	2 451 079	2 510 863	2 575 763	2 650 001	2 617 272	2 680 002	2 744 522	2 893 340	2 980 166	3 047 799
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	261 839	267 612	274 618	281 581	285 131	291 271	297 067	305 608	312 558	319 083
расходы периода	тыс.тг.	1 710 857	1 733 771	1 809 592	1 866 744	1 885 087	1 887 917	1 895 432	1 905 101	1 920 819	1 931 399
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	**82 250**	**0**	**85 250**	**0**	**88 250**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Бурение	тыс.тг.	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Обустройство	тыс.тг.	**82 250**	**0**	**85 250**	**0**	**88 250**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	134 166	116 114	154 289	169 873	163 352	124 303	87 689	33 823	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	4 562 969	4 545 993	4 829 201	4 920 807	4 979 883	4 903 362	4 908 115	4 956 620	4 995 188	5 080 269
Поток денежной наличности	тыс.тг.	**592 296,59**	**598 389,48**	**658 833,41**	**775 010,03**	**678 508,38**	**623 362,74**	**506 469,23**	**349 793,17**	**221 825,62**	**21 964,17**
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.										
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	61 426	55 984	55 606	59 009	46 604	38 626	28 311	17 639	10 091	901
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	27 364	24 040	23 016	23 543	17 923	14 319	10 116	6 075	3 350	288
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	10 729	9 033	8 288	8 124	5 927	4 538	3 072	1 768	934	77
Накопленный поток денежной наличности											
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	29 545 091	30 143 480	30 802 313	31 577 323	32 255 832	32 879 195	33 385 664	33 735 457	33 957 283	33 979 247
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	15 690 546	15 746 530	15 802 135	15 861 144	15 907 748	15 946 374	15 974 685	15 992 324	16 002 415	16 003 317
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	13 156 277	13 180 317	13 203 333	13 226 876	13 244 799	13 259 117	13 269 234	13 275 309	13 278 659	13 278 948
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	10 973 131	10 982 163	10 990 451	10 998 575	11 004 502	11 009 040	11 012 112	11 013 880	11 014 815	11 014 892

Таблица П.12.1 – Локальная смета демонтажа технологических оборудований и материалов месторождения Северо-Западное крыло С.Нуржанов

Наименование стройки: Демонтажные работы по ликвидации последствий недропользования месторождения блок Каратон-Сарыкамыс

Наименование объекта: Демонтаж технологических оборудований и материалов

Локальная смета № 2-8
(Локальный сметный расчет)

на Демонтаж технологических оборудований и материалов
(наименование работ и затрат)

Основание: Дефектная ведомость

Сметная стоимость	14 814,859	тыс. тенге
Средства на оплату труда	7 808,427	тыс. тенге
Нормативная трудоемкость	1,615	тыс. чел.-ч

Составлен(а) в текущих ценах 2-квартала 2026г.

Номер по порядку	Обоснование	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
1	2	3	4	5	6	7
		ВСЕГО по смете:				**14 814 859**
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			5 780 262
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*2 966 168*
		машины и механизмы	тенге			8 713 359
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*2 028 165*
		материалы, изделия и конструкции	тенге			12 902
		перевозки	тенге			308 336
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	1 615		
	Раздел 1:	**Демонтаж промыслового оборудования**				**1 380 816**
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			462 237
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*264 744*
		машины и механизмы	тенге			733 149
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*225 852*
		перевозки	тенге			185 430
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	175		
1	**1337-0205-0306** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06*	**Снятие стойки опорной, масса свыше 5,6 до 10,5 т (Станок-качалка)**	**опорная стойка**	**3**	**398 462**	**1 195 386**
2	**414-103-0501** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Погрузка**	**т**	**30**	**1 430**	**42 900**
3	**414-103-0502** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Разгрузка**	**т**	**30**	**1 430**	**42 900**
4	**411-103-0220** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 123 км**	**т·км**	**3 690**	**27**	**99 630**
	Раздел 2:	**Демонтаж электроснабжения**				**843 346**
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			471 393
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*239 348*
		машины и механизмы	тенге			324 322
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*102 199*
		материалы, изделия и конструкции	тенге			9 414
		перевозки	тенге			38 217
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	110		

5	**1133-0209-0103** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Демонтаж проводов ВЛ 6-35 кВ трех проводов с одной опоры**	**шт.**	**5**	**15 641**	**78 205**
6	**1133-0209-0301** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Опоры ВЛ- 6кВ. Демонтаж без приставок одностоечных**	**шт.**	**5**	**10 860**	**54 300**
7	**1308-0101-2501** *ЭСН РК 8.04-02-2024* *Кзтр и Кэм=1,06* *ЭСН РК 8.04-02-2024, п. 6.1, таблица 2*	**Подстанция комплектная трансформаторная напряжением до 10 кВ с трансформатором мощностью до 400 КВ•А. Демонтаж оборудования** *Коэффициент 0,4 к нормам затрат труда рабочих рабочих, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж оборудования, предназначенного для дальнейшего использования, без консервации и упаковки*	**подстанция**	**6**	**112 104**	**672 624**
8	**414-101-0701** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Погрузка**	**т**	**5,625**	**1 467**	**8 252**
9	**414-101-0702** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Разгрузка**	**т**	**5,625**	**1 467**	**8 252**
10	**414-103-0501** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Погрузка**	**т**	**4,2**	**1 430**	**6 006**
11	**414-103-0502** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Конструкции металлические. Разгрузка**	**т**	**4,2**	**1 430**	**6 006**
12	**411-103-0220** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки 123 км**	**т·км**	**359,305632**	**27**	**9 701**
	Раздел 3:	**Демонтаж трубопроводов**				**12 590 697**
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			4 846 632
		в том числе оплата труда рабочих	*тенге*			*2 462 076*
		машины и механизмы	тенге			7 655 888
		в том числе оплата труда машинистов	*тенге*			*1 700 114*
		материалы, изделия и конструкции	тенге			3 488
		перевозки	тенге			84 689
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	1 330		
		Выкидные линии из СВТ труб Ду100мм от скв№НСВ-1 до АГЗУ№9, 0,522км				
13	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³**	**м³ грунта**	**584,64**	**592**	**346 107**
14	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1**	**м³ грунта**	**584,64**	**91**	**53 202**
15	**1122-0106-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы из СВТ диаметром 100 мм. Демонтаж** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,522**	**1 471 788**	**768 274**
16	**1125-0208-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Очистка полости и испытание промысловых трубопроводов на прочность и герметичность воздухом от передвижных компрессорных установок давлением до 8 МПа (80 кгс/см2) диаметр трубопровода до 100 мм** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,522**	**1 412 510**	**737 330**

17	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Погрузка**	**т**	**1,21626**	**1 613**	**1 962**
18	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Разгрузка**	**т**	**1,21626**	**1 613**	**1 962**
19	**412-501-0220** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км**	**т·км**	**149,59998**	**60**	**8 976**
		Выкидные линии из СВТ труб Ду100мм от скв№НСВ-2 до АГЗУ№9, 0,947км				
20	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³**	**м³ грунта**	**1 060,64**	**592**	**627 899**
21	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1**	**м³ грунта**	**1 060,64**	**91**	**96 518**
22	**1122-0106-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы из СВТ диаметром 100 мм. Демонтаж** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,947**	**1 471 788**	**1 393 784**
23	**1125-0208-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Очистка полости и испытание промысловых трубопроводов на прочность и герметичность воздухом от передвижных компрессорных установок давлением до 8 МПа (80 кгс/см2) диаметр трубопровода до 100 мм** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**0,947**	**1 412 510**	**1 337 647**
24	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Погрузка**	**т**	**2,20651**	**1 613**	**3 559**
25	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Разгрузка**	**т**	**2,20651**	**1 613**	**3 559**
26	**412-501-0220** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км**	**т·км**	**271,40073**	**60**	**16 284**
		Выкидные линии из СВТ труб Ду100мм от скв№НСВ-3 до АГЗУ№9, 1,958км				
27	**1101-0201-1125** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³**	**м³ грунта**	**2 192,96**	**592**	**1 298 232**
28	**1101-0203-0149** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Изм. и доп. вып. 47* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1**	**м³ грунта**	**2 192,96**	**91**	**199 559**
29	**1122-0106-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08* *ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1*	**Трубопроводы из СВТ диаметром 100 мм. Демонтаж** *Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*	**км трубопровода**	**1,958**	**1 471 788**	**2 881 761**
30	**1125-0208-0101** *ЭСН РК 8.04-01-2024* *Кзтр и Кэм=1,08*	**Очистка полости и испытание промысловых трубопроводов на прочность и герметичность воздухом от передвижных компрессорных установок давлением до 8 МПа (80 кгс/см2) диаметр трубопровода до 100 мм**	**км трубопровода**	**1,958**	**1 412 510**	**2 765 695**

	ЭСН РК 8.04-01-2024, п. 3.15, таблица 1	*Коэффициент 0,6 к нормам затрат труда, времени эксплуатации машин (включая затраты труда машинистов). Демонтаж наружных сетей водопровода, канализации, теплоснабжения и газоснабжения*				
31	**414-103-0101** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Погрузка**	**т**	**4,56214**	**1 613**	**7 359**
32	**414-103-0102** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Трубы СВТ. Разгрузка**	**т**	**4,56214**	**1 613**	**7 359**
33	**412-501-0220** *СЦПГ РК 8.04-12-2025*	**Перевозка автомобилями трубовозами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км**	**т·км**	**561,14322**	**60**	**33 669**

Составил Суйндиков